НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ЦЕНТР ІНДУСТРІАЛЬНИХ ПРОБЛЕМ РОЗВИТКУ

Кваліфікаційна праця
на правах рукопису

САЛАШЕНКО ТЕТЯНА ІГОРІВНА

УДК 330.351:621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ РОЗВИТКУ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

Спеціальність 08.00.03 – Економіка та управління національним господарством

Подається на здобуття наукового ступеня доктора економічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело _____Т. І. Салашенко

Науковий керівник: Кизим Микола Олександрович, доктор економічних наук, професор, член-кореспондент Національної академії наук України

Харків – 2025

АНОТАЦІЯ

Салашенко Т.І. Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора економічних наук зі спеціальності 08.00.03 – економіка та управління національним господарством. – Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України. – Харків, 2025.

У дисертації запропоновано теоретичні положення та сформовано методичне забезпечення розвитку конкурентного ринку електричної енергії в Україні, що базується на поєднанні фундаментальних положень і прикладних інструментів функціонування ринку в умовах зовнішніх викликів та внутрішніх структурних трансформацій.

В роботі обґрунтовується, що побудова моделі конкурентного ринку електричної енергії опирається на 7 ключових детермінантах, які взаємопов'язують фізичні та комерційні потоки електричної енергії, це: спосіб диспетчеризації, географічне розмежування системи, тип ринкової інфраструктури, форми торгівлі електричною енергією, часова сегментація ринку, методи ціноутворення електричної енергії, диверсифікація продуктового портфелю електричної енергії. Кожна з цих детермінант обумовлює архітектуру конкретної моделі ринку електричної енергії, визначаючи умови розвитку конкурентних відносин та ефективного балансування електроенергетичної системи для надійного задоволення потреб споживачів в електричній енергії.

Сформовані ключові детермінанти дозволили провести типологізацію моделей європейського, американського та австралійського ринку електричної енергії, що дозволило виявити їхні основні відмінності. Окрім товарного ринку електричної енергії, розбудову конкурентного ринку електричної енергії забезпечує ринок потужностей, який спрямований на адекватний розвиток електроенергетичної системи та задоволення потреб споживачів у майбутньому, гарантування повернення інвестицій у генерацію. У роботі досліджено відмінності функціонування ринку потужностей у регіональних моделях ринку електричної енергії. Здійснена типологізація регіональних моделей ринку електричної енергії дозволила виявити системні переваги й обмеження кожної

моделі, а також визначити адаптивні механізми для імплементації найкращих практик у національну модель ринку електричної енергії з урахуванням техніко-технологічних та соціально-економічних особливостей української електроенергетичної системи.

Проведена параметрична ідентифікація національних ринків електричної енергії 25 країн ЄС, а також Великої Британії, Норвегії та Швейцарії засвідчила суттєву диференціацію їхніх внутрішніх моделей попри уніфіковані правила транскордонної торгівлі. Встановлено, що попри спільний зовнішній дизайн, внутрішня архітектура національних ринків електричної енергії в ЄС характеризується значними відмінностями. На основі параметричної ідентифікації національних ринків електричної енергії європейських країн сформовано прогресивний дизайн європейської моделі, яка, на відміну від нормативної, передбачає: розукрупнення контрольних територій на декілька торгових зон, розвинену біржову торгівлю на строковому ринку, поєднання різних форм торгівлі на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку; делегування комерційних функцій балансування та

Параметрична ідентифікація ринку електричної енергії України, що функціонує за європейською моделлю з середини 2019 року, засвідчила його квазіконкурентний дизайн.

Окремо досліджено ринкові механізми підтримки електроенергетики - ринки потужностей та відновлюваної енергії та виявлено значні розбіжності міжєвропейськими моделями та українською практикою, які обмежують конкуренцію та сримують інвестиції.

Для визначення фундаментальних зрушень в електроенергетиці було роздроблено методичний підхід до декомпозиційного аналізу, який базується на методі логарифмічного індексу середнього Дівізіа (LMDI-I) та використовує систему чотирьох взаємопов’язаних рівнянь декомпозиції для оцінки потоків ЕЕ за стадіями електроенергетичного ланцюг. Такий підхід дозволив цілісно досліджувати весь електроенергетичну систему та виявити 14 фундаментальних імпакт-факторів, а саме екстенсивні, структурні та інтенсивні.

Для проведення порівняльного аналізу національних електроенергетичних систем запропоновано аналітичне забезпечення для моделювання вхідних та

вихідних потоків електричної енергії, що поєднує концепцію «витрати-випуск» з інструментами візуальної аналітики. В його основі лежить модель, що відстежує 8 ключових потоків в електроенергетичному ланцюгу. Цю модель доповнено системою з 15 якісних індикаторів, згрупованих за 3 блоками: енергоефективність, структурні зрушення, а також безпека/інтеграція.

Для оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем розроблено теоретико-методичні положення, що базуються на концепції життєвого циклу та інтегрують три ключові елементи стратегічного аналізу та прогнозування. Запропоновано інтегральний індекс сталості розвитку електроенергетичних систем (PSS index), який агрегує 10 локальних індикаторів сталості (LPSS) за трьома складовими з визначенням їхніх ваг методом ентропії.

Побудовано регресійні моделі причинно-наслідкових зв'язків між структури енергетичного міксу (8 типів електрогенерації) на кожен з 10 LPSS. Для визначення компромісних сценаріїв сталого розвитку електроенеретичної системи України розроблено модель багатоцільової оптимізації, що оптимізує структуру енергетичного міксу за частками 8 типів генерації з 10 LPSS. За результатами багатоцільової оптимізації сформовано 17 Парето- оптимальних сценаріїв сталого розвитку електроенергетики України.

Діагностика функціонування ринку електроенергії України охоплювала перші 5 років його функціонування за європейської моделі, протягом яких було виділено 8 когортних періодів: відкриття конкурентного ринку, постпандемійне відновлення, європейська енергетична криза, початок повномасштабної війни рф проти України, I фаза енергетичного терору, адаптація до воєнного стану під тиском атак на енергетичну інфраструктуру, II фаза енергетичного терору.

Для діагностики ринку електроенергії запропоновано аналітичне забезпечення, що базується на модульному підході, до складу якого входять: модуль вхідних даних, модуль обсягів торгів і структури ринку, модуль продуктового портфеля, модуль ринкової рівноваги, модуль цінової динаміки, що дозволють виявляти поведінкові зміни учасників ринку під впливом фундаментальних факторів.

Для вирішення проблеми відсутності системної методичної основи моніторингу ринку електричної енергії в Україні розроблено методичний підхід

до оцінки його результативності, який ґрунтується на теорії ключових показників результативності (KPI) і дозволяє здійснювати якісну оцінку рівня розвитку конкуренції та оперативно виявляти порушення в роботі сегментів ринку. Для дослідження результативності ринку електричної енергії сформовано структурно-логічну модель її оцінки, в якій ринок електроенергії представлено у виді трикутника, сторонами в якому є складові попиту та пропозиції та виділено 3 його рівні: (1) фізичний,; (2) заявлений, та (3) акцептований, а на вершині цього трикутника акцептована ціна електричної енергії. Для оцінки результативності ринку електроенергії запропоновано 16 локальних показників, згрупованих за чотирма ключовими компонентами ринкової кон'юнктури: динамічність, збалансованість, варіабельність пропорційність. Цей підхід до оцінки результативності ринку електроенергії передбачає розрахунок інтегрального показника через площу радар-діаграми,

Доведено, що неоліберальна парадигма, яка лежить в основі європейської моделі ринку електричної енергії, виявилася неспроможною забезпечити довгостроковий сталий розвиток електроенергетичних систем, оскільки її деструктивні наслідки унеможливлюють ефективне реагування на сучасні екологічні та соціальні загрози. У зв'язку з цим запропоновано перехід до постнеоліберальної моделі, де ринок електричної енергії розглядається не лише як механізм взаємодії виробників і споживачів електричної енергії, але є частиною більш комплексного механізму стратегічного партнерства між державою та учасниками ринку в інтересах суспільства та довкілля.

Теоретичне підґрунтя концепції складають три наукові підходи: теорія галузевих ринків, системний підхід та його синергетична парадигма, а також теорії економічних механізмів та аукціонів.

Основу концептуальної моделі розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі складають три функціональні вектори: результативність розподілу комерційних потоків електроенергії, забезпечення електроенергетичної безпеки постачань та збалансування фізичних потоків електроенергії, стратегування адекватного розвитку потужностей в інтересах суспільства та довкілля. Досягнення цих функціональних векторів моделі

забезпечуються сукупність прямих механізмів, якими є механізми товарного ринку, ринку системних резервів та ринку потужностей.

Розроблено операційну модель розвитку конкурентного ринку електричної енергії, яка є покроковим планом реалізації запропонованої концепції та передбачає чотири етапи: ідентифікація ключових детермінант розвитку ринку електроенергії; аналіз регіональних і національних тенденцій з урахуванням енергетичних пріоритетів, дисбалансів виробництва і споживання електроенергії, стану генеруючих потужностей та можливостей транскордонної торгівлі; побудова прямих механізмів функціонування товарного ринку, ринку потужностей, ринку системних резервів; запровадження інструментів діагностики фізичних і комерційних потоків електроенергії для операційного та стратегічного регулювання напрямів розвитку ринку. Запропонована модель дає змогу перейти від формальної відповідності європейському дизайну до створення національної моделі конкурентного ринку, зорієнтованої на національні інтереси сталого розвитку електроенергетичної системи у площині «вартість – гнучкість – чистота» електрогенерації.

Розвиток товарного ринку електричної енергії в Україні доцільно здійснювати виключно на біржовій основі, для чого обґрунтовано комплекс організаційних положень, що передбачає багатосесійність торгів, використання різних методів ціноутворення та часову диференціацію ринкових продуктів у міру наближення до фізичної поставки електроенергії. Запропонована модель інтегрує вимоги транс’європейського законодавства, враховує особливості національної електроенергетичної системи та спирається на кращі світові практики біржової організації ринків, забезпечуючи узгодженість, прозорість і технологічну нейтральність товарного ринку.

Для стратегування розвитку електроенергетичної системи удосконалено складові організаційно-економічного механізму ринку потужностей України, в основу якого закладено обсягоорієнтований підхід до закупівлі необхідних обсягів потужностей на відповідний рік в межах прогнозу адекватності розвитку електроенергетичної системи, що забезпечує структурну відповідність генеруючих потужностей прогнозованому попиту та критеріям адекватності й надійності системи. Запропонований механізм ґрунтується на продуктовому

поділі ринку потужностей на три сегменти: ринок балансуючої потужності , ринок традиційної потужності, ринок альтернативної потужності. Для забезпечення системного поєднання коротко- і довгострокових рішень запропоновано трирівневу систему строкових аукціонів для ринку традиційної потужності : аукціон на рік наперед, аукціон на три роки наперед, аукціон на п'ять років наперед.

Аукціони на ринку альтернативної потужності проводяться за лотовим принципом із урахуванням ступеня комерціалізації технологій та їхньої ролі у забезпеченні стійкості системи: лот 1 – зрілі технології негарантованої відновлюваної генерації; лот 2 – нові та малокомерціалізовані технології; лот 3 – гарантовані маневрові потужності.

Для оперативного управління ризиками збоїв в електропостачання та з метою уникнення електроенергетичних криз обґрунтовано необхідність проводити щоденний оперативно-превентивний моніторинг на основі методичного підходу до оцінки електроенергетичної безпеки. Цей підхід опирається на кількісний та якісний вимір трьох безпекових компонент, які взаємопов'язані із підсистемами паливозабезпечення, електрогенерації та електроспоживання, а саме: споживча безпека, виробнича безпека, паливна безпека Методичний підхід передбачає трирівневу інтерпретацію електроенергетичної безпеки за станами нормальний, ризиковий та кризовий для кожної безпекової компоненти та системи в цілому. Оцінка базується на системі граничних значень, що враховують критичні параметри електроенергетичної системи такі як пропускна здатність міждержавних перетинів, потужність найбільшого енергоблоку та нормативи накопичення палива.

Залежно від ідентифікованого стану електроенергетичної системи, обґрунтовано впровадження оперативного управління ризиками електроенергетичної безпеки, що передбачає диференційований регуляторний вплив: від ринкового саморегулювання у нормальному стані до централізованих рішень у кризовому. В якості головного інструменту для гнучкого реагування на загрози та запобігання розвитку криз пропонується запровадження ринку системних резервів, який охоплює резерв адекватності, надійності та забезпечення.

Обґрунтовано необхідність удосконалення методичне забезпечення із прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей ENTSO-E, що ґрунтується на екстраполяції історичних трендів, які втратили прогностичну цінність через військові руйнування в Україні, на цільовий інтерполяційний підхід, що формує траєкторію розвитку від поточного стану електроенергетичної системи до цільової структури генерації, визначеної сценаріями багатоцільової оптимізації. Цей підхід включає: 1) прогнозування валового електроспоживання на основі цільових показників (на основі цільових показників побутового електроспоживання на душу населення, електроємність ВВП), з урахуванням втрат в електромережах та власних потреб електростанцій; 2) декомпозицію річного попиту до погодинного навантаження за через місячні, тижневі та погодинні коефіцієнти сезонності; 3) моделювання генерації для покриття цього навантаження згідно з ключовими припущеннями (продовження терміну експлуатації атомних енергоблоків, екомодернізація теплових енергоблоків, робота відновлюваних джерел енергії за кліматичними умовами в Україні, балансування за рахунок гідроелектростанцій та транскордонних перетоків); 4) оцінку гнучкості системи шляхом аналізу здатності маневрових потужностей покривати залишкове навантаження; 5) визначення узагальнюючий індикаторів оцінка адекватності розвитку електроенергетичної системи.

Апробацію методичного забезпечення проведено на трьох сценаріях розвитку електроенергетичної системи України до 2035 року, що були визначені в розділі 3 як найбільш реалістичні: консервативний сценарій, сценарій низьковуглецевого розвитку, сценарій стриманого розвитку.

Порівняння сценаріїв розвитку доводить, що всі траєкторії дозволяють досягти повної адекватності системи, проте строки та системні ризики суттєво відрізняються. Низьковуглецевий сценарій є найшвидшим, досягаючи адекватності вже з 2029 року за рахунок стрімкого розвитку відновлюваних джерел електроенергії та маневрових газотурбінних установок, тоді як консервативний сценарій досягає цього з 2031 року, проте формує більш збалансовану структуру та значний експортний потенціал. Натомість сценарій стриманого розвитку визначено системно вразливим через хронічний дефіцит гнучкості та створює тривалі ризики операційної нестабільності.

Для порівняння економічної ефективності технологій електрогенерації та їх ранжування відповідно до стратегічних цілей сталого розвитку, електроенергетичної системи в умовах розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі запропоновано методичний підхід, що ґрунтується на оцінці ціннісної вартості електроенергії (LCOEv), яка інтегрує в прямі витрати на електрогенерацію й якісні параметри виробництва електроенергії такі як: гнучкість та екологічна чистота технологій.

В основі підходу лежить декомпозиція нормованої вартості електроенергії на дві складові, що відповідають різним сегментам ринку:

короткострокові витрати на електрогенерацію, що визначають конкурентоспроможність технології на товарному ринку електричної енергії;

довгострокові витрати на електрогенерацію,, які компенсуються через плату за потужність на ринку потужностей.

Ціннісна вартість електроенергії визначається як співвідношення між нормованою вартістю електроенергії та ранговими коефіцієнтами. Апробацію методичного підходу проведено на 19 технологіях традиційної теплової генерації, що дозволило виявити технології, які є не лише економічно ефективними й найбільш цінними для забезпечення гнучкості та декарбонізації електроенергетичної системи.

Апробація методичного підходу дозволила диференціювати технології відновлюваної електрогенерації за їхньою доцільністю для участі у двох технологічно нейтральних ринкових сегментах, що функціонують за маржинальним ціноутворенням: внутрішньодобових аукціонах «зеленою» електроенергією, де технології конкурують за короткостроковими витратами, та ринку альтернативної потужності, який компенсує довгострокові капітальні витрати, де технології групуються в окремі лоти, що дозволяє проводити цільові аукціони для залучення інвестицій у розвиток нових потужносте.

Таким чином, на основі проведеного дослідження в роботі сформовано концепцію розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі та доведено її гіпотези, що інтегрують теоретичні положення, методичні інструменти й складові організаційно-економічного механізму його функціонування, забезпечуючи сталий розвиток

електроенергетичної системи через стратегічне партнерство держави та учасників ринку й орієнтацію індикаторів ринку на сталі технології електрогенерації шляхом диверсифікації форм торгівлі, часової та продуктової сегментації ринку.

Ключові слова: товарний ринок електроенергії, ринок електрогенеруючих потужностей, відновлювана електроенергетика, сталий розвиток електроенергетичних систем, електроенергетична безпека, ціннісна вартість електроенергії, декарбонізація.

ABSTRACT

Salashenko T. I. The Theoretical Aspects of Development of the Competitive Electricity Market in Ukraine. – Manuscript.

Dissertation for the Degree of Doctor of Economic Sciences in the Specialty 08.00.03 – Economics and Management of the National Economy. – Research Center for Industrial Problems of Development of the National Academy of Sciences of Ukraine. – Kharkiv, 2025.

The dissertation proposes theoretical provisions and establishes methodological support for the development of the competitive electricity market in Ukraine, based on a combination of fundamental principles and applied tools for the market's functioning in the context of external challenges and internal structural transformations.

This scientific work substantiates that the construction of a competitive electricity market model relies on 7 key determinants that interconnect the physical and commercial electricity flows, namely: the method of dispatch management, geographical delineation of the system, type of market infrastructure, forms of electricity trading, temporal market segmentation, pricing methods for electricity, and diversification of the electricity product portfolio. Each of these determinants shapes the architecture of a specific electricity market model, defining the conditions for the development of competitive relationships and effective balancing of the electric power system to reliably meet consumer demands for electricity.

The established key determinants have allowed for the typology of European, American, and Australian electricity market models, revealing their main differences.

The typologization of regional electricity market models has identified the systemic advantages and limitations of each model, as well as determined adaptive mechanisms.

The parametric identification of national electricity markets in 25 EU countries, as well as the UK, Norway, and Switzerland, has confirmed significant differentiation in their internal models despite unified rules for cross-border trade. It was determined that, although a common external design exists, the internal architecture of national electricity markets in the EU is characterized by substantial differences. Based on the parametric identification of the national electricity markets of European countries, a progressive design of the European model has been elaborated, which, unlike the regulatory model, includes: the fragmentation of control areas into several bidding zones, a developed exchange trading on the forward market, a combination of different trading forms on the day-ahead market and the intraday market; delegation of commercial balancing functions and a unified marginal pricing in the balancing market.

The parametric identification of the electricity market in Ukraine, which has been operating according to the European model since mid-2019, has confirmed its quasi-competitive design.

The market mechanisms supporting the electricity sector – capacity and renewable energy markets – have been analyzed separately. It was found that significant discrepancies have been found between European models and Ukrainian practices, which limit competition and does not stimulate investments.

To identify fundamental shifts in the electricity sector, a methodological approach to decomposition analysis was refined, which is based on the Logarithmic Mean Divisia Index method (LMDI-I) and employs a system of four interrelated decomposition equations to assess electricity flows at various stages of the electric power supply chain. This approach allowed for a holistic study of the entire electric power system and the identification of 14 fundamental impact factors, namely: extensive, structural and intensive.

For conducting a comparative analysis of national electric power systems, the analytical support has been proposed for modeling the input and output electricity flows, combining the «input-output» conception with visual analytics tools. It is based on a model that tracks 8 key flows in the electric power supply chain. This model is complemented by a system of 15 qualitative indicators, grouped into 3 blocks: energy

efficiency, structural shifts and security/integration. The visualization of flows and quantitative gaps is carried out using Sankey diagrams implemented in the Power BI software environment.

In order to assess the sustainability of the development of electric power systems, theoretical and methodological provisions have been developed based on the life cycle conception, integrating three key elements of strategic analysis and forecasting. An integral index of sustainability for electric power systems (PSS index) has been proposed, which aggregates 10 local sustainability indicators (LPSS) across three components by determining their weights using the entropy method. Regression models of causal relationships have been constructed between the energy mix structure (8 types of electricity generation) for each of the 10 LPSS. To identify compromise scenarios for the sustainable development of Ukraine's electric power system, a multi-objective optimization model based on optimization the shares of 8 types of generation with 10 LPSS. As a result of multi-objective optimization, 17 Pareto-optimal scenarios for the sustainable development of Ukraine's electric power system have been formed.

The diagnostics of the functioning of the electricity market in Ukraine covered the first 5 years of its operation under the European model, during which 8 cohort periods were identified: the opening of the competitive market, the Covid-19 pandemic, post-pandemic recovery, the European energy crisis, the beginning of the full-scale war of the russian federation against Ukraine, Phase I of energy terror, adaptation to martial law under pressure from attacks on the energy infrastructure, Phase II of energy terror.

For the diagnostics of the electricity market, an analytical support based on a modular approach has been proposed, which includes: an input data module , modules of trading volumes, product diversification, market equilibrium, and price dynamics, that allow for detecting behavioral changes of market participants influenced by fundamental factors.

To address the issue of the lack of a systematic methodological basis for monitoring the electricity market in Ukraine, a methodological approach has been developed to assess its performance, based on the theory of key performance indicators (KPI), which allows for a qualitative assessment of the level of competition development and the timely identification of violations in market segment operations.

A structural-logical model for evaluating the performance of the electricity market has been developed, where the electricity market is represented as a triangle. The sides of this triangle represent the components of demand and supply, and three levels are identified: (1) physical level,, (2) declared level, (3) accepted level and at the top of this triangle is the accepted price of electricity. To assess the poerformance of the electricity market, 16 local indicators have been proposed, grouped into four key components of market conditions: dynamism, balance, variability, proportionality. This approach involves calculating an integral indicator through the area of a radar diagram, which visualizes the alignment of market parameters with developmental target objectives. The methodological approach was approbated on the day-ahead market data of Ukraine for 8 cohort periods.

It is proved that the neoliberal paradigm underlying the European electricity market model has incapable of ensuring long-term sustainable development of electric power systems, as its destructive consequences hinder effective responses to contemporary environmental and social threats. In this context, a transition to a post-neoliberal model is proposed, where the electricity market is viewed not only as a mechanism for interaction between electricity producers and consumers, but as part of a more complex mechanism of strategic partnership between the state and market participants in the interests of society and the environment. The theoretical basis of the conception consists of three scientific approaches: the theory of sectoral markets, the systemic approach and its synergetic paradigm, and the theories of economic mechanisms and auctions.

An operational model for the development of a competitive electricity market has been designed as a step-by-step roadmap for implementing the proposed concept. It comprises four key stages: identification of the main determinants influencing electricity market development; analysis of regional and national trends, taking into account energy priorities, production-consumption imbalances, the condition of generation capacities, and cross-border trade potential; construction of direct mechanisms for the functioning of the commodity market, capacity market, and system reserves market; and the introduction of diagnostic tools for physical and commercial electricity flows to support both operational and strategic regulation of market development pathways. The proposed model enables a shift from formal compliance

with the European market design toward the creation of a national competitive market model aligned with domestic priorities for the sustainable development of the power system-framed within the dimensions of cost, flexibility, and cleanliness of electricity generation

The development of the electricity commodity market in Ukraine should be carried out exclusively on an exchange basis, for which a set of organizational provisions has been substantiated, including multi-session trading, the use of various pricing methods, and the temporal differentiation of market products as the physical delivery of electricity approaches. The proposed model integrates the requirements of trans-European legislation, takes into account the specifics of the national electric power system, and relies on the best global practices of market exchange organization, ensuring consistency, transparency, and technological neutrality of the electricity commodity market.

In order to strategize the development of the electric power system, the components of the organizational-economic mechanism of Ukraine's capacity market have been refined, based on a volume-oriented approach to purchasing the required power capacities for the corresponding year within the adequacy forecast of the electric power system's development, which ensures the structural alignment of generating capacities with the projected demand and the criteria of adequacy and reliability of the system. The proposed mechanism is based on the product division of the capacity market into three segments: balancing capacity market, traditional capacity market, – alternative capacity market.

To ensure a systematic combination of short- and long-term solutions, a three-tier system of term auctions for the traditional capcity market has been proposed: year-ahead auction, three-years-ahead auction, five-years-ahead auction.

Auctions in the alternative capacity market are conducted on a lot basis, taking into account the degree of commercialization of technologies and their role in ensuring the system's stability: lot 1 – mature technologies of non-guaranteed renewable generation; lot 2 – new and less commercialized technologies; lot 3 – guaranteed flexible capacities.

To manage the risks of power supply failures operatively and to prevent energy crises, it is justified to conduct daily operational-preventive monitoring based on a

methodological approach to assessing electricity security. This approach is based on quantitative and qualitative measurements of three interrelated security components linked to the subsystems of fuel supply, electricity generation, and electricity consumption, namely: consumer security, generation security, fuel security The methodological approach involves a three-level interpretation of electricity security based on normal, risky, and crisis states for each security component and the system as a whole. The assessment is based on a system of threshold values that consider critical parameters of the electricity system, such as the cross-border capacity, the output of the largest power unit, and fuel storage regulations.

Depending on the identified condition of the electric power system, the implementation of operational management of electricity security risks is substantiated, which involves differentiated regulatory influence: from market self-regulation in a normal state to centralized decisions in a crisis. As the main tool for flexible response to threats and prevention of crisis developments, the introduction of a system reserves market is proposed, which includes reserves for adequacy, reliability, and provision.

The necessity to improve the methodological support for forecasting the adequacy of the development of generating capacities of ENTSO-E has been substantiated, based on the extrapolation of historical trends that have lost their predictive value due to combat destruction in Ukraine, towards a targeted interpolation approach that shapes the development trajectory from the current state of the electric power system to the target generation structure defined by multi-objective optimization scenarios. This approach includes: 1) forecasting gross electricity consumption based on target indicators (based on per capita household electricity consumption and electricity intensity of GDP), taking into account losses in electrical networks and the own needs of power plants; 2) decomposing annual demand into hourly load using monthly, weekly, and hourly seasonal factors; 3) modeling generation to cover this load according to key assumptions (extension of the operational life of nuclear power units, eco-modernization of thermal power units, operation of RES under the climatic conditions in Ukraine, balancing through hydropower plants and cross-border flows); 4) assessing the system flexibility through analyzing the ability of flexible capacities to cover the residual load; 5) determining summarized indicators to evaluate the adequacy of the electric power system’s development.

This methodological support was approbated on three scenarios for the development of Ukraine's electric power system by 2035: the conservative scenario, the low-carbon development scenario, the restrained development scenario.

A comparison of the development scenarios demonstrates that all trajectories allow for full system adequacy; however, the timelines and systemic risks differ significantly. The low-carbon scenario is the fastest, achieving adequacy as early as 2029 due to the rapid development of renewable energy sources and gas turbine peaking facilities, whereas the conservative scenario reaches this by 2031, but creates a more balanced structure and significant export potential. In contrast, the restrained development scenario is defined as systematically vulnerable due to a chronic lack of flexibility and creates prolonged risks of operational instability.

To compare the economic efficiency of electricity generation technologies and rank them according to the strategic goals of sustainable development, a methodological approach is proposed that is based on the assessment of the value cost of electricity (LCOEv), which integrates direct costs of electricity generation and qualitative parameters of electricity production, such as flexibility and environmental cleanliness of technologies. The approach is based on the decomposition of the normalized cost of electricity into two components that correspond to different market segments:

SRCE (Short-Run Cost of Electricity), which determines the competitiveness of the technology in the commodity electricity market;

Long-Run Capital Expenditures, which are compensated through capacity charges in the capacity market;

The value of electricity is defined as the ratio between the normative cost of electricity and the ranking coefficients.

The methodological approach was approbated on 19 technologies of traditional thermal generation, allowing for the identification of technologies that are not only economically efficient but also the most valuable for ensuring flexibility and decarbonization of the electric power system.

The approbation of the methodological approach allowed for the differentiation of renewable energy generation technologies based on their suitability for participation in two technologically neutral market segments that operate under marginal pricing:

intraday auctions for green electricity, where technologies compete based on short-term costs, and the alternative capacity market, which compensates for long-term capital costs, where technologies are grouped into separate lots, facilitating targeted auctions to attract investment in the development of new capacities.

The assessment of long-term costs made it possible to substantiate the structure of auctions in the alternative capacity market across three lots: well-established technologies (large hydropower plants, onshore wind farms, and industrial solar power plants), less established technologies (offshore wind farms, rooftop solar power plants, solar concentrators, and wave power plants), and guaranteed flexible capacities (small hydropower plants). This allows for targeted auctions and sets a justified payment for capacity, minimizing the burden on the electricity commodity market and encouraging balanced development of renewable energy.

Thus, based on the conducted research, the dissertation has formulated a conception for the development of a competitive electricity market on a post-neoliberal basis and demonstrated its hypotheses, which integrate theoretical frameworks, methodological tools, and components of the organizational-economic mechanism for its operation, ensuring the sustainable development of the electric power system through strategic partnerships between the state and market participants, and orienting market indicators towards sustainable electricity generation technologies by diversifying forms of trade and timing and product segmentation of the market.

Keywords: Keywords: electricity commodity market, electricity generation capacity market, renewable energy, sustainable development of electricity systems, electricity security, value of electricity generation, decarbonisation.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові публікації, у яких опубліковано основні результати дослідження

1.1. Монографії

1. Салашенко Т. І. Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України: монографія. Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 432 с.

2. Kyzym M., Hubarieva I., Salashenko T., Khaustov M., Kostenko D. Analysis of Trends in the Development of Scientific Research in the Field of Defining the Determinants of Ensuring the Fuel Energy Security of the World Countries. In: Babak

V., Zaporozhets A. (eds) In *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control.* 2024. Vol 561. Pp. 255-266. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_13. (Scopus)

Особистий внесок: досліджено системні складові енергетичної безпеки та їх взаємозв'язок із національними потребами, інтересами та цінностями.

1.2. Публікації в зарубіжних наукових виданнях

3. 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. № 4(20). P. 3-21. https://doi.org/10.15407/scine20.04.003. (Scopus, Q3)

Особистий внесок: здійснено оцінку місця України у системі забезпечення енергетичної безпеки європейського простору та визначено її роль у контексті паливної залежності.

4. 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. № 15(2). P. 164-184. https://doi.org/10.21511/ee.15(2).2024.12. (Scopus, Q2)

Особистий внесок: визначено вплив технологій сталої мобільності на трансформаційні процеси лібералізації ринку електричної енергії.

5. Koval V., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Salashenko T., Olczak, P. Fundamental Shifts in the EU's Electric Power Sector Development: LMDI Decomposition Analysis. *Energies*. 2023. № 16(14). 5478. https://doi.org/10.3390/en16145478 (Scopus, Q2).

Особистий внесок: розроблено моделі LMDI-декомпозиції електроенергетичної системи для оцінки структурних і якісних зрушень у її розвитку.

6. Wang D., Gryshova I., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Davidyuk O. Assessment of Power System Sustainability and Compromises between the Development Goals. *Sustainability.* 2022. №*14.* 2236. https://doi.org/10.3390/su14042236. (Scopus, Q1)

Особистий внесок: розроблено індекс PSS Index для оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем.

7. Wang D., Gryshova I., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Shcherbata M. Electricity Price Instability over Time: Time Series Analysis and Forecasting. *Sustainability.* 2022. *14*. 9081. https://doi.org/10.3390/su14159081. (Scopus, Q1)

Особистий внесок: визначено фундаментальні чинники формування рівноважної ціни на ринку електричної енергії та цінові стратегії його учасників.

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

Особистий внесок: визначено прогресивну модель європейського ринку електроенергії, ідентифіковано квазіконкурентність українського ринку та сформовано альтернативну модель його розвитку.

9. Chen Q., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Gryshova I., Khaustova V. Electricity markets instability: Causes of price dispersion. *Sustainability*. 2021. №13(22). 12343. https://doi.org/10.3390/su132212343. (Scopus, Q1)

Особистий внесок: проаналізовано цінову динаміку та волатильність електроенергії в європейському просторі, визначено напрями розвитку інтеграційних процесів на ринку електричної енергії.

1.3. Публікації у наукових фахових виданнях України

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

11. Кизим М. О., Шпілєвський В. В., Салашенко Т. І., Борщ Л. М. Ідентифікація національної моделі енергетичної безпеки України: системні складові та пріоритетні напрями. *Бізнес Інформ.* № 6. 2016. 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.

Особистий внесок: досліджено взаємозв'язок системних складових енергетичної безпеки України та організаційно-економічного механізму розвитку національного ринку електричної енергії.

12. Салашенко Т. І. Порівняльний аналіз стратегічних орієнтирів розвитку

електроенергетики в Україні та світі. *Інфраструктура ринку*. 2016. №2. С. 100–107. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ifrctr_2016_2_21.

13. Khaustova V. Ye., Salashenko T. I., Lelyuk O. V. Energy security of the national economy based on a systems approach. *Науковий вісник Полісся.* 2018. № 2 (14). Ч. 1. С. 79-92. URL: http://nvp.stu.cn.ua/article/view/140212.

Особистий внесок: досліджено системні чинники енергетичної безпеки національної економіки та визначено їхній вплив на стійкість і розвиток електроенергетичної системи України.

14. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Кизим Г. М. Оцінка впливу вимог міжнародних зобов'язань на тарифну політику в енергетичній сфері України. *Бізнес Інформ.* 2018. № 2. С. 148–159. URL: https://www.business-inform.net/_inc/kachka_pdf.php?year=2018&volume=2_0&pages=148_159&qu=%D0%A1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE.

Особистий внесок: досліджено специфіку електроенергії як подвійного об'єкта міжнародних відносин та визначено її вплив на формування енергетичної політики України в умовах виконання міжнародних зобов'язань.

15. Салашенко Т. І. Теоретичне обґрунтування компонентів механізму лібералізації оптового ринку електроенергії. *Проблеми системного підходу в економіці.* 2018. № 1 (63). С. 51–60. URL: http://psae-jrnl.nau.in.ua/journal/1_63_2018_ukr/8.pdf.

16. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклики Україні. *Науковий вісник Ужгородського національного університету. Серія: Міжнародні економічні відносини та світове господарство.* 2018. Вип. 20, Ч. 3. С. 22 – 28. URL: http://www.visnyk-econom.uzhnu.uz.ua/archive/20_3_2018ua/7.pdf.

17. 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.

18. Салашенко Т. І. Оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України у європейському просторі. *Вісник ОНУ. Серія: Економіка*. 2019. Том. 24.

Випуск. 2(75). С. 25–31. URL: http://liber.onu.edu.ua/pdf/visn_econom_24_2(75).pdf.

19. Салашенко Т. І. Диференціація цін електроенергії у європейському просторі. *Підприємництво та інновації.* 2019. № 9. С. 9–17. URL: http://www.ei-journal.in.ua/index.php/journal/article/view/194/182.

20. Салашенко Т. І. Енергетика України та світу в умовах пандемії: наслідки та заходи боротьби. *Економіка та держава.* 2020. № 5. С. 137–142 URL: 10.32702/2306-6806.2020.5.137

21. Кизим М. О., Салашенко Т. І. Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування. *Проблеми економіки.* 2020. №2. С. 130–143. https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143.

Особистий внесок: проведено типологізацію регіональних моделей ринку електричної енергії.

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

Особистий внесок: розроблено альтернативну модель та технологічних регламент функціонування товарного ринку електричної енергії України.

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

Особистий внесок: розроблено альтернативну модель та технологічних регламент функціонування ринку потужностей України.

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

Особистий внесок: розроблено меттодичний підхід до кількісно-якісної оцінки електроенергетичної безпеки за системними безпековими складовими.

25. Салашенко Т. І. Оцінка результативності ринку електричної енергії України. *Бізнес Інформ* 2022. №7. С. 234–246. https://doi.org/10.32983/2222-4459-2022-7-234-246.

26. Салашенко Т. І. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України на постнеоліберальній основі. *Проблеми економіки*. 2022. № 3. С. 70–83. https://doi.org/10.32983/2222-0712-2022-3-70-83.

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

Особистий внесок: проведено порівняння методичних підходів прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей в ЄС та Україні.

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

Особистий внесок: досліджено чинники сталого розвитку в наукових дослідження з економіки енергетики.

29. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І., Салашенко Т. І. Концептуальні аспекти та принципи формування конкурентних ринків теплоенергії. *Бізнес Інформ.* 2024. №3. С. 204–215. https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-3-204-215.

Особистий внесок: доведено стратегічне значення технологій когенерації у розвитку ринків електричної та теплової енергії.

30. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І., Салашенко Т. І. Методичні аспекти ціноутворення на ринках теплової енергії за аукціонного підходу, *Бізнес Інформ.* 2024. № 4. С. 115–128. https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-4-115-128.

Особистий внесок: удосконалено методи ціноутворення на енергетичних ринках шляхом розподілу витрат на когенерацію між ринками теплової та електричної енергії.

31. Салашенко Т. І. Еволюція торгівлі на ринку двосторонніх договорів електроенергії України: проблеми, зміни та перспективи. *Проблеми економіки*. 2024. №4. С. 89–99. https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-4-89-99.

2. Праці апробаційного характеру

32. Kyzym M., Khaustova V., Shpilevskyi V., Salashenko T., Hrynkevych S., Kruchinina O. Consistency of trends in the economic and energy development of Ukraine: Assessment and analysis. *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 408. 01018. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340801018. (Scopus)

Особистий внесок: запропоновано методичний підхід до оцінки структурних зрушень в електроенергетиці України з урахуванням трансформації структури економічної діяльності.

33. 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. *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 408. 01009. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340801009. (Scopus)

Особистий внесок: визначено енергетичних та екологічних фактори у формуванні стратегічних орієнтирів сталого розвитку та лібералізації ринку електроенергії України.

34. Khaustova V. Y., Salashenko T. I. Contradictions in electric power sector development: Ukraine versus EU. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2023. Vol. 1254, No. 1. P. 012042. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012042. (Scopus)

Особистий внесок: визначено фундаментальні протиріччя розвитку електроенергетики України в європейському просторі.

35. Salashenko T., Rubino A., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Capozza C. Identification of the energy crisis in the EU electricity markets. *IOP Conference Series*. 2023. 1269, 012008. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1269/1/012008. (Scopus)

Особистий внесок: досліджено розвиток європейської енергетичної кризи та обґрунтовано її значення для трансформації організаційно-економічного механізму українського ринку електроенергії.

36. Салашенко Т. І. Системні проблеми енергетичної безпеки України. *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця*: матеріали Міжнар. наук. конф. (м. Харків, 26–28 травня 2016 р.). Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2016. С. 198–202.

37. Салашенко Т. І. Національні особливості реорганізації енергетичних ринків України у контексті реалізації її міжнародних зобов'язань. *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця:* матеріали Міжнар. наук. конф. (м. Харків, 01–02 червня 2017 р.,). Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2017. С. 477–480.

38. Салашенко Т. І. Передумови лібералізації ринку електроенергії України. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики*: матеріали Міжнар. конф. (м. Харків, 16–17 листопада 2017 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2017. С. 293–298.

39. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклик Україні. *International Scientific Conference on European Integration of Economics, Education and Law* (Warsaw, March 22–23, 2018). Warsaw: BMT Eridia Sp.z.o.o., Wydawnictwo Erida, 2018. Pp. 195–199.

40. Салашенко Т. І. Реформування енергетичного ланцюга створення електроенергії. *Актуальні проблеми економіки та менеджменту:* матеріали Міжнар. наук.-практ. Конф. (м. Запоріжжя, 16–17 лютого 2018 р.). Запоріжжя: ГО «СІЕУ», 2018. С. 25–30.

41. Салашенко Т. І. Організація спотового ринку електроенергії в Україні. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики:* матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 15–16 листопада 2018 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2018. С. 449–454.

42. Салашенко Т. І. Атрибутивні елементи оптового ринку електричної енергії. *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця:* матеріали Міжнар. наук.-практ. Конф. (м. Харків, 30–31 травня 2019 р.). Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2019. С. 149–150.

43. Салашенко Т. І. Determinants of competitive power markets. *Governance: Strategies, Processes, Technology:* Proceedings of the III International Scientfic Conference Corporate (Leipzig, October 25, 2019). Leipzig: Baltija Publishing, 2019. P. 37–40.

44. Салашенко Т. І. Ринкова інфраструктура як передоснова створення конкурентного ринку електричної енергії. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики:* матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 14 листопада 2019 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М.,

2019. С. 228–232.

45. Салашенко Т. І. Управління об’єктами державної власності на ринку електричної енергії України. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики:* матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 13 листопада 2020 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. С. 176–181.

46. Салашенко Т. І. Диференціація продуктів на ринку електроенергії України. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики*: матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 19 листопада 2021 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2021. С. 411–415.

47. Хаустова В. Є. Салашенко Т. І. 3D-модель енергетичного переходу електроенергетики України до енергетики 4.0. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики*: матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 25 листопада 2022 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. С. 862–866.

Особистий внесок: обґрунтовано декарбонізацію, децентралізацію та діджиталізацію як ключові складові 3D-моделі енергетичного переходу, що визначають архітектуру ринку електроенергії нового покоління.

3. Публікації, які додатково відображають результати дослідження

48. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Теоретико-прикладні аспекти сталого розвитку електроенергетики України: монографія. Х.: ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 224 с.

Особистий внесок: розроблено аналітичне забезпечення з моделювання вхідних та вихідних потоків електроенергії.

49. Напрямки ринкових перетворень у сфері теплопостачання України : монографія / за ред. М. О. Кизима, Є. І. Котлярова; авт. кол.: Кизим М. О., Котляров Є. І., Хаустова В. Є., Салашенко Т. І., Пономаренко Є. В., Колбасін Є. С., Філатова Т. А. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2024. 338 с. Укр. Мова

Особистий внесок: обґрунтовувано розподіл витрат на виробництво електричної та теплової енергії в когенераційних установках, а також сформовані складові організаційно-економічного механізму сумісної торгівлі цими енергосіями на енергетичних ринках

50. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Оцінка адекватності розвитку

потужностей електроенергетики України. Особливості соціально-економічного поступу національної економіки в умовах інформаційно-технологічних викликів: кол. моногр. / за наук. ред. Квасній Л.Г., Татомир І.Л. Трускавець: Посвіт, 2020. С. 152-172.

Особистий внесок: розроблено методику цільового прогнозування адекватності розвитку потужностей електроенергетики України.

51. Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України: кол. моногр. / за ред. М. О. Кизима; авт. кол.: М. О. Кизим, В. Є. Хаустова, В. В. Шпілєвський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілєвський, О. В. Лелюк, Г. В. Мілютін. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. С. 159-187.

Особистий внесок: запропоновано методичний підхід до оцінки прогресивності електроенергетичного циклу.

52. Khaustova V., Hubarieva I., Kostenko D., Salashenko T., Mykhailenko D. (Rationale for the Creation and Characteristics of the National High-Tech Production of Motor Biofuel. In *Systems, Decision and Control in Energy V.* 2024. Pp. 569-583. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_31. (Scopus)

Особистий внесок: досліджено роль біоенергетичних технологій у диверсифікації паливно-енергетичного балансу та їх вплив на формування альтернативних потужностей на ринку електричної енергії.

ЗМІСТ

	Стор
ВСТУП	29
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА СВІТОВА ПРАКТИКА З ФОРМУВАННЯ МОДЕЛЕЙ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	39
1.1. Обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного ринку електричної енергії	39
1.2. Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії	59
1.3. Американська та австралійська моделі конкурентного ринку електричної енергії	83
Висновки до розділу 1	113
Список використаних джерел до розділу 1	116
РОЗДІЛ 2. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ПРАВОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОРМУВАННЯ РИНКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В КРАЇНАХ ЄС ТА УКРАЇНІ	136
2.1. Параметрична ідентифікація товарних ринків електричної енергії в країнах ЄС	136
2.2. Організація та регулювання товарного ринку електричної енергії в Україні	157
2.3. Ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики в Європі та Україні	179
Висновки до розділу 2	199
Список використаних джерел до розділу 2	203
РОЗДІЛ 3. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ З АНАЛІЗУ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ В ЄВРОПЕЙСЬКОМУ ПРОСТОРІ	216
3.1. Декомпозиційний аналіз фундаментальних зрушень в розвитку електроенергетики ЄС	216
3.2. Визначення протиріч розвитку електроенергетики України в європейському просторі	235
3.3. Теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем у регіональному просторі	261
Висновки до розділу 3	287

Список використаних джерел до розділу 3 291
РОЗДІЛ 4. ДІАГНОСТИКА ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ЗА ЄВРОПЕЙСЬКОЇ МОДЕЛІ 308
4.1. Аналіз тенденцій розвитку строкової торгівлі електроенергією в Україні 308
4.2. Аналітичне забезпечення з моніторингу ринку електричної енергії країни 331
4.3. Методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії країни 382
Висновки до розділу 4 405
Список використаних джерел до розділу 4 408
РОЗДІЛ 5. ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СКЛАДОВИХ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ 412
5.1. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України 412
5.2. Організаційні положення з розвитку товарного ринку електричної енергії України 432
5.3. Організаційно-економічні складові механізмуфункціонування ринку потужностей України 453
Висновки до розділу 5 467
Список використаних джерел до розділу 5 470
РОЗДІЛ 6. МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ЕКОНОМІЧНОГО ОБҐРУНТУВАННЯ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В РИНКОВИХ УМОВАХ 478
6.1. Методичні положення з оцінки електроенергетичної безпеки України 478
6.2. Методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей України 492
6.3. Методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу 532
Висновки до розділу 6 558
Список використаних джерел до розділу 562
ВИСНОВКИ 568
ДОДАТКИ 575

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Україна впровадила європейську модель конкурентного ринку електричної енергії у липні 2019 року, проте зробила це на квазіконкурентній основі. Норми, закріплені Четвертим енергетичним пакетом, досі залишаються неімплементованими. Постійні зміни в регуляторному полі та зовнішні шоки – пандемія COVID-19, європейська енергетична криза, повномасштабна війна – призводять до хаотичної трансформації ринку електроенергії. Це унеможливлює забезпечення його інвестиційної привабливості електрогенерації в Україні та сталого й адекватного розвитку електроенергетичної системи. Стримувальним чинником залишаються суворі цінові обмеження, які викривлюють цінові сигнали, підвищують ризики маніпуляцій, провокують критичні фізичні дисбаланси та накопичення фінансових розривів між сегментами ринку. Рівень імплементації норм ЄС у сфері реформування конкурентного ринку електричної енергії демонструє регрес: 77 % – у 2023 р., 46 % – у 2024 р., що є гіршим показником за довоєнний рівень 51 % у 2021 р.

Повномасштабне вторгнення рф в Україну різко змінило патерни споживання в електроенергетичній системі: у 2022 р. споживання електроенергії в Україні скоротилося на 31,5 %, а у 2023 р. – ще на 6,5 %, а також обумовило критичну залежність від імпорту електроенергії – до 4,4 ТВтг. Водночас структурні диспропорції на ринку електроенергії України виявилися ще гострішими: обсяг торгів на ринку двосторонніх договорів скоротився на 80 %, на ринку на добу наперед – на 67 % у 2023 р. порівняно з аналогічним довоєнним періодом, призвівши до перетікання цих обсягів на внутрішньодобовий та балансуючий сегменти ринку.

Проблема розбудови конкурентних ринків електроенергії гостро постає як перед зарубіжними науковцями (Akbari-Dibavar, Ahlqvist V., Blazquez J., Felling T., Matenli A., Maize K., Pollitt M. G., Roldán-Blay, Sarfati M., Yin S. та ін.), так і перед українськими дослідниками (В. Бараннік, В. Блінов, М. Кизим, О. Люльов, В. Микитенко, А. Немировський, Є. Парус, А. Толкунов, Н. Савіна, І. Сотник, О.

Суходоля, О. Трофименко, В. Хаустова, В. Шкарупило та ін.). Попри значну увагу до цієї проблематики, вона залишається складною і недостатньо вирішеною, що зумовлено як багатовимірністю процесу побудови ринків електричної енергії, так і необхідністю одночасного балансування комерційних та фізичних потоків електроенергії. Означене вимагає перегляду наукових підходів до їх формування та розвитку з метою забезпечення конкуренції між виробниками за найдешевшу електроенергію та гарантування сталості розвитку електроенергетичної системи.

Наведене вище свідчить про актуальність теми дисертаційної роботи та необхідність поглибленого формування теоретичних аспектів розвитку конкурентного ринку електричної енергії у межах окресленої проблематики.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Окремі результати дисертаційної роботи були використані у науково-дослідних роботах Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України за темами: «Стратегування економічної політики для України» (№ 0116U006999), в якій було досліджено особливості формування енергетичної політики на ринку електричної енергії України; «Обґрунтування державної тарифної політики в енергетичній сфері України» (№ 0116U005642), в якій було опрацьовано методи ціноутворення на ринку електричної енергії України; «Обґрунтування механізму лібералізації енергетичного ринку України» (№ 0117U001756), що дозволило сформувати ключові детермінанти формування конкурентних ринків електричної енергії; «Обґрунтування напрямів розвитку розподіленої енергетики в Україні в контексті структурних зрушень в економіці» (№ 0118U100136), в якій було проведено оцінку стану електроенергетичної системи та оцінено електроенергетичну безпеку; «Зміст та політика забезпечення декарбонізації промисловості України» (№ 0119U102913), де було визначено напрями екологізації електроенергетики; «Теоретичне забезпечення державного регулювання ринку електричної енергії України» (№ 0119U102093), де було розроблено засади стратегічного та операційного регулювання ринку електричної енергії України.

Мета та завдання роботи. Метою роботи є обґрунтування теоретичних

положень і формування методичного забезпечення щодо розвитку конкурентного ринку електричної енергії України з урахування національних інтересів сталого розвитку електроенергетичної системи.

Досягнення поставленої мети визначило зміст дослідження та обумовило необхідність розв’язання таких завдань:

- узагальнити теоретичні підходи до формування конкурентного ринку електроенергії та обґрунтувати ключові детермінанти його моделі на основі взаємозв’язку фізичних і комерційних потоків електроенергії;

- провести типологізацію ринкових моделей конкурентного ринку електроенергії за ключовими детермінантами їх формування;

- провести параметричну ідентифікацію моделей внутрішніх ринків електричної енергії та визначити їх відповідність регіональним вимогам;

- удосконалити методичний підхід до аналізу фундаментальних зрушень в електроенергетиці, розробивши систему взаємопов'язаних моделей декомпозиції потоків в електроенергетичній системі;

- розвинути аналітичне забезпечення з моделювання вхідних і вихідних потоків електроенергії та оцінити якісні показники розвитку електроенергетичної системи;

- удосконалити методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем;

- розробити аналітичне забезпечення з діагностики функціонування ринку електроенергії країни;

- розробити методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії;

- розробити концепцію розвитку конкурентного ринку електричної енергії, яка забезпечить сталість розвитку електроенергетичної системи;

- обґрунтувати операційну модель формування конкурентного ринку електричної енергії для узгодження комерційних і фізичних потоків електроенергії в системі;

- удосконалити організаційні положення розвитку товарного ринку електроенергії України;

- удосконалити складові організаційно-економічного механізму ринку потужностей України;

- удосконалити методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки для щоденного моніторингу стану електроенергетичної системи;

- удосконалити методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей для кризових умов;

- розробити методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу.

Об'єктом дослідження є процеси функціонування та розвитку конкурентного ринку електричної енергії.

Предметом дослідження є теоретичні положення та методичне забезпечення функціонування та розвитку конкурентного ринку електричної енергії в умовах невизначеності зовнішнього середовища.

Методи дослідження. Для досягнення поставленої мети в роботі було застосовано ряд наукових підходів і методів, зокрема: *системний підхід* – для дослідження цілісності електроенергетичної системи*; теорія галузевих ринків* – для дослідження внутрішньогалузевої специфіки ринку електричної енергії; *теорія економічних механізмів та аукціонів* – для обґрунтування механізмів взаємодії між учасниками ринку та державою; *концепція життєвого циклу (LCA)* – для оцінки сталості електроенергетичних систем та технологій електрогенерації; *параметрична ідентифікація* – для порівняльного аналізу моделей ринку електроенергії в різних країнах за ключовими детермінантами; *методи декомпозиційного аналізу* – для оцінки фундаментальних зрушень в електроенергетиці за стадіями трансформації, генерації, постачання та споживання електричної енергії; *методи таксономії* – для оцінки сталості функціонування електроенергетичних систем у регіональному вимірі; *регресійний аналіз* – для виявлення причинно-наслідкових зв’язків між потоками електроенергії та індикаторами сталості розвитку в електроенергетичній системі; *багатоцільова оптимізація* – для пошуку компромісних сценаріїв розвитку між цілями соціального, економічного та екологічного розвитку електроенергетичної системи; *кон'юнктурний аналіз* – для діагностики функціонування ринку

електроенергії; *когортний аналіз* – для дослідження поведінки учасників ринку за окремими періодами; *KPI-підхід* – для дослідження результативності функціонування ринку електричної енергії; *сценарне прогнозування* – для моделювання розвитку електроенергетичної системи; *метод нормованої вартості електричної енергії* – для оцінки вартості електричної енергії, згенерованої за життєвий цикл об'єкта; *діаграми Санкі* – для моделювання вхідних і вихідних потоків енергії в електроенергетичному ланцюгу; *бібліографічний аналіз* – для вивчення наукового поля досліджень.

Для моделювання та проведення обчислень у дослідженні використано спеціальне програмне забезпечення, зокрема: MS Excel Power Query, Microsoft Power BI – для аналізу та візуалізації великих масивів даних; VOSviewer – для проведення бібліографічного аналізу наукового поля досліджень; SPSS Statistics (IBM) – для оцінки впливу енергетичного міксу на індикатори сталості та їх взаємозв'язків; MATLAB Global Optimization Toolbox – для багатоцільової оптимізації сценаріїв розвитку електроенергетичної системи; VENSIM PLE – для визначення причинно-наслідкових зв'язків між індикаторами сталого розвитку електроенергетичної системи.

Базу проведення дослідження склали законодавчі положення Конституції України та Законів України, підзаконні та нормативно-правові акти Кабінету Міністрів України, Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), Міністерства енергетики України, дані ПрАТ «НЕК Укренерго», АТ «Оператор ринку», ДП «Гарантований покупець», Української енергетичної біржі, а також статистичні дані та звіти таких міжнародних організацій, як Міжнародне енергетичне агентство (IEA), Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E), Агентство зі співробітництва енергетичних регуляторів (ACER), Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії (IRENA), Організація Об'єднаних Націй (ООН), Міжнародний валютний фонд (МВФ), Світовий банк, Всесвітній економічний форум та інші. Дослідження також спиралося на статистичні дані Eurostat, Державної служби статистики України, наукові публікації з наукометричних баз Scopus і Web of Science, та інші інтернет-

ресурси.

Наукова новизна. Результати дослідження мають різний ступінь наукової новизни, основні положення якої полягають у такому:

вперше:

- визначено теоретичні положення з обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного ринку електричної енергії, які спираються на взаємозв'язок між фізичними та комерційними потоками електроенергії та включають спосіб диспетчеризації та географічне розмежування системи, тип ринкової інфраструктури, форми торгівлі, часову сегментацію ринку, методи ціноутворення та продуктову диверсифікацію, забезпечуючи рефлексію формування атрибутивних елементів його моделі;

- розроблено концепцію розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі, що передбачає трансформацію неоліберальної парадигми економічної політики у ціннісно-орієнтований підхід, заснований на стратегічному партнерстві між учасниками ринку та державою, та інтегрує результативність ринку, енергетичну безпеку та адекватність розвитку електроенергетичної системи;

- обґрунтовано операційну модель формування конкурентного ринку електричної енергії, яка включає ідентифікацію ключових детермінант, аналіз тенденцій розвитку, побудову прямих механізмів функціонування товарного ринку та ринку потужностей, а також запровадження інструментів діагностики фізичних і комерційних потоків електроенергії за цільовими орієнтирами розвитку;

удосконалено:

- типологізацію моделей регіональних ринків електричної енергії, яка складається з виявлення їх спільних рис і ключових відмінностей і дозволяє оцінити переваги й недоліки кожної з моделей, виокремити найкращі практики й обґрунтувати напрями адаптації ефективних ринкових механізмів для розбудови конкурентного національного ринку електроенергії;

- методичний підхід до визначення фундаментальних зрушень в електроенергетиці, який, на відміну від наявних, забезпечує інтеграцію потоків

електроенергії за стадіями трансформації, генерації, постачання та споживання та базується на системі взаємопов'язаних моделей LMDI-декомпозиції (валової генерації, чистої генерації, електроенергетичного балансу та кінцевого споживання), що дозволяє здійснити оцінку екстенсивних, структурних та інтенсивних факторів впливу, а також визначити внесок кожного фактору та кожної країни в динаміку розвитку;

- методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем країн у регіональному вимірі, що базуються на концепції їх життєвого циклу та агрегованій моделі індексу сталості їх розвитку (Power System Sustainability Index – PSS index), який інтегрує багатофакторну систему локальних індикаторів (LPSS) з інструментами регресійного аналізу причинно-наслідкових зв’язків між ними та багатоцільової оптимізації сценаріїв їх розвитку;

- методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії, який, на відміну від наявних, охоплює комплекс KPI-показників динамічності, збалансованості, варіабельності та пропорційності і дозволяє здійснювати якісну оцінку ступеня відповідності ринкових параметрів цільовим орієнтирам розвитку;

- організаційні положення розвитку товарного ринку електричної енергії України на біржовій основі, які, на відміну від наявних, передбачають багатосесійність торгів із використанням різних методів ціноутворення, а також часову декомпозицію ринкових продуктів у міру наближення до фізичної поставки електроенергії та інтегрують вимоги транс’європейського законодавства, національні інтереси електроенергетичної системи та передові практики функціонування конкурентних ринків електроенергії у світі;

- організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей України, які, на відміну від наявних, поєднують обсягоорієнтований підхід до розвитку генерації з диференціацією ринку на балансуючу, традиційну та альтернативну потужність і передбачають поетапну реалізацію трирівневої системи строкових аукціонів, що забезпечує адекватний розвиток електроенергетичної системи на конкурентних засадах;

- методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки, який, на відміну від наявних, передбачає щоденний 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;

- методичне забезпечення прогнозування адекватності 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;

- методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу, який, на відміну від наявних, ґрунтується на визначенні ціннісної вартості електроенергії у координатах «вартість – гнучкість – чистота» електрогенерації та дозволяє структурно відокремити короткострокові витрати, що покриваються на товарному ринку електроенергії, і довгострокові витрати, які компенсуються через плату на ринку потужностей;

набули подальшого розвитку:

- параметрична ідентифікація моделей внутрішніх ринків електроенергії європейських країн, яка, на відміну від наявних, систематизує їх за ключовими детермінантами, визначає їх переваги та недоліки, що дозволяє виділити прогресивні та квазіконкурентні моделі;

- аналітичне забезпечення моделювання вхідних і вихідних потоків електроенергії, що структурує етапи електроенергетичного ланцюга – від первинних джерел енергії до кінцевого споживання електроенергії за видами діяльності – та дозволяє оцінити якісні показники розвитку електроенергетики та виявляти суперечності в розвитку;

- аналітичне забезпечення діагностики функціонування ринку електричної

енергії країни, яке, на відміну від наявних підходів, орієнтованих на агрегований статистичний опис біржових котирувань, забезпечує модульну ідентифікацію структурних змін у поведінці ринкових учасників і дозволяє відстежувати когортну динаміку торгів, продуктову диверсифікацію, ринкову рівновагу, цінову динаміку з урахуванням фундаментальних факторів впливу внутрішнього та зовнішнього середовищ.

Практична цінність розробок підтверджується впровадженням результатів дослідження в роботу Департаменту економіки та міжнародних відносин Харківської обласної державної адміністрації (Довідка № 01-25/4668 від 21.12.2020) і Виконавчому комітеті Харківської міської ради (Довідка № 08-08/8011/712 від 28.10.2021), Сумського машинобудівного кластеру енергетичного обладнання (Довідка № А24-077 від 11.09.2024 р.), Інституту загальної енергетики НАН України (Довідка № 268/371-1-20 від 24.12.2024), ТОВ «ПаверЮ» (Довідка №355-21 від 05.02.2025 р.), Української спілки промисловців та підприємців (Довідка № 514/1/1/2 від 25.03.2025 р.) та Наукові результати дисертації інтегровані в програму Міжнародної осінньої школи «Моделювання, аналіз даних та цифрові технології в економічних дослідженнях», організованої Київським політехнічним інститутом ім. І. Сікорського у співпраці з Університетом WSG (Польща), Університетом Миколая Коперника в Торуні (Польща), Університетом Бар'є Альдо Моро (Італія) та Науково-дослідним центром промислових проблем розвитку НАН України (Сертифікат №005/2024, від 04.12.2024).

Усі результати, які винесено на захист, отримані самостійно і оприлюднені в опублікованих роботах. У публікаціях, що були підготовлені у співавторстві, використано тільки ті ідеї, положення та розрахунки, які є результатом власних досліджень. Особистий внесок здобувача у колективні наукові роботи висвітлено у списку публікацій за темою дисертації.

Апробація результатів дисертації. Результати наукового пошуку здобувача обговорювались на таких міжнародних і всеукраїнських науково-практичних конференціях: «Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця» (м. Харків, 2017, 2019), «Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики» (м. Харків, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022), International

Scientific Conference on European Integration of Economics, Education And Law (м. Варшава, Польща, 2018), «Актуальні проблеми економіки та менеджменту» (м. Запоріжжя, 2018), International Scientific Conference Corporate Governance: Strategies Processes, Technology (м. Лейпциг, Німеччина, 2019), 11th International Scientific Conference: Contemporary economic problems «Europe and the world facing the socio-economic crisis» (м. Торунь, Польща, 2022), E3S Web of Conferences (м. Ізмір, Туреччина, 2023), IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (м. Кривий Ріг, 2023), 3rd International Conference on Environmental Sustainability in Natural Resources Management (м. Батумі, Грузія, 2023).

Усі положення наукової новизни та основні результати дослідження опубліковані у 52 наукових працях, серед яких: 7 монографій і розділів у колективних монографіях (1 одноосібна, 4 у співавторстві, 2 розділи індексуються наукометричною базою Scopus); 7 статей у виданнях, що індексуються міжнародними наукометричними базами Scopus/Web of Science (з яких 4 статті індексується у виданнях Q1, 2 статті – Q2, 1 стаття – Q3); 22 статті у фахових наукових виданнях України; 16 публікацій апробаційного характеру (4 з яких індексуються наукометричною базою Scopus).

Структура і обсяг дисертації. Дисертація містить вступ, шість розділів, висновки, переліки використаних джерел за кожним розділом та додатки. Загальний обсяг дисертаційної роботи складає 638 сторінок машинописного тексту (25,31 авт. арк.). Дисертація містить 90 таблиць (з яких 17 займають 21 повну сторінку) та 106 рисунків (з яких 15 займають 15 повних сторінок). Список використаних джерел містить 608 найменувань на 55 сторінках, 7 додатків – на 47 сторінках. Обсяг основного тексту дисертації – 442 сторінки (17,54 авт. арк.).

РОЗДІЛ 1
ТЕОРЕТИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА СВІТОВА ПРАКТИКА З ФОРМУВАННЯ МОДЕЛЕЙ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. Обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного ринку електроенергії

Сучасне суспільство і методи виробництва неможливі без електричної енергії (ЕЕ), яка представляє вторинне джерело енергії, що отримується в результаті перетворення викопних паливно-енергетичних ресурсів (ВПЕР), альтернативних видів палива (АВП) та відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як: вугілля, природний газ, нафта, ядерна енергія, біопаливо, відходи, енергія вітру, сонця тощо. На відміну від ВПЕР, це не фізична речовина, яку можна легко зберігати, а фізичний процес, який відбувається у всіх пристроях, що її генерують, та на всіх кабелях, які її переносять, одночасно з моментом використання. Винахід електрогенератора, здатного виробляти змінний струм, лежить в основі нинішньої структури електроенергетики – системи, яка генерує ЕЕ на віддалених від споживача електростанціях і передає її на великі відстані для енергозабезпечення кінцевих споживачів [1]. У загальному виді ЕЕ може бути визначено як «вид зовнішньої енергії, тобто спрямованої енергії руху або різноспрямованої енергії, яка теоретично може бути повністю перетворена на спрямовану енергію в простих одноступінчатих механізмах. ЕЕ є здатність здійснювати роботу в будь-який момент в майбутньому (робота – це застосування сили на відстані» [2].

ЕЕ – унікальний товар, який має такі властивості [1–8]:

1) не може зберігатися в економічно ефективний спосіб (єдність виробництва та споживання). Якщо баланс між пропозицією та попитом на ЕЕ порушується, частота у мережах відхиляється від контрольного значення (50 Гц

у Європі, 60 Гц у США), у гіршому випадку відбуваються блекаути. Акумуляторні станції тільки розвиваються та потребують ринкових механізмів підтримки для економічної ефективності операціонування;

2) для її доставки потрібна система мереж, до якої одночасно підключені всі учасники, що створюють додану вартість – від виробника до кінцевих споживачів;

3) майже не існує прямих фізичних взаємозв'язків між споживачем і виробником (окремі винятки існують);

4) споживається протягом десятої частки секунди з моменту її генерації (швидкість електричного струму приблизно дорівнює швидкості світла);

5) попит має циклічний характер і варіюється протягом доби, днів тижня і місяців року;

6) споживається безперервно практично всіма споживачами;

7) вибирає маршрут транспортування з найменшим опором і не обов'язково за лініями, обумовленими в контрактах. Потік ЕЕ в мережі не можливо контролювати, так що споживачі отримують її із змішаних джерел;

8) неможливо нарощувати виробництво ЕЕ з ініціативи електрогенеруючих станцій;

9) найчастіше оплата ЕЕ відбувається після її споживання.

Зазначені властивості й формують особливості побудови електроенергетичного ланцюга, який складається з чотирьох послідовних стадій / видів діяльності (рис. 1.1).

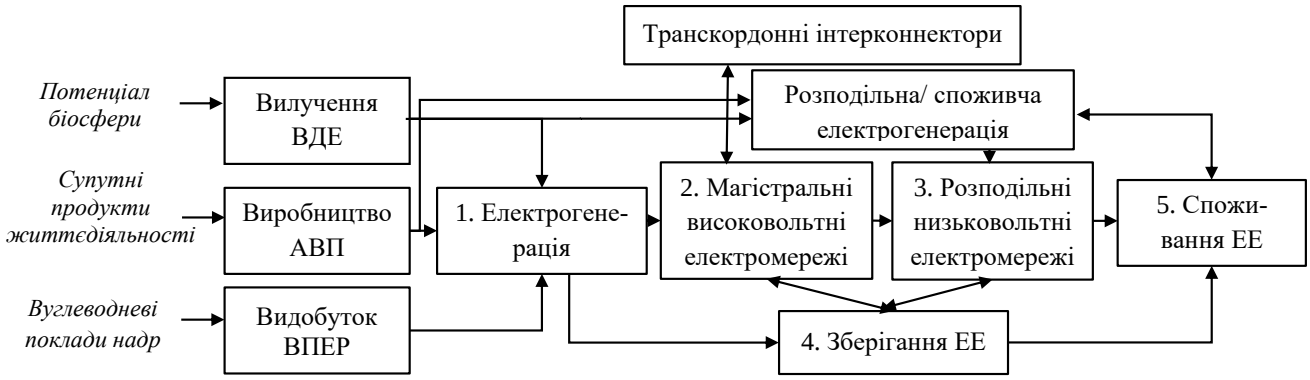


Рис. 1.1. **Агрегована схема формування електроенергетичного ланцюга**

Джерело: побудовано автором за [3; 4; 5; 9]

Електрогенерація – перетворення ВПЕР, АВП та ВДЕ на ЕЕ. Виробники ЕЕ оцінюються за їх генеруючими потужностями (ГП), тобто максимальною потужністю, яку вони можуть виробляти, а електрогенерація відрізняється за режимом гнучкості, з якою може працювати (базова, пікова, напівпікова) [10].

Передача ЕЕ – транспортування ЕЕ магістральними високовольтними мережами у центри розподілу ЕЕ. Високовольтні напруги, від 220 кВ до 1 000 кВ, які використовуються для зниження втрат при передачі ЕЕ на великі відстані.

Розподіл ЕЕ – процес транспортування ЕЕ низьковольтними лініями кінцевим споживачам. Малі ГП (розподільна / споживча електрогенерація) зазвичай приєднуються до розподільних мереж.

Зберігання ЕЕ – накопичення ЕЕ на акумуляторних електростанціях в моменти надмірного її виробництва з метою її вилучення в період надмірного споживання. Такими об’єктами виступають гідроакумулюючі станції, які в моменти надмірного виробництва ЕЕ в мережі працюють в насосному режимі, перекачуючи воду із нижнього до верхнього водосховища, а в моменти надмірного споживання працюють в генераторному режимі. Останнім часом все більших темпів набуває розвиток акумуляторних систем зберігання.

Споживання ЕЕ є завершальною стадією електроенергетичного ланцюга та залежить від потужності приєднаних приладів і потреб споживачів у конкретний момент часу. Зазвичай промислові об’єкти мають більш рівномірний графік споживання, тоді як для побутових споживачів та сфери послуг він є значно диференційованим за годинами доби.

Наведені стадії відображають лише фізичні потоки ЕЕ, тоді як окремо ще доцільно відрізняти (а) комерційні потоки, які виникають безпосередньо на ринку електроенергії (РЕЕ) та призначені для забезпечення економічної ефективності купівлі-продажу ЕЕ між учасниками РЕЕ (операторами різних потужностей, а також трейдерами та постачальниками), а також (б) управлінські, які спрямовані на балансування та гарантування безпеки електроенергетичної системи (допоміжні послуги, управління попитом, агрегація).

Наразі у світі немає усталеної думки – чи є ЕЕ товаром або послугою.

Розмежування між товаром і послугою має важливе значення, оскільки міжнародні договори передбачають різні норми і режим для торгівлі товарами і торгівлі послугами. Найчастіше на міжнародному рівні ЕЕ розглядається саме як товар. Статус ЕЕ за Договором до Енергетичної Хартії (ДЕХ) має відсилочну норму на положення Генеральної угоди по тарифам і торгівлі (ГАТТ) 1994 р., яка містить зобов'язання держав-членів СОТ з торгівлі товарами. Отже, останній застосовується і для ввозу-вивозу ЕЕ. У той час як торгівля послугами регулюється Генеральною угодою про торгівлю послугами (ГАТС) [2]. Оскільки ДЕХ інкорпорував тільки положення СОТ, що стосуються товарів, питання про можливість застосування ГАТС до торгівлі ЕЕ не встає. Однак згідно зі ст. 1 (5) ДЕХ господарська діяльність в енергетичному секторі повністю охоплює послуги в галузі енергетики, включаючи послуги, пов'язані з ЕЕ [2; 11]. У Гармонізованій системі опису та кодування товарів СОТ (HS WCO) ЕЕ класифікується за групою 27.16 [12], згідно з якою вона має факультативну позицію, що дозволяє державам-членам самостійно визначати, чи згодні вони з класифікацією ЕЕ як товару для тарифних цілей, чи ні [2; 4]. Згідно із законодавством України ЕЕ, що виробляється на об’єктах електроенергетики (електростанціях, електропідстанціях, електромережі), є товаром, призначеним для купівлі-продажу [13], тобто йдеться виключно про фізичний ланцюг ЕЕ та властиві йому комерційні транзакції, який формує товарний РЕЕ. Тоді як решта визначаються як послуги, що включають управлінські послуги та пов’язані із ними комерційні транзакції, призначені для забезпечення сталого, ефективного та транспарентного функціонування фізичного ланцюга ЕЕ та товарного РЕЕ – послуги із розподілу пропускної потужності, допоміжні послуги із балансування, а також послуги із розвитку потужностей [14]. Ці характеристики й формують проблемне поле дослідження конкурентного РЕЕ, яке визначається за його елементами (рис. 1.2).

На товарному РЕЕ відбувається торгівля активною ЕЕ із заданими властивостями частоти та напруги, на ринку допоміжних послуг (РДП) – торгівля послугами для забезпечення нормальної якості ЕЕ, що включають торгівлю

резервами частоти, регулювання напруги та реактивної потужності для забезпечення належної якості ЕЕ та операційної надійності енергосистеми. На поточному етапі розвитку актуалізувалися питання торгівлі ЕЕ також як потужністю, тобто формування ринку генеруючих потужностей (РП), що обумовлено потребами адекватного розвитку енергосистеми для середньо- і довгострокового задоволення споживчих потреб в ЕЕ. До того ж забезпечення економічно вигідних і технічно можливих перетікань ЕЕ як всередині енергосистеми, так і з суміжними енергосистемами є завданням ринку пропускних потужностей (РПП) [3; 5; 7].

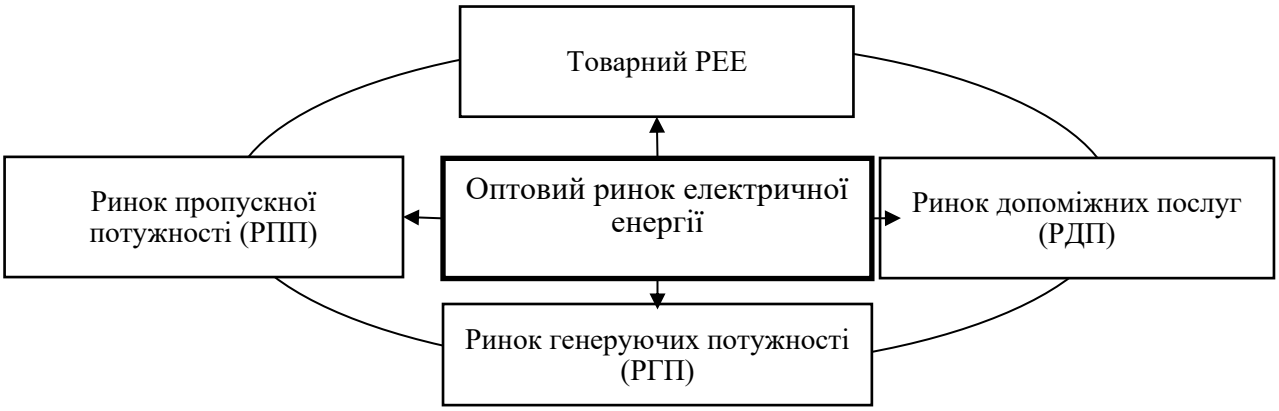


Рис. 1.2. **Атрибутивні складові конкурентного РЕЕ**

Джерело: побудовано автором за [1–7; 15–18]

Отже, економічний механізм конкурентного РЕЕ містить складові торгівлі ЕЕ на: (1) товарному РЕЕ, де торгується товарна ЕЕ; (2) ринку допоміжних послуг (РДП) – для забезпечення параметрів якості ЕЕ; (3) ринку пропускних потужностей (РПП) – для забезпечення фізичних перетоків ЕЕ в енергосистемі та через її межі; (4) ринку генеруючих потужностей (РП) – для забезпечення адекватного задоволення енергетичних потреб сьогодення та в майбутньому. Усі ці складові мають бути узгоджені та взаємопов’язані одна з одною.

Розвиток конкурентних РЕЕ пов'язаний із процесами роздержавлення і відходом від моделі природної монополії на основі вертикально-інтегрованих енергетичних компаній до приватної власності з широким колом суб'єктів енергобізнесу. Раніше (до к. XX ст.) домінування монополістичних структур на РЕЕ пояснювалося пріоритетами цілей безпеки енергопостачання над цілями

економічної ефективності, а іноді – й соціальної доступності. Довгий період панування політики протекціонізму в енергетичній сфері зумовив низьку економічну ефективність на різних стадіях електроенергетичного ланцюга, дефіцит інвестицій для розвитку, відсутність права вибору у споживача енергопостачальника і його незадоволеність якістю енергетичних послуг, а також перехресним субсидуванням між споживачами, що усі разом підривали авторитет вертикально-інтегрованих енергетичних компаній в енергетичній сфері та ініціювали необхідність розвитку конкуренції [15–17]. У результаті на зміну традиційного підходу до електропостачання, як обов'язку держави (*service of public interests*), необхідного для нормального функціонування суспільства, прийшло розуміння того, що ЕЕ – це комерційний продукт, а РЕЕ може і має право функціонувати на конкурентних засадах [17; 19].

Відкриття конкуренції на енергетичних ринках було об'єктивно обумовленим задля отримання суб'єктами енергобізнесу істотної вигоди від ринкової торгівлі для [3; 5]: підвищення надійності енергопостачання; зростання економічної ефективності електрогенерації; зниження потреб резервних генеруючих потужностей і скорочення пікових навантажень; згладжування різниці у цінах на ЕЕ у різних регіонах; підвищення ефективності інвестування в електроенергетичну систему.

Міжнародне енергетичне агентство (МЕА) виділило 7 етапів формування конкурентного РЕЕ [20]:

1) існування вертикально-інтегрованої енергетичної компанії, яка володіє всіма ланками електроенергетичного ланцюга;

2) поява та зростання кількості незалежних виробників ЕЕ;

3) розмежування комерційних (виробництво та постачання) та операційних (транспортування та розподіл) функцій на РЕЕ;

4) відкриття конкуренції на оптовому РЕЕ в межах певної території;

5) відкриття конкуренції на роздрібному РЕЕ;

6) об’єднання ринків географічно суміжних енергосистем;

7) гарантування адекватного розвитку потужностей енергосистеми.

Еволюція РЕЕ у світі засвідчує їхній поступовий перехід до більш прогресивних конкурентних моделей (рис. 1.3) [20; 21]:

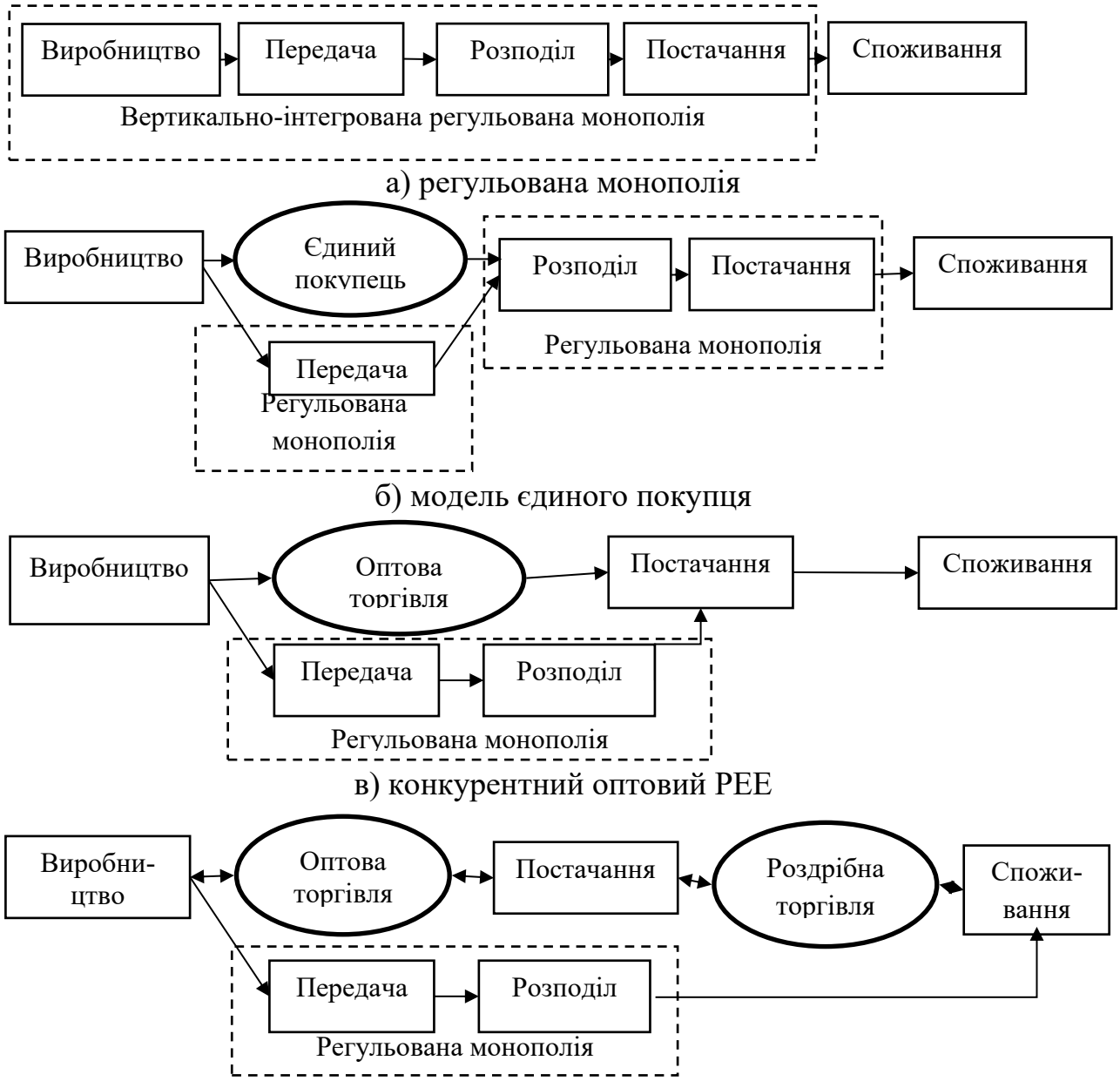


Рис. 1.3. **Принципові моделі організації РЕЕ**

Джерело: побудовано автором за [20; 21]

1) регульована монополія – ринок представлений єдиною вертикально-інтегрованою компанією, в «руках» якої знаходяться всі ланки електроенергетичного ланцюга щодо власності, управління та фінансового менеджменту активів (рис. 1.3а);

2) модель єдиного покупця (рис. 1.3б) – організований за принципом енергетичного пулу, який накладає «зобов'язання з продажу ЕЕ через

централізований односторонній аукціон, який визначає ціни та обсяги купівлі у окремих продавців на наступний контрактний період»;

3) конкурентний оптовий ринок (рис. 1.3в) – вільне ціноутворення між оптовими продавцями та покупцями ЕЕ. Загальноприйнятими є дві форми організації конкурентного оптового РЕЕ – двостороння торгівля на основі прямих договорів і біржова торгівля (двосторонній аукціон);

4) конкурентні оптові та роздрібні ринки (рис. 1.3г) – підкріплення попередньої моделі конкуренції на роздрібному РЕЕ, у результаті чого споживачі отримують можливість вільно обирати постачальника ЕЕ, спираючись на контрактні умови її постачання.

Лібералізація на оптовому рівні передбачає становлення 3-ї моделі (однак, як доводить практика, односторонній аукціон також може сприяти розвитку конкуренції за певних умов), а роздрібного РЕЕ – 4-ї моделі конкурентного РЕЕ.

Наразі відбувається подальша еволюція електроенергетичних ланцюгів, що обумовлює децентралізацію конкурентних відносин на РЕЕ. Як зазначає МЕА, світ переходить до електрифікованої енергетичної системи з високим вмістом ВДЕ, що вимагає еталонної енергетичної політики, заснованої на розвитку всіх форм гнучкості системи, таких як вдосконалення електромереж і передових технологій [22]. Сучасна модель РЕЕ має слугувати інструментом для сприяння реалізації такої політики, прокладаючи учасникам ринку шлях до бажаного майбутнього. Проте існують перешкоди переходу до "зеленої" енергетики, які гальмують процеси лібералізації, тому потрібні нові моделі конкурентного РЕЕ [23]. Для вирішення цих проблем необхідні такі кроки: (i) реформування ринкових зон, (ii) наближення торгівлі до реального часу, (iii) підвищення еластичності попиту [24].

Такою 5-ю моделлю вчені Енергетичного інституту Техаського університету вбачають модель проактивного споживача, в якій відбувається посилення ролі прос’юмерів, двонаправлених енергетичних потоків ЕЕ, розподіленої електрогенерації, і розгортання технологій електрозберігання [21]. Така модель може бути представлена в схематичному виді на рис. 1.4.

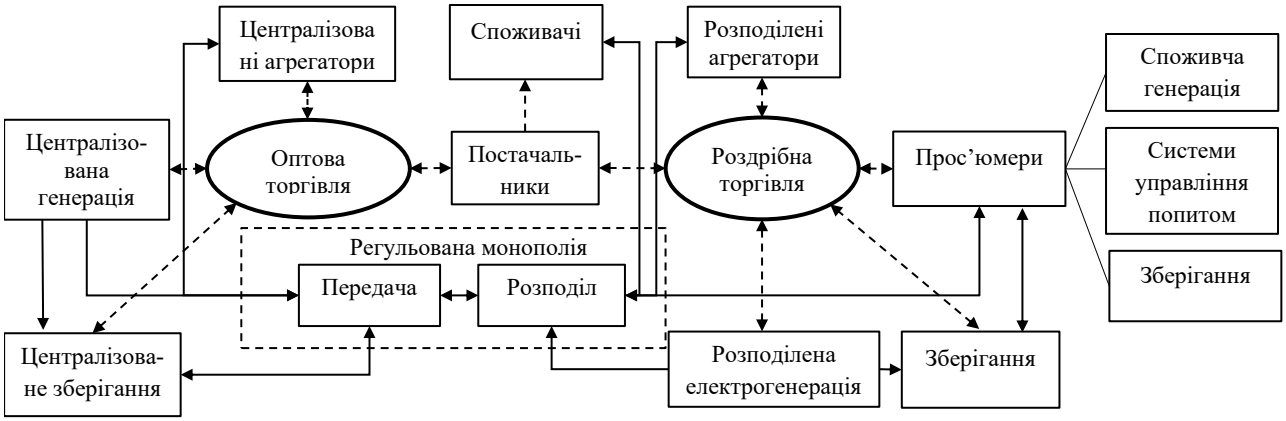


Рис. 1.4. **Нова модель конкурентного РЕЕ**

Джерело: побудовано автором за ***[21]***

Створення конкурентного оптового РЕЕ передбачає змістове наповнення його моделі, серед яких виділяються два підходи до її формування: централізований та децентралізований, які передбачають два різні підходи до узгодження фізичних та комерційних потоків ЕЕ (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Теоретичні підходи до формування конкурентної моделі оптового РЕЕ

Критерій	Децентралізований підхід	Централізований підхід
Координація фізичних і комерційних потоків ЕЕ	Координація фізичних потоків ЕЕ на строкових та спотових сегментах РЕЕ не існує (до реального часу фізичної поставки)	Фізичні та комерційні потоки ЕЕ скоординовані на спотових сегментах РЕЕ
Спосіб диспетчеризації	Самодиспетчеризація – виробники ЕЕ самостійно визначають оптимальний профіль навантаження	Централізована диспетчеризація – оператор системи від імені споживачів визначає економічно доцільний та технічно можливий профіль навантаження виробників
Тип ринкової інфраструктури	Оператор системи традиційно поєднаний із оператором передачі та відділений від оператора ринку	Оператор системи традиційно відділений від оператора передачі та уособлює оператора ринку
Втручання оператора системи в діяльність РЕЕ	Не може впливати на результати торгів на РЕЕ до настання реального часу фізичної поставки ЕЕ	Може втручатися в результати торгів на окремих часових сегментах РЕЕ
Збалансованість ринку	Строкові та спотові сегменти РЕЕ зазвичай дисбалансовані та не враховують технічні обмеження енергомереж, що зумовлює зростання місткості РЕЕ в реальному часі та маніпулювання цінами та обсягами ЕЕ виробниками на строкових сегментах	Строкові та спотові сегменти РЕЕ є збалансованими та враховують технічні обмеження енергомереж, а також гнучкість виробників ЕЕ
Прозорість результатів	Тільки економічне підґрунтя є основою для акцепту пропозицій продавців і покупців ЕЕ	Результати торгів встановлюються за оптимізаційною функцією, яка передбачає ітеративний процес врахування технічних обмежень енергосистеми та цінових пропозицій виробників

Закінчення таблиці 1.1

Критерій	Децентралізований підхід	Централізований підхід
Цінова дискримінація	Всі акцептовані пропозиції оплачуються за єдиною маржинальною ціною	Кожен виробник отримає оплату за акцептовану пропозицію виходячи з єдиної маржинальної ціни, а також індивідуальних міжчасових витрат
Ціноутворення	Цінові пропозиції мають спиратися виключно на маржинальні витрати (досконала конкуренція). Не існує додаткових цінових надбавок, виробники самостійно несуть ризики покриття міжчасових витрат і завищують маржинальні витрати (недосконала конкуренція)	Цінові пропозиції складаються із 3 компонентів: маржинальних витрат, витрат «холостого ходу» та витрат на завантаження. Акцепт пропозицій відбувається за маржинальними витратами, однак існують цінові надбавки виробникам для покриття інших складових
Оптимальність та збалансованість енергосистеми	Система залишається дисбалансованою на строкових/спотових сегментах ринку і може бути перевантажена/недовантажена в реальному часі	Система оптимально збалансована на строкових та спотових сегментах ринку
Гнучкість учасників ринку	Учасники ринку спроможні часто та швидко оновлювати свої пропозиції до закриття воріт певного сегмента РЕЕ	Учасник ринку не в змозі змінити свій профіль навантаження до реального часу поставки ЕЕ

Джерело: складено автором на основі [20; 25–28]

Кожен із цих підходів має свої переваги та недоліки та потребує подальшого вдосконалення та пошуку компромісу між ними, що є завданням наукового пошуку.

У цьому дослідженні пропонується та обґрунтовується, що процес вибору моделі до формування конкурентного РЕЕ повинен спиратися на 7 ключових детермінант, які взаємопов’язують фізичні та комерційні потоки ЕЕ та містять [29; 30]:

1) спосіб диспетчеризації;

2) географічне розмежування системи,

3) тип ринкової інфраструктури,

4) форми торгівлі ЕЕ як товаром,

5) часову сегментацію ЕЕ,

6) методи ціноутворення ЕЕ,

7) диверсифікацію продуктового портфеля ЕЕ.

Таке розуміння забезпечує рефлексію формування ключових/атрибутивних елементів його конкурентної моделі (рис. 1.5).

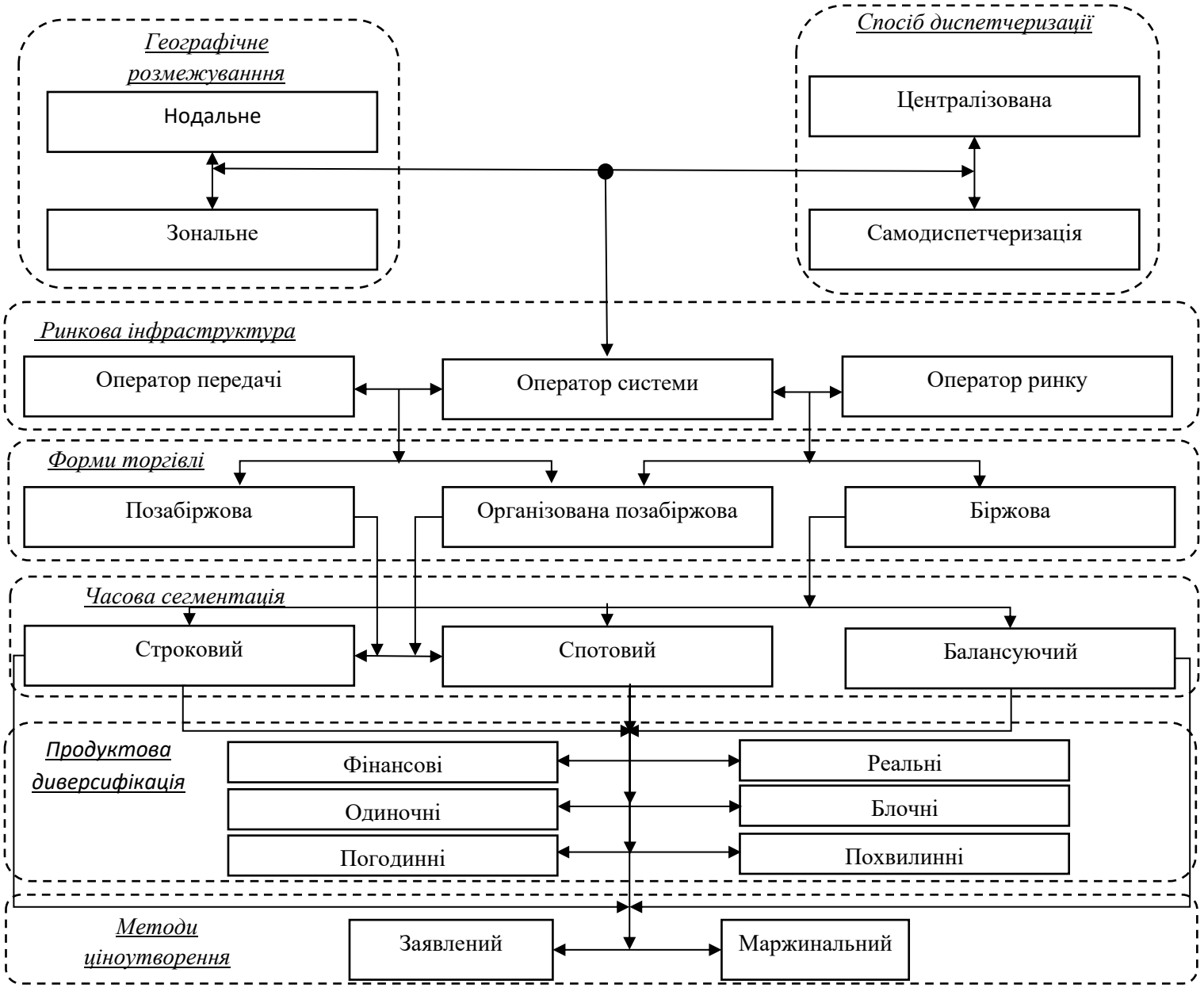


Рис. 1.5. **Ключові детермінанти формування моделі конкурентного РЕЕ**
Джерело: розроблено автором [31]

Особливості вибору кожної з цих атрибутивних/ключових детермінант і визначають специфіку кожної конкретної моделі конкурентного РЕЕ, забезпечуючи надійність його операційного функціонування, задоволення споживчих потреб та адекватність стратегічного розвитку.

1. Необхідність забезпечення вільних перетоків ЕЕ в електроенергетичній системі обумовлює потребу її географічного розмежування (табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Основні підходи до визначення географічних меж РЕЕ

Критерій	Підхід		
	Нодальне розмежування	Зональне розмежування із потоковими ринковими зв'язками	Зональне розмежування
Достатність пропускних потужностей	Дефіцитні	«Вузькі» місця	Профіцитні (або умовно необмежені)
Розподіл пропускних потужностей	Одночасно із визначенням результатів ринку	Частково до, частково після визначення результатів ринку	Після визначення результатів ринку
Збалансованість комерційних і фізичних потоків ЕЕ	Відповідність комерційних і фізичних потоків ЕЕ	Комерційні потоки враховують «вузькі місця» та результати торгівлі на ринку	Комерційні потоки не відповідають фізичним маршрутам ЕЕ, виникає перевантаження окремих з них
Потреба в ре-диспетчеризації	Редиспетчеризація не потрібна	Редиспетчеризація існує, але її обсяги незначні	Значні обсяги ре-диспетчеризації
Адаптивність	Ринок адаптується до обмежень системи	Ринок та система адаптуються один до одного	Система адаптується до результатів ринку
Управління перевантаженнями	Впроваджено окремі ринкові механізми управління перевантаженнями	Управління перевантаженнями відбувається на основні ко-оптимізаційної функції для ринкових пропозицій	Пропускні потужності розподіляються неявно, управління перевантаженнями відбувається в реальному часі
Цінова дискримінація	Окремі ціни на енерговузлах в межах ринкової зони	Єдина ціна на ринку, яка враховує витрати на перевантаження	Єдина ціна в межах ринкової зони без урахування витрат на перевантаження
Приклади країн	Ринки в США, Австралії	Ринки в країнах ЦВЄ	Більшість РЕЕ ЄС

Джерело: складено автором за [32–35]

Наразі існують два типи географічного розмежування РЕЕ [32–35]:

нодальне розмежування, яке застосовується у випадку дефіциту пропускних потужностей мереж передачі. Цей підхід враховує обмеження електроенергетичної системи, тому потреби в редиспетчеризації не виникає (комерційні та фізичні потоки ЕЕ збігаються), оскільки оператор системи

завчасно диспетчеризує потрібні одиниці. Однак ціни відрізняються за енерговузлами;

зональне розмежування, що передбачає необмежені перетоки ЕЕ в електроенергетичній системі. Такий підхід ігнорує всі обмеження енергомережі, що обумовлює потребу в редиспетчеризації в реальному часі акцептованих заявок попередньо на строкових і спотових сегментах РЕЕ. Зв'язок між комерційними та фізичними потоками ЕЕ сильно спрощений, що обумовлює управління потужностями передачі після очищення ринку. Ціна ЕЕ є єдиною для всієї ринкової зони та не враховує витрати на перевантаження, а учасники РЕЕ можуть отримувати додатковий дохід від редиспетчеризації в реальному часі;

зональне розмежування із потоковими ринковими зв’язками є варіантом комбінованого підходу для управління перевантаженням, комбінацією зонального із вільними пропускними потужностями і нодального підходів. За цього підходу управління пропускними потужностями відбувається частково одночасно із (шляхом визначення критичних ліній) та частково після очищення ринку. Потреба в редиспетчеризації не виключається, але її обсяги значно зменшуються. Ціна ЕЕ єдина для всієї ринкової зони, але існують витрати на перевантаження [33; 34].

2. Залежно від типу демаркації обирається і спосіб диспетчеризації географічних меж енергосистеми: централізована диспетчеризація, за якого учасники ринку подають заявки, а оператор системи акцептує згідно з прогнозованим навантаженням та фізичними можливостями електроенергетичної системи; та самодиспетчеризація, де заявки приймаються та акцептуються виключно з комерційної позиції, не враховуючи фізичні можливості самої системи [32; 33; 36; 37].

3. Створення конкурентного РЕЕ передбачає запровадження правил його функціонування, за дотриманням яких стежать певні учасники, які формально перебувають над відносинами купівлі-продажу ЕЕ, створюючи ринкову

інфраструктуру, необхідну для його нормального функціонування (табл. 1.3).

До таких учасників РЕЕ належать [38–40]:

– оператор ринку, який керує торговими платформами на РЕЕ, отримує та акцептує заявки купівлі-продажу ЕЕ, проводить транзакції та їх кліринг;

– оператор системи, який здійснює диспетчеризацію електроенергетичної системи для збалансування попиту і пропозиції в режимі реального часу;

– оператор передачі, який володіє високовольтними мережами, проводить їх планування, будівництво та обслуговування.

Таблиця 1.3

Функції операторів оптового РЕЕ

Оператор	Функції
Оператор ринку (ОР)	Експлуатація торговельних платформ та / або забезпечення операційності ринку. Реєстрація учасників ринку. Отримання та відбір заявок попиту та пропозиції від учасників ринку. Проведення розрахунків між учасниками ринку
Оператор системи (ОС)	Експлуатація та/або координація електромереж, забезпечення надійності та безпеки електропостачання. Диспетчеризація в режимі реального часу для збалансування пропозиції та попиту на ЕЕ. Управління допоміжними послугами для підтримки надійності ЕЕС. Управління перевантаженнями ЕЕС
Оператор передачі (ОП)	Планування, будівництво, обслуговування та володіння високовольтними лініями електропередач

Джерело: складено автором на основі [38–41]

Обґрунтування вибору одного з типів ринкової інфраструктури походить від об’єднаності та збалансованості електроенергетичної системи, що дозволяє скоординувати комерційні та фізичні потоки ЕЕ. Автори праць [38; 41] пропонують обирати тип ринкової інфраструктури виходячи з наступних критеріїв:

– ступеня розмежування прав власності на активи передачі,

– зв’язку між функціями передачі (обслуговування та довгостроковий розвиток мереж передачі), балансування системи (забезпечення тотожності виробництва та споживання ЕЕ) та управління процесами купівлі-продажу ЕЕ (керівництвом торговими платформами).

Сьогодні зазначається помітний відхід від вертикально-інтегрованих

інфраструктур, але при цьому відсутнє бачення найкращого типу структур. На окремих конкурентних РЕЕ функції трьох операторів можуть бути поєднані, тоді як у міру розвитку конкуренції та прогресивності ЕЕС відбувається їх розмежування. Традиційними для конкурентних РЕЕ є 2 типи ринкової інфраструктури [38; 41; 42]:

– оператор систем передачі (який одночасно поєднує функції оператора передачі та оператора системи) + оператор ринку;

– оператор системи (який і є оператором ринку) + оператор передачі.

4. Особливе місце на конкурентному РЕЕ відводиться формам торгівлі ЕЕ (табл. 1.4), якими можуть виступати [43–45]:

Таблиця 1.4

Узагальнювальна характеристика форм конкурентної торгівлі на РЕЕ

Неорганізована позабіржова торгівля	Організована позабіржова торгівля	Біржова торгівля
Виробники ЕЕ, постачальники та крупні споживачі торгують ЕЕ на основі двосторонніх договорів, умови та ціни за якими є закритими. Плановий графік постачання та споживання повідомляється оператору системи. Торгівля відбувається на основі закритих цінових домовленостей	Виробники ЕЕ, постачальники та крупні споживачі торгують ЕЕ на основі двосторонніх договорів, які є стандартизованими і реєструються на спеціальній торговій платформі. Плановий графік постачання та споживання повідомляється оператору системи. Торгівля ведеться за заявленими цінами, які публічно оприлюднюються	Організований біржовий ринок, на якому розкривається узагальнена інформація за заявками (ціна та обсяг, період поставки). Виробники ЕЕ подають індивідуальні заявки-пропозиції, а постачальники, трейдери, великі промислові споживачі – заявки-попиту, визначаючи ціни та обсяги ЕЕ для різних часових інтервалів. Найдорожча пропозиція, яка необхідна для задоволення попиту в кожному інтервалі часу, визначає ринкову ціну

Джерело: складено автором на основі [43–45]

неорганізована позабіржова торгівля, де виробники та споживачі ЕЕ (або постачальники) укладають прямі договори і самостійно визначають обсяги її купівлі-продажу та ціну. Контрактні умови є закритими для інших учасників РЕЕ та сторони самостійно несуть кредитні ризики за угодами;

організована позабіржова торгівля є похідною формою від першою,

основною відмінністю якої є відкриття інформації (реєстрація на торговій платформі) обсягів та цін купівлі-продажу ЕЕ;

багатостороння біржова торгівля, де учасники можуть залишити свої заявки попиту та пропозиції із зазначенням обсягів та цін. Відбір заявок відбувається на основі аукціонного підходу.

Енергетичні біржі є найбільш прогресивною формою торгівлі, які забезпечують недискримінаційний доступ для учасників і прозорість результатів торгів згідно встановлених правил ринку. Існують різні види енергетичних бірж (рис. 1.6) [46; 47]:

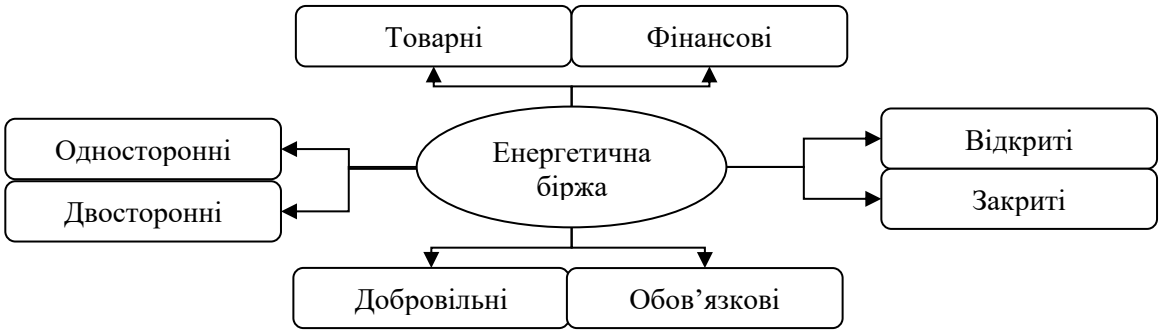


Рис. 1.6. **Види енергетичних бірж**

Джерело: складено автором за [46; 47]

1) за видом продукту – товарні, на яких торгується ЕЕ, та фінансові, де відбувається торгівля деривативами на ЕЕ;

2) за формою організації – односторонні, активні тільки зі сторони продавців або споживачів ЕЕ, та двосторонні, активні як зі сторони виробників, так і зі сторони постачальників / крупних споживачів;

3) за характером участі – добровільні та обов'язкові;

4) за ступенем відкритості – відкриті, які передбачають розкриття попередньої інформації про подані заявки, та закриті, які відображають тільки кінцеву інформацію про результати торгів.

Незалежно від відмінних характеристик енергетичних бірж їх основним завданням є визначення справедливої ціни ЕЕ.

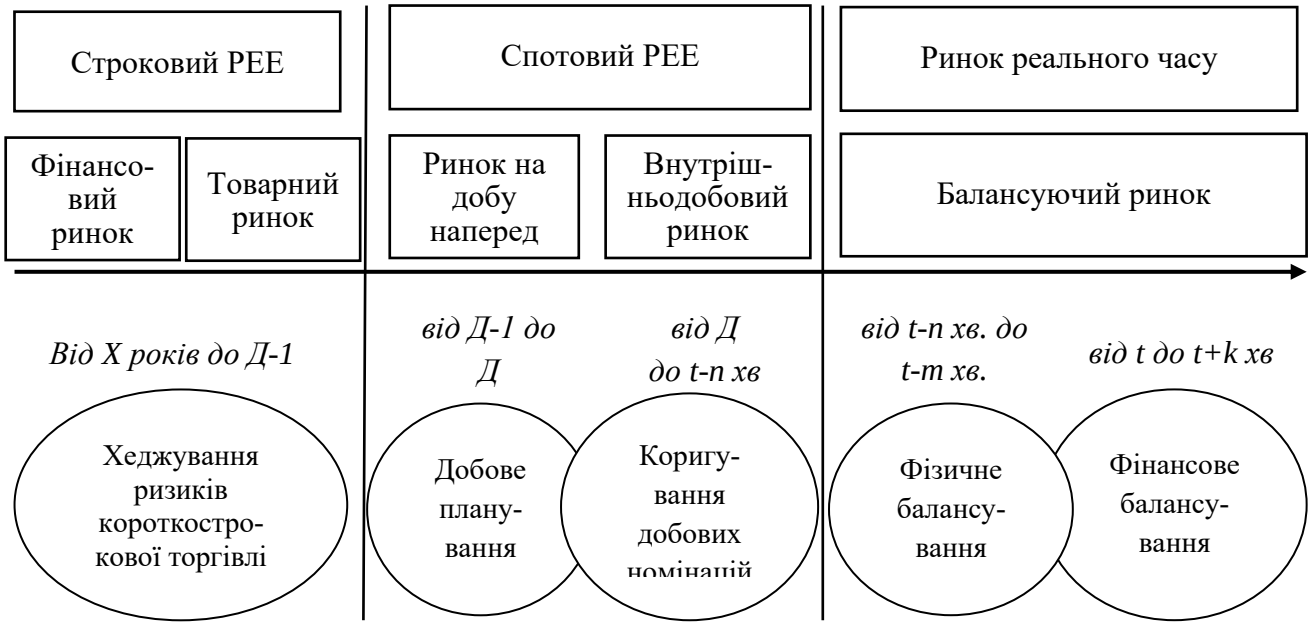
5. Необхідність збалансування попиту і пропозиції в режимі реального часу та прагнення до хеджування ризиків учасниками торгівлі обумовлюють

визначення часових сегментів РЕЕ, які послідовно змінюють один одного, переслідуючи різні цілі функціонування (рис. 1.7) [48]:

строковий – хеджування ризиків учасників короткострокової торгівлі ЕЕ та гарантування повернення інвестицій;

спотовий – максимізація доходів від продажу та мінімізація витрат на купівлю ЕЕ як товару;

реального часу, спрямований на балансування виробництва та споживання ЕЕ.



Д – торговий день; t – реальний час

Рис. 1.7. **Види часових границь на товарному РЕЕ**

Джерело: складено автором за [15; 47]

Ці часові межі співвідносяться із різними часовими сегментами торгівлі ЕЕ як товаром. На строковому інтервалі виділяються фінансова та фізична форми торгівлі. На спотовому ринку можуть співіснувати ринок на добу наперед (РДН), тобто за одну добу до фактичної поставки ЕЕ, та/або внутрішньодобовий ринок (ВДР). Тоді як балансуючий ринок (БР) функціонує в реальному часі та передбачає миттєву поставку ЕЕ.

Оперують строковими сегментами у випадку біржової торгівлі – фінансові та товарні біржі, а у випадку позабіржової – оператор системи як адміністратор розрахунків, тоді як спотовими сегментами – організовані та номіновані

енергетичні біржі відокремлено або у складі оператора системи. Ринок реального часу зазвичай функціонує під керівництвом або від імені оператора системи.

На окремих РЕЕ можуть існувати всі часові сегменти, тоді як інші функціонують в режимі реального часу.

Ліквідність функціонування конкретного часового сегмента ринку визначається за рівнем чорна, який є відношенням загального обсягу торгів в цьому сегменті до загального обсягу споживання ЕЕ у торговій зоні [46].

6. Метою відкриття конкуренції на РЕЕ є встановлення справедливих цін на ЕЕ, вільних від державного регулювання, що можливо виключно за ринкових методів ціноутворення, які визначають порядок включення електрогенеруючих одиниць у роботу. Наразі існують два таких методи ціноутворення на РЕЕ [49–51]:

маржинальне – встановлюється єдина ринкова ціна, яка дорівнює ранжованій ціні останньої заявки-попиту, яка буде брати участь у покритті навантаження;

заявлене – заявки попиту та пропозиції акцептуються у поданому виді на основі збігу зустрічних пропозицій купівлі-продажу ЕЕ.

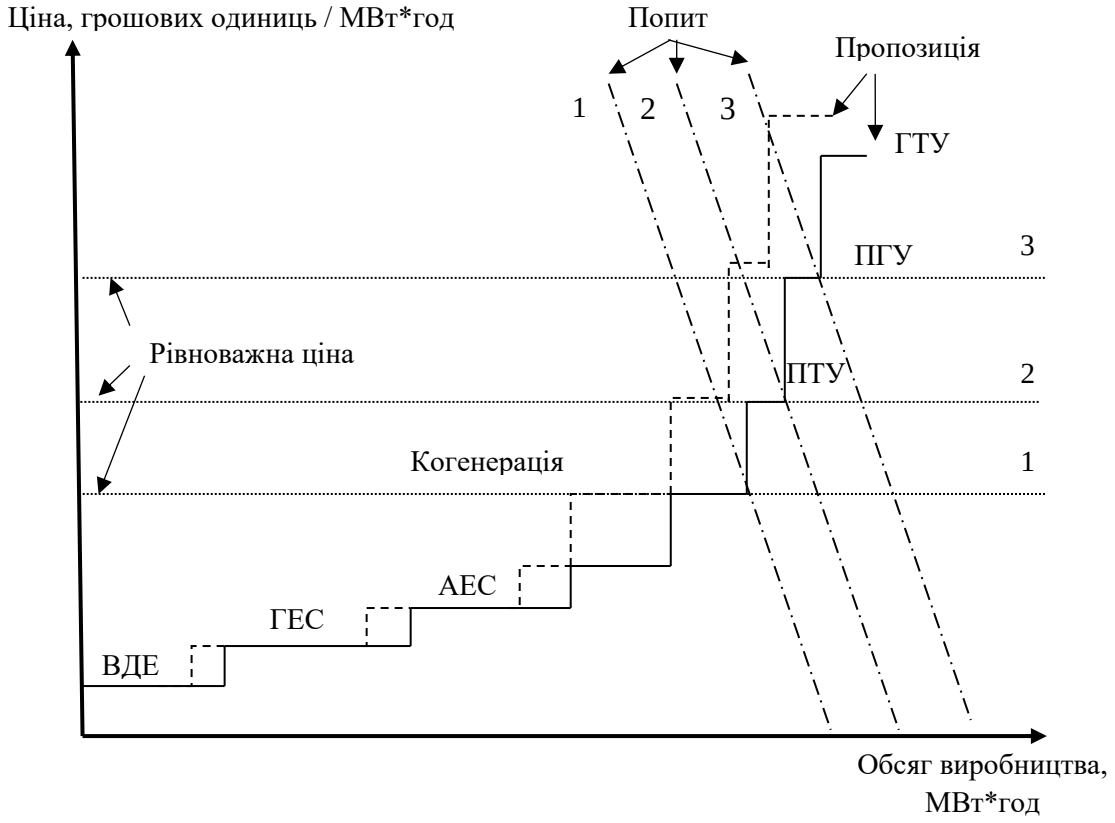
Найбільш прогресивним вважається маржинальний метод, оскільки дозволяє визначити єдину справедливу та недискримінаційну ціну, за якої всім виробникам буде вигідно продавати, а споживачам купувати ЕЕ. Маржинальне ціноутворення передбачає, що виробники ЕЕ з найнижчими граничними витратами будуть задіяні першими, тоді як виробники з найвищою граничною вартістю – останніми. Ціна ЕЕ формується на основі граничних витрат останньої одиниці, що поставляється в мережу для задоволення попиту, і однакова для всіх видів виробників та незалежно від їхніх пропозицій, а також для всіх споживачів (рис. 1.8) [43]. За таким методом функціонують здебільшого спотові (переважно РДН, а інколи й ВДР) та БР. Алгоритм маржинального ціноутворення складається з декількох етапів [43]:

1) подача заявок-пропозицій – усі виробники ЕЕ подають свої заявки-пропозиції із відповідними ринковими цінами для кожного часового інтервалу

майбутньої поставки ЕЕ;

2) подача заявок-попиту – споживачі та постачальники ЕЕ подають заявки на обсяг потрібної ЕЕ з відповідною ціною для кожного часового інтервалу майбутньої поставки ЕЕ;

3) оператор ринку збирає заявки, щоб створити агреговані криві за методом впорядкування заявок:



ПТУ – паротурбінні установки; ПГУ – парогазотурбінні установки; ГТУ – газотурбінні установки; 1 – офф-пікове (нічне) навантаження; 2 – базове (середньодобове) навантаження; 3 – пікове навантаження

Рис. 1.8. **Агрегована схема маржинального ціноутворення на РЕЕ**

Джерело: складено автором за [43; 46; 52]

– крива сукупного попиту ранжується від найдорожчих до найдешевших цін ЕЕ;

– крива сукупної пропозиції впорядковується від найдешевших до найдорожчих джерел енергопропозиції;

4) перетин двох кривих дозволяє встановити ціну й обсяг ЕЕ:

– усі торговельні пропозиції виробників із ціною, меншою за маржинальну ціну, приймаються, інші – відхиляються;

– усі торговельні запити покупців із цінами вище, ніж рівноважна, приймаються, інші – відхиляються.

5) усі транзакції на РЕЕ виконуватимуться за рівноважною ціною:

– кожен покупець сплачує суму споживання ЕЕ за рівноважною ціною;

– кожен виробник отримає суму, що відповідає добутку рівноважної ціни на обсяг виробленої ЕЕ, відпущеної до електромереж для їх власного використання.

Альтернативним підходом до ціноутворення на оптовому РЕЕ є заявлені ціни («*pay-as-bid*»), згідно з яким кожному виробнику ЕЕ сплачується вартість ЕЕ за виставленою ним ціною (хоча остання також повинна формуватися на основі граничних витрат плюс маржа). Отже, загальна ринкова ціна для всіх учасників відсутня, що обумовлює різну рентабельність продажу за кожною ринковою пропозицією [47].

6) ЕЕ є стандартизованим товаром, диференціація якого можлива тільки за ціною та періодом її поставки. Типовою є класифікація ринкових продуктів на: одиночні (за окремими часовими інтервалами) та блочні (об’єднують послідовні часові інтервали). Залежно від ступеня розвитку РЕЕ часовий інтервал поставки ринкових продуктів на РЕЕ може бути: година, півгодини, чверть години, 5-хвилинний інтервал. Третьою класифікаційною ознакою ринкових продуктів на РЕЕ є умови виконання заявок на РЕЕ, які підрозділяються на прості, які виконуються в повному обсязі за визначеною ціною, та комплексні, які можуть бути виконані за певних умов та / або ціна може відхилятися у встановленому діапазоні [20; 47; 53].

Таким чином, у роботі обґрунтовується, що вибір моделі конкурентного РЕЕ має спиратися на взаємозв’язок між фізичними та комерційними потоками ЕЕ та містить такі ключові детермінанти: 1) спосіб диспетчеризації; 2) географічне розмежування енергосистеми; 3) тип ринкової інфраструктури; 4) форми торгівлі; 5) часову сегментацію ринку; 6) методи ціноутворення;7) продуктову диверсифікацію. Ці елементи забезпечують рефлексію формування атрибутивних характеристик моделі РЕЕ. Формування моделі конкурентних РЕЕ

пов'язано одночасно з дерегуляцією старих монополістичних відносин і становленням нових регуляторних та організаційних правил функціонування вільних від прямого державного втручання РЕЕ. На конкурентних РЕЕ мають створюватися стимули підвищення короткострокової та довгострокової ефективності функціонування електроенергетичної системи, а також сигнали для інвестиційно-інноваційного її розвитку.

1.2. Європейська модель конкурентного ринку електричної енергії

Ідею лібералізації ринкових відносин у Європі було закладено ще в Римському договорі 1957 р., зокрема, його ст. 3 визначила, 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» [54]. У подальшому вдосконалення ринкових відносин було визначено в Єдиному європейському акті 1986 р., зокрема, ст. 129b встановлювалося таке [55]:

– задля досягнення цілей, зазначених у ст. 7a (заборона дискримінації – прим. авт.) та ст. 130a (стимулювання конкурентоспроможності промисловості – прим. авт.), дати можливість громадянам ЄС, учасникам економічної діяльності, регіональним і місцевим громадам отримувати всі вигоди від створення зон без внутрішніх кордонів. У зв’язку з цим об’єднання сприяє започаткуванню та розвитку транс'європейських мереж транспортних, телекомунікаційних та енергетичних інфраструктур;

– у рамках системи відкритих і конкурентних ринків дії Співтовариства мають на меті стимулювання взаємозв'язку і взаємодії національних мереж, а також на забезпечення доступу до таких мереж.

У 1988 р. був прийнятий перший Робочий документ ЄК «Внутрішній ринок енергії» [56], основна ідея якого полягала в розвитку вільної і чесної конкуренції між енергетичними компаніями в Європейському співтоваристві, що повинно призвести до значного підвищення ефективності, зниження і конвергенції цін

для різних споживачів, підвищення конкурентоспроможності енергоспоживаючих галузей, економічного зростання та підвищення добробуту суспільства. Важливою його частиною була система «загального постачальника» для газу і ЕЕ, яка означала, що європейська електроенергетична і газова інфраструктура повинні експлуатуватися і розвиватися агентами, незалежними від інтересів виробництва і поставок. Така незалежність дозволить споживачам купувати енергію у будь-якого постачальника на внутрішньому енергетичному ринку, незалежно від того, кому належить мережа [56]. Таким чином, з'явилася основна концепція недискримінаційного доступу до інфраструктури (енергомереж) третіх сторін, яка стала основною парадигмою лібералізації енергетичних ринків.

З метою реформування системи управління ЄС у 2007 році був укладений Лісабонський договір, який замінив невпроваджену Конституцію ЄС і вніс зміни до чинних угод. Ст. 194 цього документа визначено чотири головні цілі енергетичної політики ЄС: забезпечити функціонування енергетичного ринку; забезпечити безпеку енергопостачання в Союзі; сприяти підвищенню енергоефективності та енергозбереженню, а також розробці нових ВДЕ; сприяти взаємозв'язку енергетичних мереж [57]. Лісабонський договір 2007 р. перейменував Договір про заснування Європейського співтовариства у Договір про функціонування Європейського Союзу, а також змінив нумерацію статей. Поточна версія Договору про функціонування ЄС вступила в силу в 2009 р. [58]. Положення ст. 194 Лісабонського договору були повністю перенесені в останній документ.

Фактичні кроки з лібералізації РЕЕ ЄС розпочалися з середини 1990-х рр. та супроводжувалися великими приватними інвестиціями в газову електрогенерацію, яка вважалася найменш шкідливою за обсягами викидів діоксиду вуглецю (CO_2) та здатною позитивно вплинути на стан довкілля. Головна мета лібералізації полягала у відкритті РЕЕ для конкуренції як на оптовому, так і на роздрібному рівнях, та створення Єдиного європейського РЕЕ. Наріжними каміннями енергетичної політики ЄС, які поставили основні

завдання перед лібералізацією європейського РЕЕ, виступили: забезпечення безпеки електропостачання, розвиток конкуренції між електрогенеруючими компаніями через критерії економічної ефективності, досягнення екологічної сталості виробництва ЕЕ [33; 59].

За допомогою чотирьох законодавчих пакетів: Перший енергетичний пакет 1996 р., Другий енергетичний пакет 2003 р., Третій енергетичний пакет 2009 р., Четвертий (Зимовий) енергетичний пакет «Чиста енергія для всіх європейців» 2018–2019 рр. – ЄС поступово відкрив РЕЕ для конкуренції, прагнучи до створення єдиного РЕЕ на території регіонального інтеграційного об'єднання. Електроенергетична криза ЄС 2021–2023, спричинена високими цінами на газ, ескалацією агресивної війни Росії проти України, невизначеністю щодо постачання інших ПЕР, зменшенням доступності ядерних реакторів і низьким рівнем виробництва гідроенергії, обумовила реформу європейської моделі РЕЕ у 2024 р. (Директива (ЄС) 2024/1711 [60], Регламент ЄС/2024/1747 [61]). Хронологію розвитку європейського законодавства із становлення моделі конкурентних РЕЕ наведено у Додатку А (табл. А.1).

Згідно з Першим енергопакетом необхідно було здійснити лише фінансове розмежування (тобто розділити бухгалтерський облік за різними видами електроенергетичного ланцюга) – таких дій було явно недостатньо для посилення конкуренції на РЕЕ. У Другому енергопакеті вимагалося операційне розмежування, тобто відокремлення торгівлі ЕЕ як товаром від послуг її транспортування електромережами. Окремою вимогою Другого енергопакета було надання можливості кінцевому споживачу самостійно обирати постачальника з 2007 р. Однак, оскільки різні компанії все ще могли бути частиною одного і того ж холдингу, власники цих компаній все ще мали достатньо ринкової сили. Наступним кроком (Третій енергопакет) до вільної конкуренції було введення повного розмежування. Окремо у цьому пакеті передбачена необхідність розробляти 10-річний план розвитку Європейського об’єднання системних операторів передачі ЕЕ (ENTSO-E) для підтримки належного рівня інвестицій в електромережі та надійного задоволення поточного

та майбутнього попиту в ЕЕ [62]. У 2018–2019 рр. прийнято Четвертий енергопакет під назвою «Чиста енергія для всіх європейців», який передбачає скасування преференцій для крупних ВДЕ та розвиток високоефективної когенерації та розподільної електрогенерації, зростання ролі активних споживачів ЕЕ, а також створення енергетичних кооперативів [60; 63]. Принципово, що Четвертий енергопакет не скасував Третій, але лише оновив і виправив окремі його положення.

Отже, європейську модель РЕЕ побудовано на таких наріжних каменях [64–67]:

відокремлення окремих видів діяльності: виробництва та постачання від передачі та розподілу;

запровадження та посилення конкуренції на оптовому рівні та відкриття конкуренції на роздрібному рівні;

недискримінаційний доступ до енергомереж і стимулююче регулювання тарифів на їх послуги на основі RPI-X підходу;

пріоритетність розвитку високоефективних і низьковуглецевих, у т. ч. відновлюваних, джерел електрогенерації.

Поточна європейська модель конкурентного РЕЕ має ієрархічну будову та складається із оптового (оптова торгівля та передача) та роздрібного (розподіл та постачання) ринків. Регламентом ЄС 1227/2011 були встановлені границі оптового енергетичного ринку (п. 6 ст. 2), на якому відбувається торгівля оптовими енергетичними продуктами, до яких відносяться контракти та деривативи на виробництво та передачу ЕЕ, незалежно від того, де і як ними торгують (п. 4 ст. 2) [68]. Фактично Регламент ЄС 1227/2011 визнав, що оптовий РЕЕ може існувати в двох формах: як товарній, так і фінансовій.

Регламент № 543/2013 [69] зафіксував зональний підхід до географічного розмежування енергосистем. Торговою зоною визначено найбільшу географічну територію, на якій учасники ринку можуть обмінюватися ЕЕ без розподілу пропускної потужності (ст. 2 п. 3). Усередині торгової зони зазвичай застосовується неявний розподіл пропускних потужностей, за якого торгівля ЕЕ

відбувається одночасно з розподілом пропускних потужностей (ст. 2 п. 18), тоді як між торговими зонами застосовується явний розподіл, тобто розподіл пропускної потужності відбувається без (до) передачі ЕЕ (ст. 2 п. 15). Також цим Регламентом визначено методи розподілу пропускної потужності [69]:

1) скоординованої чистої пропускної потужності, заснованої на оцінці попереднього максимального обсягу торгів ЕЕ між торговими зонами;

2) потокового розподілу пропускної потужності, що спирається на доступні запаси потужності за критичними елементами енергомережі, як всередині зони, так і поза її межами, з відповідними коефіцієнтами розподілу потужності передачі.

Лібералізація РЕЕ ЄС розширила коло учасників ринків: у Третьому енергопакеті 2009 р. [70; 71] законодавчо визначено ролі дванадцятьох, а в Четвертому 2019 р. [72; 75] – вже дев'ятнадцять учасників ринку (хоча їх перелік ще й досі залишається неповним), усі з яких відтепер прагнуть бути активними та прибутковими акторами ринку. Наразі учасником РЕЕ може виступати фізична чи юридична особа, яка купує, продає або виробляє ЕЕ, яка займається агрегацією або є оператором управління попитом або зберігання ЕЕ, включаючи розміщення замовлень на торгівлю, на одному або декількох сегментах РЕЕ, у т. ч. на балансуючих РЕЕ [72].

Агреговану модель європейського товарного РЕЕ наведено на рис. 1.9.

Зауважимо, що до 2015 р. жодною директивою чи регламентом ЄС не було передбачено зобов'язань щодо впровадження конкретної моделі РЕЕ в країнах-членах інтеграційного об'єднання. Еволюціонувала європейська модель РЕЕ на добровільній основі шляхом поширення успішного досвіду окремих країн (країн Скандинавії та Великої Британії) на території країн-членів ЄС.

Тільки у 2015 р. Регламентом ЄС 2015/1222 [76] було визначено засади функціонування РДН та ВДР, у 2016 р. Регламентом ЄС 2016/1719 [77] – форвардного ринку, а у 2017 р. Регламентом ЄС 2017/2195 [78] – БР. Означені документи в подальшому знайшли свої відображення в Четвертому енергопакеті, який містить відсилочні норми на кожний з них, закріплюючи

чотирисегментарну європейську модель РЕЕ [72; 75]. Нормативне врегулювання європейського РЕЕ впроваджувалося з метою уніфікації правил транскордонної торгівлі ЕЕ в межах інтеграційного об'єднання, а не для регулювання національних РЕЕ, які й досі мають значний простір вибору внутрішніх форм і правил торгівлі ЕЕ. І тільки у 2019 р. було надано узагальнююче визначення змістових границь терміна «ринок електроенергії». Так, згідно із Директивою 2019/944 (п. 9 ст. 2) до РЕЕ в ЄС відносяться позабіржові та біржові РЕЕ, ринки торгівлі енергією, потужністю, балансуючими та допоміжними послугами на всіх часових рамках, включаючи строкові, на добу наперед і внутрішньодобові ринки [75].

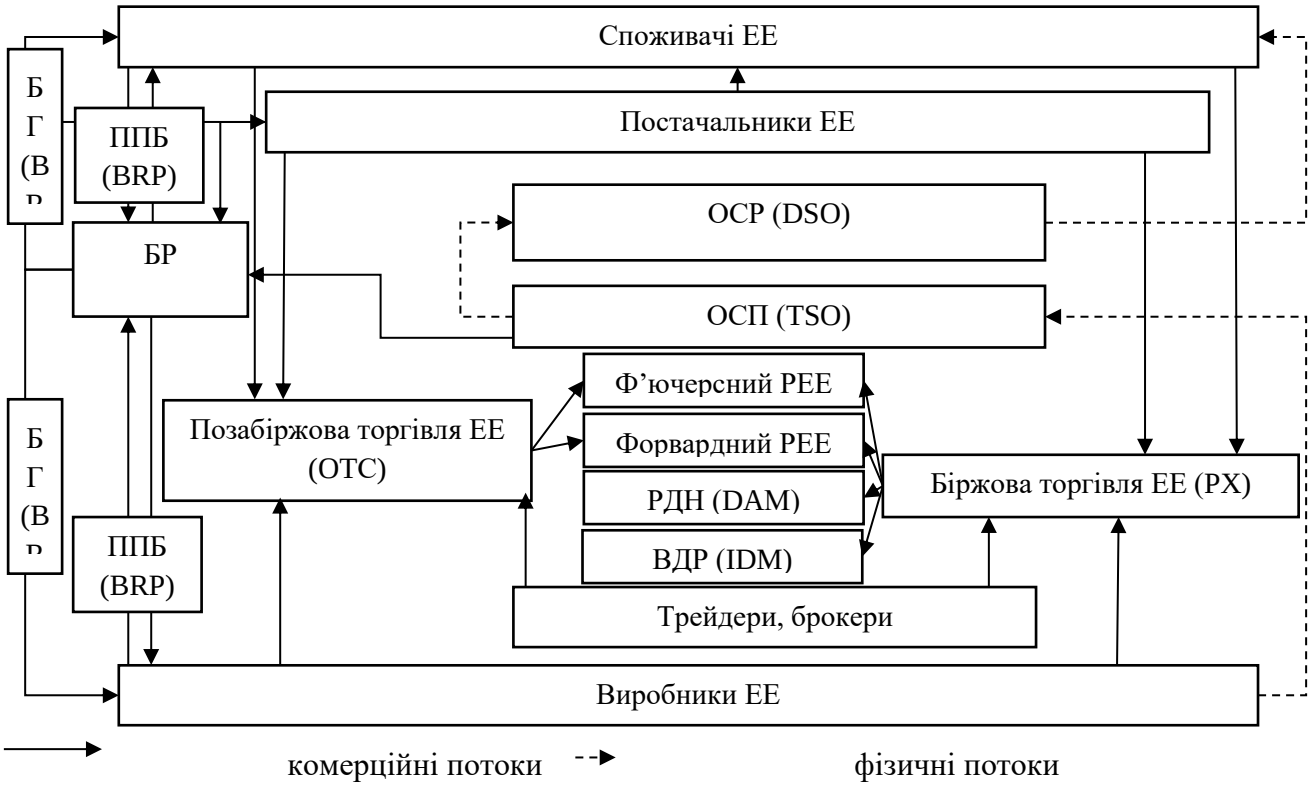


Рис. 1.9. **Структурно-логічна схема функціонування європейського РЕЕ**

Джерело: складено автором за [65; 66]

Ст. 3 Регламенту 2019 /943 визначено керівні принципи функціонування РЕЕ в інтеграційному об'єднанні (рис. 1.10).

Першочергового нормативного оформлення зазнали спотові сегменти РЕЕ – РДН та ВДР. Так, Регламент 2015/1222 закріпив аукціонний механізм торгів на основі алгоритму об'єднання цін для РДН (ст. 2 пп. 26 та 28) та безперервні торги

на основі алгоритму безперервного узгодження цін для ВДР (ст.2 п. 29 та п. 31). Ст. 38 визначено, що РДН функціонує на основі маржинального методу ціноутворення, що дозволяє встановити єдину ціну для торгової зони в межах конкретного ринкового інтервалу для всіх акцептованих заявок, тоді як ст. 52 визначено, що на ВДР встановлюються різні ціни для різних угод, щоб забезпечити безперервність і швидкість узгодження заявок за найвищою ціною продажу та найнижчою ціною купівлі [76].

Важливість Регламенту 2015/1222 полягає у визначенні особливостей створення та функціонування ринкової інфраструктури для цих часових сегментів РЕЕ, яка уособлюється в номінованих операторах ринку (NEMO), спеціально утворених компетентним органом державної влади. Згідно зі ст. 4 в кожній торговій зоні призначається один або декілька NEMO, як серед національних, так й іноземних суб'єктів. При цьому NEMO, створеному в одній країні-члені ЄС, дозволяється надавати послуги в іншій країні-члені, за винятком таких випадків: існують технічні перешкоди для поставки ЕЕ в іншу країну, торгові правила несумісні з іншою країною, в одній з країн оператори РДН та ВДР функціонують як природні монополії. NEMO відповідає за диверсифікацію продуктів для кращого задоволення потреб учасників ринку, забезпечення операційної безпеки (ст. 40 та 53) та гарантує анонімність подачі заявок на РДН та ВДР (ст. 47 та 59). NEMO разом з TSO повинні встановлювати, за погодження з регулятором, мінімальні та максимальні ціни для РДН та ВДР, які повинні враховувати вартість втрати навантаження (ст. 41 та ст. 54) [76].

Регламент 2015/1222 визначив часові межі цих сегментів РЕЕ [76]:

– для РДН: відкриття воріт – найпізніше о 11:00 за добу до поставки за CET, закриття воріт – о 12:00 CET;

– для ВДР: закриття воріт – за годину до фізичної поставки ЕЕ.

У подальшому Рішенням ACER № 04/2018 від 24.04.2018 було визначено, що міжзональний ВДР повинен відкриватися о 15:00 за добу і закриватися за 60 хв до реального часу поставки ЕЕ [79].

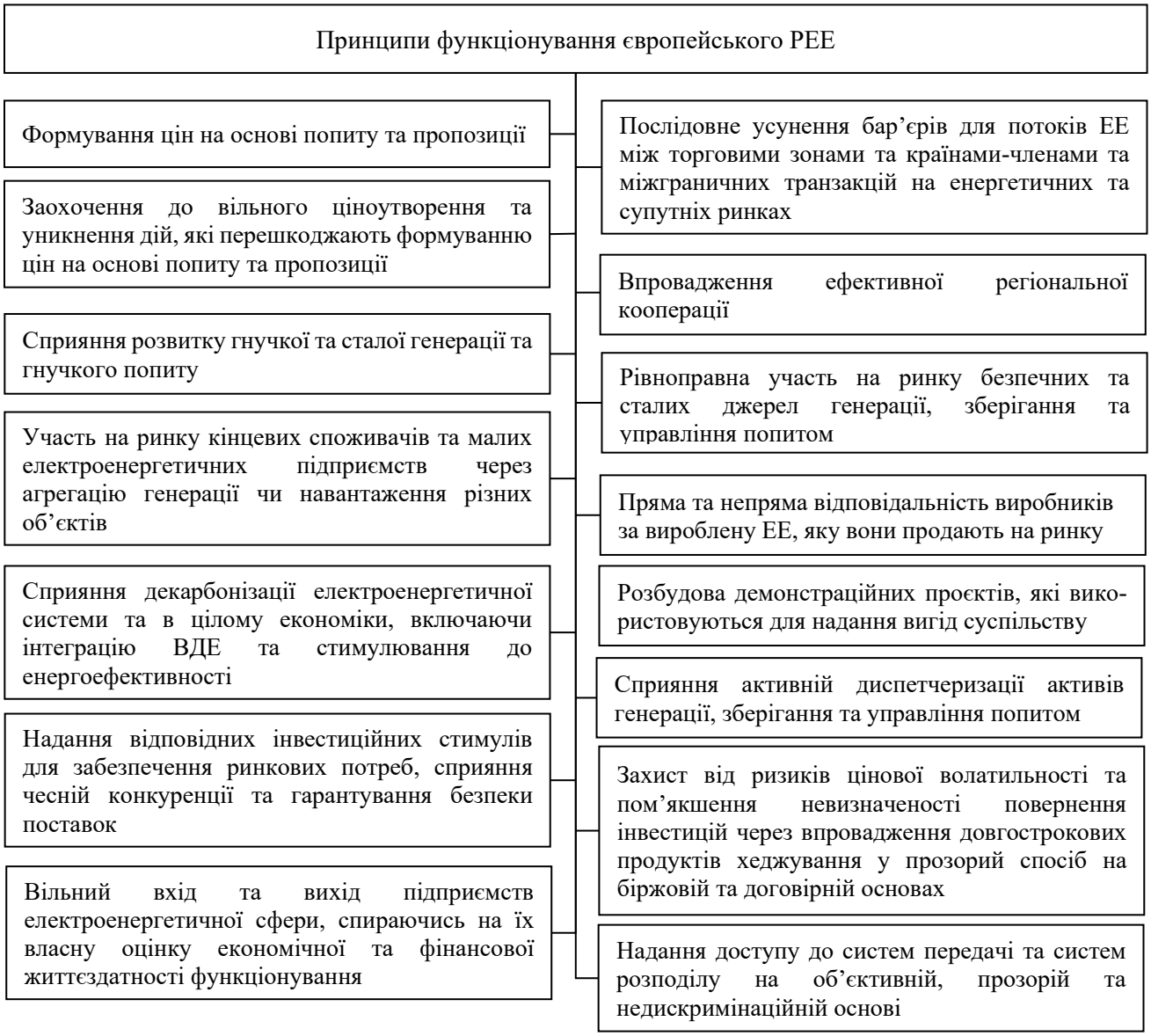


Рис. 1.10. **Принципи РЕЕ згідно Четвертого енергопакета ЄС**

Джерело: складено автором за [72]

Регламент 2019/943 інкорпорував норми Регламенту 2015/1222, додатково встановивши [72]:

– солідарну відповідальність NEMO та TSO за функціонування РДН та ВДР (ст. 7 п. 1);

– торгівлю на спотових сегментах РЕЕ якомога ближче до реального часу, під яким розуміється міжзональне закриття воріт ВДР (ст. 8 п. 1);

– тривалість торгового інтервалу, який має дорівнюватиме періоду розрахунку небалансів, який, своєю чергою, має становити 15 хв з 11.06.2021 р. (ст. 8 п. 2 та п. 4);

– мінімальний розмір дозволеної заявки на РЕЕ, яка має бути 500 кВт або менше (ст. 8 п. 3).

В ЄС налічується 18 енергетичних бірж, які функціонують як номіновані оператори РЕЕ (табл. 1.5).

Таблиця 1.5

Характеристика номінованих операторів РЕЕ в ЄС

Оператор	Рік заснування	Територія діяльності	Форма конкуренції	Сегменти діяльності						
				Ф'юР	ФоР	ОПЗБ	РДН	ВДР	БР	ВДЕ
Epex Spot	2008	AT, BE, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, LU, LV, LT, NL, NO, PL, PT, SE,	Конкурентна			+	+	+		+
EXAA	2001	AT, DE	Конкурентна				+			+
Nordpool	2002	AT, BE, DE, DK, EE, FI, FR, IE, LU, LV, LT, NL, NO, PL, SE	Конкурентна				+	+		
IBEX	2014	BG	Монопольна		+		+	+		
CROPEX	2014	HR	Конкурентна				+	+		
OTE	2001	CZ	Монопольна				+	+	+	+
HenEx	2018	GR	Монопольна				+	+		
HUPX	2007	HU	Монопольна	+		+	+	+		
SEMO	2004	IE	Конкурентна	+			+	+		
SONI		GB (Northern Ireland)	Конкурентна	+			+	+		
GME	2000	IT	Монопольна		+	+	+	+	+/–	
TGE	1999	PL	Конкурентна		+		+	+		
OMIE	1997	ES, PT	Монопольна				+	+		
OPCOM	2000	RO	Монопольна				+	+		
BRM S.A.	2018	RO	Конкурентна				+	+		
OKTE	2011	SK	Монопольна				+	+	+/–	+
Borza	2001	SL	Конкурентна			+	+	+	+	+
ETPA Holding B.V.	2015	AT, BE, DE, NL	Конкурентна					+		+

Примітка: Ф'юР – ф'ючерсний ринок; ФоР – форвардний ринок; ОПЗБ – організований позабіржовий ринок; РДН – ринок на добу наперед, ВДР – внутрішньодобовий ринок; БР– балансуючий ринок; ВДЕ – механізми підтримки відновлюваних джерел енергії

Джерело: складено автором на основі [80–82]

Окремі оператори ринку функціонують лише як природні монополії (GTE, HUPX, OMIE, OKTE тощо), тоді як діяльність інших охоплює територією декількох країн (Nordpool, Epex Spot SE та інші) [83]. Енергетичні біржі різняться

за обсягами своєї діяльності, які залежить як від площі торгової зони, так і кількості учасників, механізмами функціонування, а також динамікою цін, що визначається як структурою пропозиції, так і можливостями імпорту / передачі ЕЕ з інших торгових зон.

Для забезпечення ефективності функціонування спотових сегментів РЕЕ NEMO узгодили перелік ринкових продуктів, які використовуються на РДН та ВДР на вимогу ст. 40 та ст. 53 Регламенту 2015/1222 [84; 85], характеристику яких наведено у Додатку А (табл. А.2).

Отже, нормативно було закріплено, що спотові РЕЕ в ЄС функціонують на організованій основі у формі двосторонніх енергетичних бірж, на яких проводяться добровільні сліпі торги між учасниками ринку диверсифікованими ринковими продуктами.

Строкова торгівля ЕЕ в ЄС відбувається як в організованій, так і неорганізованій формі, як на форвардних, так і ф'ючерсних ринках. Ці сегменти працюють з часовими інтервалами від декількох років до дня, що передує фактичній поставці ЕЕ. Ф'ючерси представляють фінансові деривативи на ЕЕ, які найчастіше обертаються на фондових біржах, тоді як форварди торгуються на позабіржовій основі або на енергетичних біржах і передбачають подальшу фізичну поставку ЕЕ [65].

У ст. 9 Регламенту 2019/943 зазначено, що строковий РЕЕ призначений для хеджування цінових ризиків між торговими зонами. Національні регулятори та оператори ринку вільні у впровадженні форм і продуктів строкової торгівлі ЕЕ для хеджування фінансових ризиків [72]. Окремих наднаціональних положень щодо організації строкової торгівлі товарною чи фінансовою ЕЕ не визначено. Директива 2019/943 містить посилення на Директиву 2014/65/ЄС, встановлюючи, що фінансовий РЕЕ підпорядковується його нормам, при цьому фінансовими деривативами на РЕЕ є опціони, ф'ючерси, свопи, угоди за форвардними процентними ставками та будь-які інші контракти на деривативи,

[86]. Регламентом ЄС 2016/1719 були встановлені тільки правила строкової торгівлі міжзональними пропускними потужностями для забезпечення безперешкодного доступу учасників до строкових РЕЕ інших країн [77].

Уніфікованої моделі строкового європейського РЕЕ ще не визначено, що дозволяє країнам ЄС приймати власні рішення щодо організації цього сегмента Ліквідність європейських строкових сегментів РЕЕ є недостатньою. Проте наразі відбувається активний розвиток фінансової форми торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі, оскільки у довгостроковому періоді торгівля фізичною ЕЕ не завжди можлива, тоді як для будь-якого періоду часу завжди можна запропонувати фінансовий деривати ЕЕ, здатний хеджувати ризики короткострокової торгівлі. Крім того, фінансові інструменти для хеджування ризиків на строкових РЕЕ постійно еволюціонують [89].

Четвертим сегментом оптового РЕЕ в ЄС є балансуючий ринок (БР), яким оперує ОСП та на якому здійснюється купівля ЕЕ у режимі, найближчому до реального часу фізичної поставки, та фінансове врегулювання небалансів ЕЕ після фізичної її передачі, враховуючи специфічні особливості портфеля електрогенерації, наявність вузьких місць в енергосистемах та їх сполученість з іншими [90]. Зважаючи на це, цей сегмент РЕЕ залишався тривалий час нормативно неоформленим на рівні інтеграційного об’єднання. Транс’європейська нормативно-правова база функціонування БР почала формуватися лише у 2017 р. та зараз складається з:

1) Регламенту 2017/2195 від 23.11.2017 [78], який визначає технічні, операційні та комерційні правила, що стосуються придбання балансуючої потужності, активації балансуючої енергії та їх фінансового врегулювання;

2) Регламенту 2017/1485 від 02.08.2017 [94], який гарантує спрямований на забезпечення операційної безпеки енергосистеми, якості та частоти ЕЕ та ефективного використання взаємопов'язаних систем і ресурсів;

3) норми Четвертого енергопакета (ст. 6 Регламенту 2019/943 [72] та ст. 40 Директиви 2019/944 [75]), які узагальнюють та уточнюють принципові та системоутворюючі засади функціонування БР.

Основна мета наднаціонального врегулювання національних БР в ЄС полягає у їх інтеграції в транснаціональний БР при гарантуванні стабільності частоти електросистем, плануванні міжграничної торгівлі балансуючою енергією та збереження соціального благополуччя та операційної безпеки. Це потребує певного рівня гармонізації як технічних, так і ринкових засад балансування [91; 95].

Згідно з Регламентом 2017/2195 БР – це цілісний інституційний, комерційний та операційний механізм, який встановлює основи ринкового управління балансуванням (ст. 2 п. 2), тоді як балансування – це всі дії та процеси на всіх часових інтервалах, за допомогою яких ОСП постійно забезпечує підтримання частоти системи у заздалегідь визначеному діапазоні стабільності, відповідність кількості необхідних резервів встановленої якості (ст. 2 п. 1) [78]. На БР торгуються балансуючі послуги (ст. 2 п. 3 цього Регламенту), що складаються з [78]: балансуючої енергії (ст. 2 п. 4) та балансуючої потужності (ст. 2 п. 5) чи обидвох.

Із точки зору ОСП ці балансуючі послуги є допоміжними послугами, які забезпечуються постачальником послуг балансування (ППБ) [91]. Таке остаточне визначення БР набуло лише в Четвертому енергопакеті: у ст. 2 п. 48 Директиви 2019/944 чітко зазначено, що допоміжні послуги – це послуги, необхідні для роботи систем передачі та розподілу, включаючи послуги балансування та нечастотні допоміжні послуги, але не включаючи управління перевантаженням [75]. Отже, на БР відбувається торгівля резервами активної потужності, тобто балансуючими резервами, які доступні для підтримання частоти системи (Регламент 2017/1485 ст. 3 п. 6) [94], тоді як інші види допоміжних послуг, включаючи послуги з контролю напруги та відновлення системи, торгуються на інших сегментах РДП [93].

Згідно зі ст. 127 п. 2 Регламенту 2017/1485 номінальна частота в ЄС повинна становити 50 Гц для всіх синхронізованих територій, при цьому допустимі відхилення від цієї частоти є різними за групами країн Центральної Європи, Великої Британії, Ірландії, Нідерландів і Скандинавських країн [94].

Сам же процес балансування енергосистеми складається з трьох основних етапів [92]:

1) визначення обсягів необхідних балансуючих (активних) резервів;

2) закупівля необхідної балансуючої потужності;

3) закупівля балансуючої енергії.

При балансуванні різні типи активних резервів послідовно змінюють один одного у часі, дозволяючи активувати найдешевшу балансуючу енергію на БР.

На БР взаємодіють 3 групи учасників:

1) ОСП, відповідальні за експлуатацію, технічне обслуговування та, за необхідності, розвиток системи передачі, а також її взаємозв'язок з іншими системами та забезпечення довгострокової здатності системи задовольняти розумні потреби в передачі ЕЕ [71];

2) ППБ – учасники ринку, які надають резервні одиниці або групи резервних одиниць, які можуть надавати послуги балансування ОСП [78];

3) сторони відповідальні за баланс (СВБ) – учасники ринку або їх представники, відповідальні за небаланси [78].

Оперує БР ОСП: згідно зі ст. 14 п. 1 Регламенту 2017/2195 ОСП несе відповідальність за закупівлю балансуючих послуг у ППБ, щоб забезпечити операційну безпеку системи [78]. При цьому роль ОСП, як зазначається у праці [91], є вирішальною не тільки на короткостроковому часовому інтервалі, але й на довгостроковому, та полягає у побудові ринкових механізмів стимулювання учасників до збалансування. Таким чином, БР являє собою ринково-орієнтований механізм балансуванням системи та поділяється на такі ключові складові (рис. 1.11) [78; 91; 92; 94]: закупівлю балансуючих послуг, встановлення відповідальності за баланси, розрахунки за небаланси.

Для участі у БР кожен потенційний ППБ повинен пройти процедуру предкваліфікації, а після набуття статусу ППБ повинен (обов'язково) надавати заявки на балансуючу потужність. Законтрактовані ППБ повинні подавати заявки на балансуючу енергію відповідно до обсягів та інших умови, визначених у контракті на балансуючу потужність. Тоді як решта ППБ мають право

(добровільно) подавати заявки на балансуючу енергію [78].

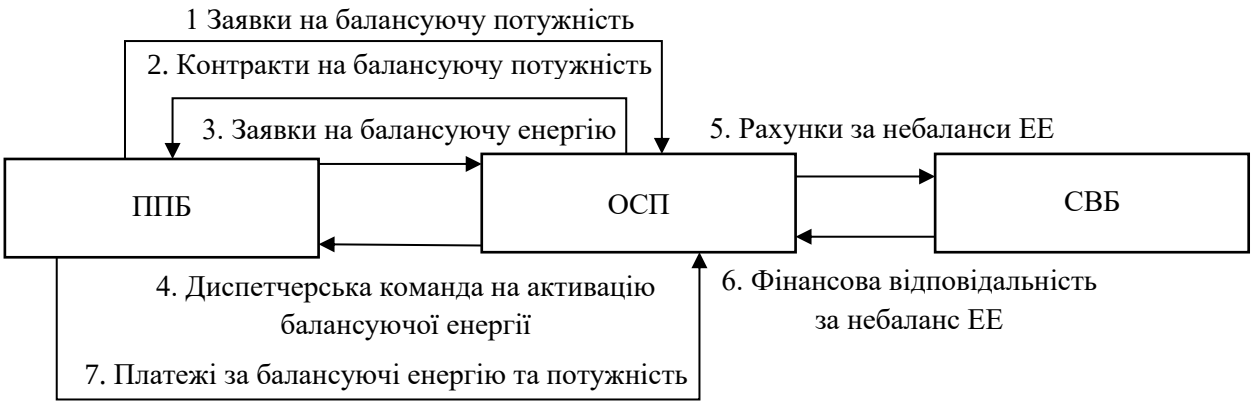


Рис. 1.11. **Схема функціонування європейського БР**

Джерело: складено автором за [78; 91; 92; 94]

Головна проблема побудови БР полягає у виборі його моделі. Регламент 2017/2195 визначив дві моделі балансування, які можуть застосовуватися в європейському просторі [78]:

– модель самодиспетчеризації (ст. 2 п. 17) – модель планування і диспетчеризації, коли графіки генерації і споживання, а також диспетчеризації об'єктів електрогенерації та електроспоживання визначаються агентами планування цих об'єктів;

– модель централізованої диспетчеризації (ст. 2 п. 18) – модель планування і диспетчеризації, коли графіки генерації і споживання, а також диспетчеризації об'єктів електрогенерації та електроспоживання визначаються ОСП в рамках інтегрованого процесу планування (ст. 2 п. 19).

Кожен національний ОСП повинен використовувати модель самодиспетчеризації. Однак, якщо на час впровадження Регламенту 2017/2195 ОСП використовував модель централізованої диспетчеризації, він може продовжити її використання після перевірки її відповідності національними регуляторами [78].

Також Регламент 2017/2195 встановив засади ціноутворення для БР, згідно з якими (ст. 30) на БР застосовується маржинальний метод ціноутворення, тобто оплата балансуючої енергії за очищеною ринковою ціною. ОСП може встановлювати технічні цінові ліміти з метою забезпечення ефективності ринку

та для спеціальних продуктів впроваджувати інші методи ціноутворення. Відбір заявок на балансуючу енергію (ст. 31) відбувається на основі оптимізаційної функції активації, яка:

– використовує загальні списки заявок, тобто ранжованих за ціною заявок стандартних продуктів на балансуючу енергію: хоча б 1 список на завантаження та 1 список на розвантаження;

– враховує процеси активації та технічні обмеження різних продуктів на балансуючу енергію;

– спрямована на операційну безпеку енергосистеми [78].

Згідно зі ст. 24 п. 2 Регламенту 2017/2195 закриття воріт БР має бути якомога ближче до реального часу, але не раніше закриття воріт міжзонального ВДР, та гарантувати достатність часу для балансування [78].

На БР окремі СВБ стикаються із небалансом ЕЕ в режимі реального часу [43]. З метою фінансового врегулювання небалансів ОСП накладає плату на кожну СВБ з незбалансованим портфелем. Таке врегулювання дисбалансу відбувається постфактум, після моменту споживання ЕЕ. Тарифи небалансів ЕЕ зазвичай засновані на двох цінах: маржинальній висхідній ціні для завантаження або маржинальній східній ціні для розвантаження [43; 78]. ОСП повинен встановити правила для розрахунку ціни небалансу ЕЕ, яка може бути позитивною, нульовою або негативною (табл. 1.6).

Таблиця 1.6

Розрахунки за небаланси ЕЕ

Напрям регулювання	Позитивна ціна небалансу	Негативна ціна небалансу
Позитивний небаланс	Платіж від ОСП до СВБ	Платіж від СВБ до ОСП
Негативний небаланс	Платіж від СВБ до ОСП	Платіж від ОСП до СВБ

Джерело: складено автором за [78]

Загальні грошові потоки на БР обертаються між учасниками, а ОСП не отримує економічних вигід або втрат в результаті балансування: розрахунки за небаланси ЕЕ відбуваються між СВБ, ППБ розраховуються за балансуючу енергію та балансуючу потужність, а між ОСП відбуваються розрахунки за обмін

балансуючою енергією. На БР відбуваються двонаправлені платежі, які відповідають фізичному руху балансуючої енергії [78; 92].

У Четвертому енергетичному пакеті узагальнено системоутворюючі засади БР, зокрема ст. 6 Регламенту 2019/943 було встановлено основні принципи його функціонування, серед яких [72]:

– ефективна недискримінація учасників ринку з урахуванням різних технічних потреб системи і різних технічних можливостей джерел генерації, зберігання та управління попитом;

– прозорість, технологічна нейтральність, ринковість закупівлі балансуючих послуг;

– недискримінаційність доступу всіх учасників;

– орієнтація на зростаючу частку змінної генерації, збільшення систем управління попитом та появу нових технологій;

– гарантування операційної безпеки, дозволяючи максимальне використання та ефективний розподіл міжзональних пропускних потужностей на всіх часових інтервалах;

– маржинальне ціноутворення, відображаючи цінність енергії у реальному часі, та якомога ближче наближення границь БР до реально часу.

Принципово новими положеннями для БР, закріпленими в Четвертому енергопакеті, стали [72]:

1) по-перше, встановлення відповідності зони розрахунку небалансів торговій зоні;

2) по-друге, встановлення тривалості періоду розрахунку небалансів (та відповідно ринкового часу), який має дорівнювати 15 хв;

3) по-третє, обмеження строку дії контрактів на балансуючу потужність, що має складати 1 добу та укладатися не раніше, ніж за 1 добу;

4) по-четверте, визначення нового учасника ринку в особі делегованих операторів (хоча безпосередня можливість делегування була закріплена ще в Регламенті 2017/2195).

Отже, можна констатувати, що після впровадження 4-го енергопакета

модель єдиного РЕЕ в Європі набула свого остаточного оформлення (рис. 1.12).

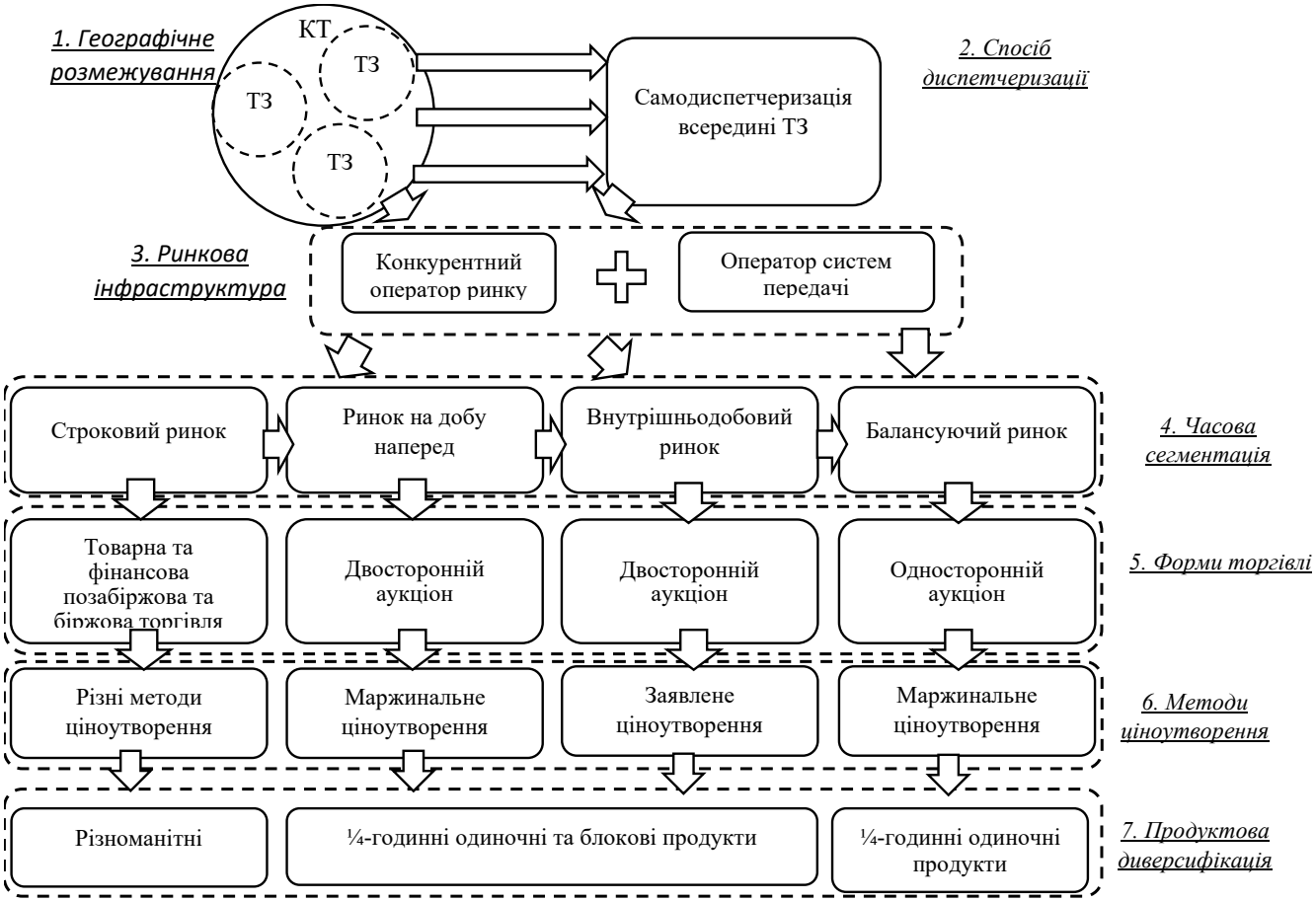


Рис. 1.12. **Агрегована модель європейського РЕЕ**

Примітка: КТ – контрольна територія, ТЗ – торгова зона

Джерело: розроблено автором [29; 73]

Проте допускаються відхилення від моделі єдиного європейського РЕЕ [74]:

1) державна територія може бути поділена ОСП, кожен з яких є монополістом на своїй контрольній території;

2) може застосовуватися централізована диспетчеризація;

3) національні оператори ринку можуть бути визнані національною юридичною монополією;

4) правила РДН та ВДР є обов'язковими лише для транскордонної торгівлі ЕЕ, коли можуть існувати інші правила для внутрішньозонової торгівлі;

5) дозволені винятки для конкретних ринкових продуктів.

Це призвело до значної диференціації моделі національних РЕЕ в

європейських країнах.

Для підтримки цільового розвитку європейської електроенергетики були також запроваджені правила функціонування комплементарних сегментів ринку, а саме ринку генеруючих потужностей (РП) і ринку відновлюваної електроенергії (РВЕ).

У Четвертому енергопакеті вперше була визнана необхідність впровадження ринку генеруючих потужностей (механізмів потужності) для вирішення проблем адекватного розвитку національних електроенергетичних систем країн – членів ЄС. У п. 50 преамбули Регламенту 2019/943 зазначається, що механізми потужності не повинні призводити до надмірної компенсації, а лише гарантувати безпеку постачання. У зв'язку з цим механізми потужності, окрім стратегічних резервів, мають бути побудовані таким чином, щоб автоматично призводити до нульових цін за доступність, коли рівень потужностей вигідний РЕЕ за відсутності механізму потужності, очікується на адекватному рівні, щоб задовольнити необхідний попит на потужність [72]. У п. 22 ст. 2 цього Регламенту визначено, що механізми потужності – це тимчасові заходи забезпечення досягнення необхідного рівня адекватності за рахунок винагороди ресурсів за їх доступність, виключаючи заходи, пов’язані із допоміжними послугами або управління перевантаженням [72].

Хоча більшість країн ЄС мають профіцит потужностей, однак вони занепокоєні щодо їх достатності для задоволення майбутнього попиту на ЕЕ, тому 17 країн ЄС запровадили чи планують запровадити механізми потужності. Дослідження Єврокомісії підтвердило, що ринкові збої та цінові сигнали знижують безпеку постачань ЕЕ [96]. ACER у 2013 р. [98] та ЄК у 2016 р. [99] визначили 2 підходи та 5 типів формування РП (рис. 1.13, табл. 1.7).

В обсягоорієнтованих механізмах на державному рівні визначається необхідний обсяг закупівлі потужностей, тоді як на РП встановлюється ціна за таку потужність. Ці механізми можна розділити на «цільові» та «ринкові», які обидва мають за мету забезпечення достатньої здатності до виконання стандартів надійності в національних електроенергетичних системах. Цільові механізми

надають підтримку лише додатковим потужностям, тоді як ринкові механізми надають підтримку всім учасникам РП, які повинні відповідати визначеним стандартам надійності. В ціноорієнтованих механізмах визначається гранична ціна потужності, тоді як інвестори вирішують, скільки та в які потужності вони готові інвестувати за цю ціну [98; 99].

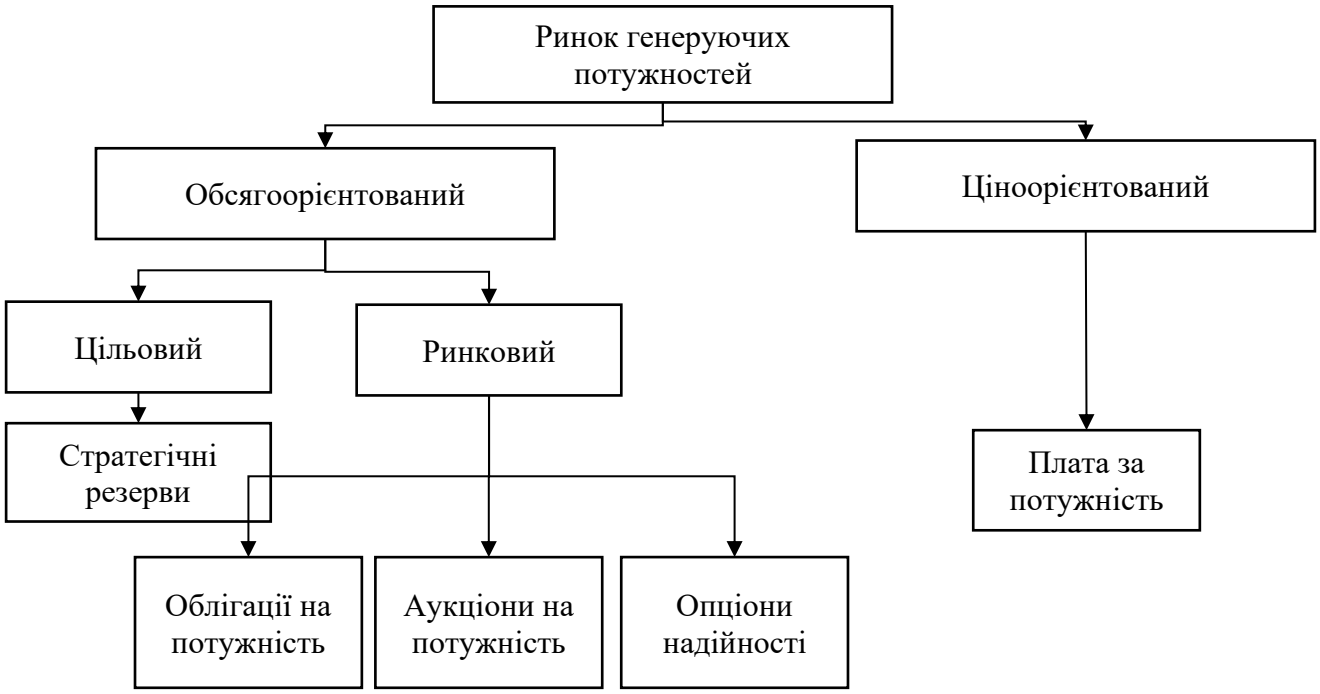


Рис. 1.13. **Типологізація механізмів функціонування РП**

Джерело: складено автором за [98; 99]

Таблиця 1.7

Основні типи механізмів функціонування РП в ЄС

Тип механізму потужності	Особливості механізму
Плата за потужність	Встановлені фіксовані платежі постачальникам ГП, які встановлюються регулятором. Оператори ГП, які отримують такі платежі, продовжують брати участь в товарному РЕЕ, а обсяг та ціна ЕЕ, що поставляється, визначається незалежно діями учасників ринку
Стратегічні резерви	Деякі ГП виводяться з товарного РЕЕ для забезпечення безпеки поставок у виняткових (стресових) ситуаціях. ОСП або державний орган вирішує питання про розмір необхідних стратегічних резервів на кілька років наперед і укладає контракти на ГП через конкурсні торги. Стратегічні резерви не можуть брати участь у товарному РЕЕ і активуються лише в разі нестачі ГП згідно із заздалегідь визначеними критеріями. Плата за потужність визначається на торгах, а витрати покриваються користувачами мереж
Аукціони на потужність	Централізована схема, в якій розмір загальної необхідної ГП визначається за кілька років наперед до фізичної поставки ЕЕ та закуповується через аукціон незалежним органом. Ціна встановлюється на підставі форвардного контракту і оплачується всім учасникам-переможцям аукціону. Згодом плата за потужність нараховується постачальникам, які стягують її з кінцевих споживачів. ЕЕ, згенерована новими об'єктами, в майбутньому бере участь у товарному РЕЕ. Аукціони на потужність хеджують цінові ризики інвестора нової потужності, але можуть знижувати конкурентоспроможність наявних ГП

Закінчення табилці 1.7

Тип механізму потужності	Особливості механізму
Облігації на потужність	Децентралізована схема, в якій зобов'язання накладаються на великих споживачів і постачальників ЕЕ, які укладають контракти на певний рівень потужності, пов'язаний з їх самооцінкою майбутнього попиту, плюс резервна маржа. Остання, як правило, визначається незалежним органом. Зазвичай ці зобов'язання продаються у виді сертифікатів, що видаються виробниками потужності. Контрактовані ГП повинні надавати доступну на контрактній основі потужність на ринку в періоди дефіциту, що визначаються адміністративно або ринково, на підставі цін, які перевищують граничний рівень. Постачальники або споживачі несуть фінансову відповідальність, якщо вони не досягли необхідного рівня потужності
Опціони надійності	Ринковий інструмент, аналогічний опціону call, відповідно до якого постачальники контрактних ГП зобов'язані оплачувати різницю між оптовою ринковою ціною (наприклад, спотовою ціною) і заданою контрольною ціною (тобто «ціною виконання»), кожен раз, коли ця різниця є позитивною. Постачальник ГП укладає опціонний контракт з контрагентом (ОСП, великим споживачем або постачальником), який пропонує контрагенту можливість купувати ЕЕ за заздалегідь встановленою ціною виконання. Контрагент буде використовувати цей варіант в ситуаціях дефіциту, коли ціна на спотовому ринку перевищує ціну виконання опціону. У такому випадку постачальнику ГП доведеться виконувати платежі за опціоном без отримання ринкового доходу

Джерело: складено автором на основі [96–99]

Критерії оцінки дієвості механізмів функціонування РП в ЄС [100]:

1) є об’єктом спільного інтересу, тобто спрямовані на вирішення проблем коротко- та довгострокової адекватності розвитку електроенергетичних систем. Короткострокові заходи мають бути забезпечені наявними потужностями, тоді як довгострокові заходи – забезпечуватися новими інвестиціями;

2) компенсують лише витрати на потужність, а не вироблену ЕЕ;

3) є об’єктивно необхідними, передбачають визначення та вирішення основних проблем, зокрема подолання можливих ринкових збоїв і регуляторних бар'єрів;

4) є технологічно нейтральними і не відрізняються для існуючих гравців та інвесторів. Враховує еволюцію їх взаємозв'язків;

5) є пропорційними;

6) мають стимулюючий ефект, тобто не покривають витрати, які зазвичай сплачуються бенефіціаром, або стандартні комерційні ризики;

7) уникають надмірного негативного впливу на конкуренцію та торгівлю на товарному РЕЕ, не стримують інвестиції в транскордонні потужності та не перешкоджають з’єднанню окремих РЕЕ;

8) сприяють розвитку низьковуглецемістких технологій.

Зазначені в Регламенті 2019 / 943 нормативно-організаційні засади функціонування РП визначають, що вони мають комплементарну основу та застосовуються виключно у випадках наявності проблем адекватності розвитку в межах торгових зон та на час ліквідації цих проблем, якщо регуляторних і ринкових заходів недостатньо [72].

Ключові принципи функціонування РП в ЄС наведено на рис. 1.14.



Рис. 1.14. **Принципи функціонування РП в ЄС**

Джерело: складено автором на основі [72]

Окремі вимоги було виставлено для постачальників потужності щодо декарбонізації енергетики. Плата за потужність не може надаватися суб'єктам, якщо їх викиди CO_2: із 01.07.2019 перевищують, а з 01.07.2025 – 350 г/кВтг у розрахунку на чисту ефективність номінальної потужності [72]

Особливостями участі у європейському РП є [72; 98; 99]:

1) механізми потужності, які впроваджуються в окремій торговій зоні, повинні бути доступними для учасників ринку сусідніх торгових зон, що мають прямі інтерконектори;

2) постачальники потужностей повинні мати змогу брати участь у понад одному механізму потужностей;

3) постачальники потужностей повинні платити за недоступні потужності.

Отже, в ЄС було визнано необхідність впровадження РП як окремого комплементарного сегмента РЕЕ. Однак зазначається, що від нього можна відмовитися за умов вирішення всіх проблем адекватності. Механізми потужності повинні впроваджуватися на строк не більше 10 років та від яких можна відмовитися за умов неукладання нових контрактів протягом 3 років поспіль [72; 98; 99].

ЄС має найамбітнішу енергетичну політику у світі в напрямку низьковуглецевого розвитку, тому в європейському просторі впроваджуються різні національні схеми підтримки розвитку ЕЕ із ВДЕ, які передбачають додаткові виплати виробникам «зеленої» ЕЕ. Запровадження таких схем підтримки було обумовлено вимогами Директиви 2009/28/ЕС від 23.04.2009 р. про ВДЕ (RED) [101], але з того часу ці схеми значно еволюціонували на вимогу Керівних принципів надання державної підтримки в сфері охорони довкілля та енергетики, які впроваджено 28.06.2014 р. (EEAG) [102], що встановили загальні умови для надання інвестиційної та операційної підтримки для будь-яких нових схем підтримки ВДЕ до 2020 р.

Четвертий енергопакет ЄС дозволив встановити транспарентні, конкурентоздатні, недискримінаційні та витратоефективні стандартні механізми надання національної підтримки розвитку ВДЕ [103]. Сфера ВДЕ представлена в цьому пакеті Директивою «Про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел» 2018/2001 (RED II) від 11.12.2018 [104], яка встановлює нову, обов'язкову ціль розвитку відновлюваної електроенергетики для ЄС на 2030 р. на рівні 32 %. Основні напрями роботи з її досягнення полягають у [104]: покращенні ринкового дизайну, підвищенні стабільності схем підтримки ВДЕ; прискоренні та скороченні адміністративних процедур; встановленні чіткої та стабільної нормативної бази щодо власного споживання; проникненні ВДЕ у сфери транспорту та опалення / охолодження; покращенні стійкості використання біоенергії. У ЄС існують різні національні схеми підтримки розвитку ВДЕ (табл. 1.8).

Таблиця 1.8

Схеми підтримки розвитку відновлюваної електроенергетики ЄС

Тип підтримки	Визначення	Процедури визначення	Країни
"Зелена" премія	Ціновий інструмент, за допомогою якого виробникам електроенергії із ВДЕ виплачується преміальна ціна, яка є додатковим платежем до оптової ціни ЕЕ. Ця премія може бути фіксованою або плаваючою; плаваюча премія розраховується як різниця між середньою оптовою ціною та попередньо визначеною гарантованою ціною	Адміністративні	Австрія, Чеська Республіка, Естонія, Італія, Люксембург
		Тендерні	Бельгія, Болгарія, Хорватія, Франція, Греція, Угорщина, Литва, Нідерланди, Північна Македонія, Польща
"Зелена" премія (контракт на різницю)	"Зелена" премія за контрактами на різницю є двосторонньою, якщо оптова ціна ЕЕ нижча за гарантовану, то виробники ЕЕ з ВДЕ отримують премію, а якщо зростає вище гарантованої ціни, то вони зобов'язані відшкодувати різницю між гарантованою ціною та оптовою ціною	Тендерні	Велика Британія
"Зелений" тариф	Цінова підтримка ЕЕ із ВДЕ, відповідно до якої виробникам виплачується фіксована ціна, гарантована незалежно від ринкової на всю ЕЕ, відпущену в мережу	Адміністративні	Чеська Республіка, Німеччина, Угорщина, Італія, Ірландія, Латвія, Люксембург, Мальта, Польща, Португалія, Румунія, Словаччина, Велика Британія
		Тендерні	Бельгія, Болгарія, Франція, Греція, Італія, Литва, Мальта, Польща, Словенія
Зелені сертифікати	Торгові продукти, що підтверджують гарантії походження ЕЕ з ВДЕ (відновлюваних джерел енергії). Можуть мати гарантовані мінімальні ціни. Сертифікатами можна торгувати окремо від виробленої енергії	Адміністративні	Румунія, Швеція
Інвестиційний грант	Пряма підтримка розвитку ГП на основі ВДЕ через державні інвестиції	Адміністративні	Австрія, Кіпр, Люксембург, Мальта, Словенія, Швеція
		Тендерні	Іспанія

Джерело: складено автором на основі [105]

Виходячи із табл. 1.8 кожна зі схем може реалізуватися в адміністративний або ринковий спосіб. Країни ЄС можуть впроваджувати одразу декілька схем підтримки розвитку ВДЕ (табл. А.3). Згідно з Керівництвом ЄС 2014 р. [102] держави – члени ЄС повинні ввести тендерні процедури (конкурсні торги) для

визначення рівня державної підтримки ВДЕ з 2017 р. У 2023 р. 17 країн впровадили тендерні процедури хоча б для одного з механізмів підтримки, а 10 країн спираються виключно на адміністративні процедури, це: Кіпр, Чехія, Естонія, Ірландія, Латвія, Люксембург, Португалія, Румунія, Словаччина, Швеція.

Здебільшого торгівля ЕЕ із ВДЕ відбувається на товарному РЕЕ, де ці виробники отримують фіксовані зелені тарифи або преміальні надбавки до ринкової ціни, рівень яких визначається за результатами аукціонів. В Австрії, Кіпрі, Люксембургу, Мальті, Словенії та Швеції підтримку отримують генеруючі потужності за адміністративною процедурою, і лише в Іспанії виробники ЕЕ із ВДЕ отримують підтримку на конкурентному РП за тендерною процедурою, що дозволила їм впровадити технологічно нейтральні аукціони на основі єдиного критерію відбору цінових пропозицій.

Згідно зі [102] процедура конкурсних торгів має бути відкрита для всіх виробників ЕЕ із ВДЕ, тобто бути технологічно нейтральною. Однак якщо цей підхід призводить до субоптимальних результатів через обмеження мережі або виникає потреба в диверсифікації ВДЕ, процедура торгів може бути замінена технологічно спеціалізованою. Загалом 8 країн ЄС запровадили технологічно спеціалізовані торги, тендерні пропозиції яких орієнтовані на конкретні технології, насамперед це: морські ВЕС, прибережні ВЕС, СЕС і БЕС. І тільки 5 країн-членів (Польща, Португалія, Іспанія, Нідерланди та Велика Британія) впровадили технологічно нейтральні тендери, з яких тільки 2 країни (Польща і Іспанія) проводять виключно технологічно нейтральні тендери з ВДЕ. У Франції, Греції, Угорщині та Німеччині технологічно нейтральні аукціони набули нормативного оформлення [106].

В аналітичному звіті CEER надало такі рекомендації до впровадження конкурсних торгів на РВЕ в ЄС [106]:

– у певних випадках (тобто зі складними технологіями) може бути корисною попередня кваліфікація учасників РВЕ, на основі їх фінансових і технічних можливостей;

– забезпечити незалежність органу, що впроваджує тендерні процедури;

– обмежити адміністративне навантаження на всіх учасників тендеру, гарантуючи справедливість, прозорість і якість тендеру;

– встановити фінансові гарантії та штрафні санкції за нереалізацію тендерних проєктів;

– уникнути різноманітності схем підтримки для одного проєкту з ВДЕ;

– заборонити учасникам перемикатися між тендерними процедурами.

Таким чином, європейська модель РЕЕ містить також ринкові механізми підтримки цілеспрямованого, адекватного та низьковуглецевого саморозвитку електроенергетики.

1.3. Американська та австралійська моделі конкурентного ринку електричної енергії

РЕЕ США є тривневим як за системою, так і за сферами регулювання [107; 108]:

1) у сфері генерації функціонують конкуруючі, державно-регульовані, а також громадські електрогенеруючі компанії;

2) у сфері передачі високовольтними лініями – частина ЕЕ управляється ISO або RTO, ще одна частина – через вертикально-інтегровані компанії, а третя – через енергетичні кооперативи;

3) у сфері роздрібної торгівлі існують різні механізми, як державно-регульовані, так і конкурентні, а також частково-регульовані;

4) у сфері управління / регулювання існують органи управління на федеральному (FERC), штатному (PUC) і на місцевому рівнях.

У територіальному розрізі електроенергетика США розділена на три незалежні електроенергетичні системи, які також охоплюють території Канади і Мексики: Західний інтерконектор, Східний інтерконектор і Рада надійності електропостачання Техасу (ERCOT), які обслуговують суміжні штати США. Хоча всі електростанції в кожній регіональній електроенергетичній системі

синхронізовані і взаємопов'язані, між собою системи несинхронізовані, і потужність змінного струму має бути перетворена на постійний, який передається через міжрегіональні інтерконектори між ними. Таким чином, перетоки ЕЕ між електроенергетичними системами в США незначні, а їх системна координація слабка, тобто локальні границі окремих регіональних РЕЕ практично не перетинають один одного.

Кожна регіональна електроенергетична система розділяється на локальні зони для підтримання стандартів надійності ЕЕ з метою недопущення блекаутів. Північноамериканська корпорація надійності електропостачання (*North American Electric Reliability Corporation – NERC*) працює над забезпеченням надійності енергосистеми, розробляючи і впроваджуючи стандарти, та оцінюючи надійність системи. У складі *NERC* функціонують 8 локальних організацій, які і забезпечують дотримання стандартів надійності на відповідних територіях [109].

Споживання і попит ЕЕ в кожній регіональній електроенергетичній системі збалансовані в межах невеликих географічних областей, так званих зон контролю, які контролюються балансуючими органами (*balancing authorities – BAs*). ВА відповідає за балансування генерації в режимі реального часу відповідно до стандартів, розроблених NERC і Федеральною комісією з регулювання енергетики (FERC). ВА працює під наглядом 12 координаторів надійності NERC. У деяких областях балансування несе незалежний системний оператор (ISO або *RTO*), який одночасно керує системою і ринками відповідно до правил FERC [110; 111].

FERC є незалежним федеральним агентством з регулювання межштатної передачі і оптового продажу ЕЕ. До її функцій входять: затвердження стандартів надійності межштатної передачі ЕЕ, розроблених NERC; контроль оптових РЕЕ; моніторинг корпоративної діяльності комунальних підприємств; ліцензування гідроенергетичних об’єктів [112].

Незалежні системні оператори (*Independent system operators – ISO*) і регіональні організації передачі (*Regional transmission organizations – RTO*) є

учасниками ринку і одночасно державними структурами, створеними для забезпечення недискримінаційного доступу до електричних мереж всіх виробників та споживачів ЕЕ. Їх основні функції включають планування розвитку електроенергетичних систем, регіональну диспетчеризацію і моніторинг електромереж, а також управління / адміністрування на оптових РЕЕ [113]. FERC вимагає, щоб ISO та RTO працювали і приймали рішення незалежно від учасників ринку. У Північній Америці існує 7 ISO: CAISO-California ISO, NYISO, IESO, ERCOT, MISO-Midcontinent, ISO-NE, AESO, а також діють 4 RTO: PJM, MISO-Midcontinent; SPP-Southwest Power Pool; ISONE-ISO New England [114].

ISO та RTO є незалежними операторами ринку та неприбутковими корпораціями, хоча їх правління переважно обирається суб'єктами електроенергетичної галузі. Таким чином, ISO та RTO мають атрибути як державних регуляторів, так і учасників РЕЕ. ISO та RTO управляють оптовими РЕЕ, забезпечуючи відкритий доступ до передачі та допоміжних послуг, таких як резерви частоти та підтримки напруги [115; 116].

Роль ISO і RTO у функціонуванні північноамериканської електроенергетичної системи аналогічна і відрізняється лише ступенем відповідальності. У зіставленні з RTO ISO або не відповідають мінімальним вимогам, встановленим FERC, для присвоєння статусу RTO або не клопотали FERC про такий статус. ISO управляє електроенергетичною мережею регіону, керує оптовим РЕЕ в регіоні і забезпечує планування надійності всієї ЕЕС на визначеній території. RTO виконує ті ж функції, що і ISO, але несе додаткову відповідальність за мережі передачі: координують і контролюють роботу системи на своїй території. ISO та RTO беруть участь у регіональному плануванні, щоб забезпечити задоволення потреб системи відповідною інфраструктурою [109; 113; 116].

Виробники ЕЕ в США можуть бути згруповані в 5 категорій на основі форм їх власності [109]:

1) комунальні підприємства, також відомі як громадські підприємства, які

належать місцевій громаді і управляються місцевими органами влади, які, своєю чергою, володіють генерацією, передачею та розподілом ЕЕ на обслуговуваних ними територіях;

2) електричні кооперативи, які зазвичай діють в сільських районах, належать і контролюються їх членами, у т. ч. дистриб'юторські кооперативи, які можуть купувати ЕЕ у генеруючих і передавальних кооперативів або закуповувати в інших підприємств або на ринку;

3) інвестиційні компанії є приватними підприємствами, що належать інвесторам, та продають ЕЕ на ринку;

4) федеральні енергетичні агентства, відомі як Адміністрації енергетичного ринку (Bonneville Power Administration, Western Area Power Administration, Southeastern Power Administration, Southwestern Power Administration), керують ЕЕС на своїх територіях. Вони продають ЕЕ, вироблену на федеральних об'єктах, якими переважно є гідроелектричні станції, на оптовому рівні. Федеральні енергетичні агентства зазвичай не володіють генеруючими активами і не розподіляють ЕЕ кінцевим споживачам;

5) конкурентні учасники РЕЕ (power marketers), які купують і продають ЕЕ для отримання прибутку.

Останні суб'єкти ринку та інвестиційні компанії працюють на прибуток, тоді як кооперативи, комунальні підприємства та федеральні енергетичні агентства є некомерційними організаціями [117].

До середини 1990-х рр. майже всі РЕЕ в США були традиційними монополіями, що регулювалися державою. Сучасна модель функціонування американського РЕЕ започаткована в 1977 р., коли була створена FERC згідно з Законом про організацію енергетики (Department of Energy Organization Act). Безпосередньо процес лібералізації РЕЕ розпочався у 1978 р. із прийняттям Закону про державну регуляторну політику (PURPA), який визнав, що виробництво ЕЕ не є природною монополією. PURPA, а також значне перенасичення природним газом призвели до появи некомунальних виробників ЕЕ, які продавали її звичайним підприємствам за договорами купівлі-продажу.

Після запровадження PURPA кілька штатів створили механізми конкурентних торгів для задоволення додаткових енергетичних потреб і вибору найбільш економічного виробника ЕЕ [118; 119]. Для того щоб дерегуляція досягла успіху, було зроблено таке [119]:

1) незалежні постачальники отримали право продавати ЕЕ на відкритому ринку поряд із комунальними підприємствами;

2) уряди штатів реформували закони, які диктували роздрібні ціни на ЕЕ кінцевим споживачам;

3) комунальні компанії відкрили доступ до ліній електропередач.

Наразі у США функціонують відокремлено одночасно дві моделі оптового РЕЕ: регульованого двостороннього ринку та організованого конкурентного ринку (Додаток Б). Перша модель спирається на вертикально-інтегровані енергетичні комунальні підприємства. Ціна ЕЕ, яку сплачує споживач, на таких ринках заснована на витратах на обслуговування протягом певного періоду часу, які контролюються і коригуються державними регуляторними комісіями. Оптова торгівля фізичною ЕЕ зазвичай відбувається на основі двосторонніх транзакцій. Ця модель РЕЕ продовжує існувати на південному сході, південному заході і північному заході США та є сприятливою для фінансування капіталомістких електроенергетичних проєктів [109; 115; 118].

Другою моделлю є організований конкурентний ринок, керований ISO або RTO. Конкурентні оптові РЕЕ формувалися протягом 90-х рр. шляхом дерегуляції. Зараз створені оптові конкурентні РЕЕ в США поділені на два часові сегменти – ринок на добу наперед (РДН) та ринок реального часу (РРЧ), обидва діють за методом локального маржинального ціноутворення на ЕЕ (*locational marginal pricing – LMP*). Окремо виділяються та субоптимізуються із товарним РЕЕ США ринок допоміжних послуг і ринок прав фінансової передачі (*financial transmission rights – FTR*) для фінансового хеджування пропускних потужностей [120; 121].

Виділяють також комунальні енергосистеми, такі як адміністрація долини Теннессі і Бонневілл, які належать урядам цих територій або місцевим

споживачам [109; 115].

Здебільшого ЕЕ в США торгується на РДН, де учасники ринку подають заявки-пропозиції на наступну добу поставки. На РРЧ обсяг продажу ЕЕ представляє різницю між енергетичними зобов'язаннями, які були визначені на РДН, і споживаної в системі ЕЕ, необхідної для задоволення попиту [122].

На конкурентних РЕЕ в США виробники ЕЕ надають цінові пропозиції системному оператору (ISO / RTO) на основі маржинальних витрат для виробництва цільового обсягу продажу. Впорядкування всіх пропозицій в порядку зростання граничних витрат дає криву пропозиції. У гіпотетичному сценарії покриття графіку навантаження буде здійснювати за рахунок диспетчеризації виробників із нижчою вартістю виробництва ЕЕ, а її виробникам сплачуватися обсяг згенерованої ЕЕ за граничною ціною. Однак обмежені пропускні потужності передачі ЕЕ обумовлюють відхилення від гіпотетичної кривої граничних витрат [123; 124; 125].

Для врахування обмежених пропускних потужностей ліній передачі в США ISO / RTO використовують концепцію локальних граничних цін (*Locational marginal pricing – LMP*) для цінових енергетичних транзакцій на кожному мережевому вузлі. LMP включає граничну вартість енергії плюс вартість перевантаження і втрат при передачі. ISO / RTO використовують LMP як ринковий інструмент для оцінки ефективності використання інфраструктури передачі в тих випадках, коли перевантаженість перешкоджає доставці найменш витратної ЕЕ до вузлів попиту [109; 126; 127].

Конкурентні оптові РЕЕ в США сформовані за нодальним (вузловим) географічним розмежуванням, тобто LMP обчислюється на кожному вузлі системи та базується на маржинальній ціні виробництва останнього енергоблоку+ 1 МВтг. Таким чином, LMP – це вартість додаткового 1 МВт ЕЕ в певному місці (центральній точці) в електромережі [128].

LMP розраховується як для РДН, так і для РРЧ. На РРЧ LMP розраховуються за 5-хвилинними інтервалами або частіше, якщо мережа перебуває в надзвичайних умовах, а для РДН розрахунковий період зазвичай

становить 1 год [122; 129].

Найбільш крупним конкурентним РЕЕ в США є ринок PJM, який обслуговує однойменний RTO. PJM обслуговує 65 млн осіб у 13 штатах і окрузі Колумбія, в яких виробляється 21 % ВВП США. PJM – це перший конкурентний оптовий РЕЕ в США, створений у 1997 р. Діючи як незалежна, нейтральна сторона, PJM забезпечує регіональне планування та експлуатацію електромереж, управління ринком, координацію відключень, урегулювання операцій, виставлення рахунків і зборів, управління ризиками, допоміжні послуги, управління кредитними ризиками тощо [130]. PJM управляє декілька сегментами конкурентного оптового РЕЕ, а саме товарним РЕЕ, ринком потужності, ринком допоміжних послуг і ринком фінансових прав передачі (табл. 1.9).

Таблиця 1.9

Сегменти оптового РЕЕ на PJM

Характеристика	Сегменти оптового РЕЕ			
	Товарний РЕЕ	Ринок потужності	Ринок допоміжних послуг	Ринок прав на фінансову передачу
Функція ринку	Задоволення споживчих потреб в ЕЕ у близькому до реального та реальному часі за мінімальної ціни ЕЕ	Гарантує доступність ЕЕ на 3 роки наперед	Допомагає збалансувати виробництво та споживання ЕЕ в енергосистемі	Хеджує ризики регіональної волатильності локальних маржинальних цін
Сегменти	РДН та РРЧ	Аукціони на потужність	Ринок регулювання, ринки резервів	Довгострокові, річні, місячні аукціони
Частка в оптовій ціні ЕЕ*, %	65	20	1	9

* – решта розподіляється між іншими витратами, пов’язаними з функціонуванням оптового РЕЕ

Джерело: складено автором за [130; 131]

Найкрупнішим сегментом PJM є товарний РЕЕ. Як оператор ринку, PJM відповідає за балансування фізичних потреб покупців, продавців ЕЕ та інших учасників РЕЕ, а також стежить за ринковою діяльністю, забезпечуючи відкритий, справедливий і рівний доступ до мережевої інфраструктури. Товарний РЕЕ поділяється на РДН і РРЧ.

Технологічний регламент функціонування товарного РЕЕ на PJM охоплює період за тиждень до та через добу після фізичної поставки ЕЕ (табл. 1.10).

Таблиця 1.10

Регламент функціонування товарного РЕЕ PJM

Час	Процедури
Т-1	Аналіз відключень об'єктів від енергосистеми → прогноз навантаження → строковий аналіз надійності
Д-1	Відкриття воріт РДН – оперативне планування резервів → аналіз надійності → видача зобов'язань для одиниць навантаження
у т. ч.	
08-10:30 Д-1	Учасники ринку подають заявки-пропозиції та заявки навантаження для наступної доби (доби фізичного постачання)
10:30 – 13:30 Д-1	PJM визначає результати торгів на РДН
13:30 Д-1	Закриття воріт РДН: публікація результатів торгів на РДН
13:30 –14:15 Д-1	Учасники можуть подати реномінації за обсягом на наступну добу
14:15-24:00 Д-1	Подача заявок-пропозицій на участь у балансуванні
Д	Функціонування РРЧ
протягом Д	PJM переоцінює та надсилає окремим виробникам ЕЕ графіки оновлення навантаження
t-5 хв. Д	Закриття воріт РРЧ
Д+1	Двосторонні розрахунки між учасниками та транзакції за допоміжними послугами

Т, Д, t – тиждень, доба та реальний час поставки ЕЕ відповідно

Джерело: складено автором за [132–134]

РДН визначається PJM як єдиний вид строкового РЕЕ для поставки ЕЕ на наступну добу, на якому ціна на ЕЕ розраховується на погодинній основі шляхом акумулювання заявок-пропозицій від виробників та заявок-попиту постачальників / споживачів ЕЕ, а також пов'язаних фінансових транзакцій. PJM як оператор ринку визначає клірингову ціну за маржинальним методом ціноутворення на основі висхідного ранжування заявок-попиту плюс резервна маржа системи. Окрім біржової торгівлі на РДН PJM, можлива реєстрація двосторонніх договорів [131].

За результатами торгів на РДН всі виробники отримують плату за ЕЕ, яка враховується при диспетчеризації як клірингова: споживачі сплачують клірингову ціну за номінований обсяг споживання ЕЕ, а власники фінансових прав на передачу — кредити на перевантаження, розраховані на основі погодинних локальних маржинальних цін на добу наперед [130; 132; 135].

Різниці, що виникають між номінованими обсягами на РДН та фактичним споживанням ЕЕ, покриваються на РРЧ, який на PJM виконує функцію балансуючого ринку. РРЧ вважається єдиним спотовим ринком для негайної поставки ЕЕ. На цьому часовому сегменті локальні маржинальні ціни визначаються за 5-хвилинними часовими інтервалами за 5 хв до фактичної поставки ЕЕ. PJM в особі RTO надає команди до навантаження для 10 тис. точок

всередині підконтрольної системи. Постачальники / споживачі ЕЕ при цьому сплачують локальну маржинальну ціну для кожного 5-хвилинного інтервалу, за будь-який обсяг ЕЕ, який перевищує номінований/ задекларований на РДН [131].

На РРЧ використовуються дві моделі диспетчеризації: централізована та самодиспетчеризація. Енергоблоки, час завантаження яких перевищує 2 год, беруть участь у централізованій диспетчеризації, якщо вони номіновані до завантаження за результатами торгів на РДН. Якщо час завантаження складає менше 2 год, то такі енергоблоки можуть використовувати модель самодиспетчеризації та брати участь в РРЧ незалежно від результатів торгів РДН, та/або підлягають диспетчеризації на вимогу PJM. Діючи на основі самодиспетчеризації, енергоблоки повинні брати участь в РДН, при цьому локальні маржинальні ціни на добу наперед можуть не бути встановлені, але вони отримають локальні маржинальні ціни реального часу в своїй точці диспетчеризації. Такі одиниці повинні отримати повідомлення за 20 хв до реального часу для самодиспетчеризації [132].

PJM виставляє рахунки на РЕЕ на погодинній основі, а між учасниками РЕЕ розрахунки відбуваються щомісячно (табл. 1.11).

Таблиця 1.11

Розрахунки на товарному РЕЕ PJM

Покупці ЕЕ	Продавці ЕЕ
Сплачують за номіновану ЕЕ за локальними маржинальними цінами на добу наперед.	Отримують оплату за номіновану ЕЕ за локальними маржинальними цінами на добу наперед.
Оплачують позитивні відхилення фактичних від номінованих обсягів ЕЕ за локальними маржинальними цінами реального часу.	Оплачують негативні відхилення фактичних від номінованих обсягів ЕЕ за локальними маржинальними цінами реального часу.
Отримують оплату за негативні відхилення фактичних від номінованих обсягів за локальними маржинальними цінами реального часу	Отримують плату за позитивні відхилення фактичних від номінованих обсягів за локальними маржинальними цінами реального часу

Джерело: складено автором за [132]

Об'єкти, які обслуговують навантаження (Load-serving entities – LSE, аналог європейських СВБ), сплачують LMP в режимі реального часу за будь-

який попит, який перевищує їх заплановані на добу обсяги і отримують дохід за відхилення попиту нижче запланованих обсягів. Виробники ЕЕ отримують доходи за генерацію, яка перевищує їх номіновані на добу наперед обсяги і оплачують відхилення генерації нижче запланованих обсягів. Споживачі послуг передачі оплачують збори за перевантаження за двосторонні відхилення фактичних транзакцій від номінованих на добу вперед. Все спотові покупки і продаж на РРЧ здійснюються за цінами в реальному часі [130; 131].

Отже, РДН представляє двосторонні, а РРЧ – односторонню енергетичні біржі, які функціонують на основі маржинальних цін.

Для фінансової торгівлі ЕЕ, що не передбачає її фізичної поставки, PJM створив віртуальні заявки (табл. 1.12): інкрементні заявки – заявки-пропозиції на віртуальну генерацію, та декрементні заявки – заявки-попит на віртуальне навантаження. Учасники ринку можуть подавати віртуальні заявки в будь-якій точці ринку або зоні передачі, сукупній або окремій шині, для яких розраховується LMP. При цьому не потрібно, щоб фактично існували фізична генерація або фізичне навантаження в цьому місці. Такі заявки є фінансовими деривативами тільки для РДН та використовуються для хеджування цінових ризиків товарного РЕЕ [132].

Таблиця 1.12

Ключові особливості віртуальних заявок на PJM

Інкрементні заявки на віртуальну генерацію	Декрементні заявки на віртуальне навантаження
Продаж певного обсягу ЕЕ на РДН за локальними маржинальними цінами. Купівля того ж обсягу ЕЕ на РРЧ за локальними маржинальними цінами реального часу. Прибуток, якщо ціна на добу наперед вища, аніж ціна в реальному часі	Купівля певного обсягу ЕЕ на РДН за локальними маржинальними цінами. Продаж того ж обсягу ЕЕ на РРЧ за локальними маржинальними цінами реального часу. Прибуток, якщо ціна на добу наперед нижча, аніж ціна в реальному часі

*Джерело: складено автором за **[132]***

Таким чином, агреговану модель американського РЕЕ можна представити у вигляді 7 ключових детермінантів (рис. 1.15).

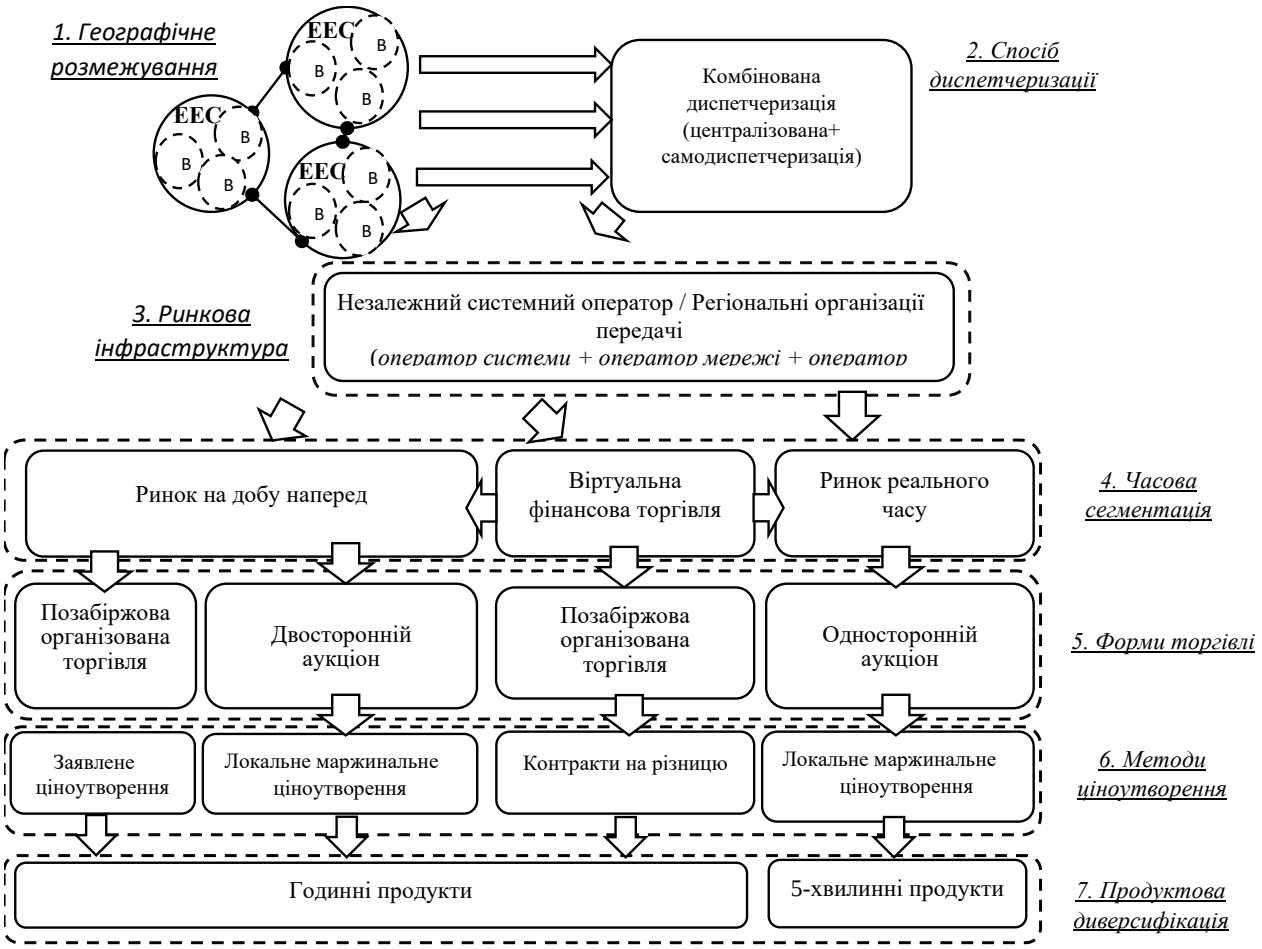


Рис. 1.15. **Агрегована модель американського РЕЕ**

Примітка: ЕЕС – електроенергетична система; В – енергетичний вузол
Джерело: розроблено автором [31; 73]

Для забезпечення майбутньої надійності роботи регіональної електроенергетичної системи PJM у 2007 р. запровадив новий сегмент РЕЕ – РП, який будується на основі Моделі ціноутворення на надійність (Reliability Pricing Model – RPM). РП дозволяє підтримати достатню кількість ресурсів (генерації та споживання) для адекватного забезпечення майбутнього попиту на ЕЕ: це означає, що будь-який учасник оптового РЕЕ на PJM повинен мати ресурси для задоволення попиту плюс резервну маржу, яка повинна становити 15–20 % від очікуваного пікового навантаження. PJM визнав, що потужність є фізичним продуктом, що вимагає стимулювання ефективності, та доходи електроенергетичної галузі повинні розподілятися між товарним РЕЕ та РП [137; 138] (табл. 1.13).

Таблиця 1.13

Основні відмінності між продуктами на товарному РЕЕ та ринку потужностей на PJM

Потужність	Товарна ЕЕ
Зобов'язання учасників РП щодо енергозабезпечення в надзвичайних умовах роботи PJM за обмежених цін на ЕЕ	Генерація ЕЕ протягом визначеного періоду часу
Плата за потужність здійснюється незалежно від виробництва ЕЕ	Плата за ЕЕ здійснюється учасникам-переможцям РДН та РРЧ
Покриває постійні операційні та капітальні витрати на генерацію	Покриває змінні операційні витрати на електрогенерацію
Щодобові продукти	Погодинні продукти

Джерело: складено автором за [139]

Ключовими елементами ринку потужності PJM є [137]:

закупівля потужності за 3 роки до її фактичної потреби шляхом проведення конкурсних торгів;

механізм локального ціноутворення на потужність, що відображає обмеження системи передачі ЕЕ (для 27 локальних територій поставки ЕЕ);

визначення потреби за видами потужності на різних територіях PJM.

Модель РП передбачає проведення 4 аукціонів: одного базового (Base Residual Auctions – BRA) та трьох додаткових (Incremental Auctions – IA), щоб дозволити учасникам РП визначити та торгувати своїми позиціями за необхідності (табл. 1.14). Зобов'язання щодо потужності є річними. Базовий аукціон є формою форвардного ринку та передбачає термін поставки ГП за 3 роки у майбутньому. Додаткові аукціони проводяться для кожного року поставки [137].

Таблиця 1.14

Технологічний регламент функціонування РП на PJM

Час	Процедури
Травень, Р-3	Проведення Базового залишкового аукціону
Вересень, М-20	Проведення Першого додаткового аукціону
Липень, М-10	Проведення Другого додаткового аукціону
Лютий, М-3	Проведення Третього додаткового аукціону
Р (Червень – Травень)	Фактична поставка потужності

Р, М – рік, місяць фактичної поставки потужності; *Джерело: складено автором за [141]*

Учасники РП пропонують ресурси на ринку, які забезпечують пропозицію або знижують попит. Ці ресурси включають нову та наявну генерацію, модернізацію наявних генерацій, систему управління попитом. Коли учасник пропонує ці ресурси на РП, він зобов'язується збільшити пропозицію або зменшити попит на вимогу PJM на обсяг, який вони пропонують. [140] Участь наявних об’єктів генерації в РП є обов’язковою [136]. Добровільною є участь для: зовнішньої генерації; нової запланованої генерації (містить нові одиниці та модернізацію наявних блоків); наявних і планових ресурсів управління попитом, ресурсів енергоефективності; та кваліфікованих систем оновлення мереж передачі [139].

Клірингова ціна за RPM встановлюється за методом маржинального ціноутворення [141].

У схемі RPM всі ресурси потужності формують пропозицію аукціону, а все навантаження – попит аукціону (вимога до фіксованих ресурсів). Вимоги до змінних ресурсів визначають криву спадаючого попиту, що пов'язує максимальну ціну для заданого ресурсу потужності до вимог надійності. Криві змінної вимоги до ресурсів для кожного вузла PJM базуються на таких параметрах: цільовому рівні резерву, вартості нового вступу, заміщенні доходів товарного РЕЕ та ринку допоміжних послуг [137; 139; 141].

Також PJM проводить диспетчеризацію ЕЕ на ліцензованій території, тобто оперує ринком допоміжних послуг (РДП). РДП PJM представлений такими продуктовими сегментами – регулюванням, синхронізованими і несинхронізованими резервами, вторинними резервами на добу наперед, послугами чорного старту та реактивної потужності [131; 134].

Ринок регулювання надає послуги надійності та виправляє короткострокові, непередбачувані коливання в споживанні та виробництві ЕЕ, що можуть вплинути на частоту системи. Постачальники послуг регулювання повинні мати можливість регулювати виробництво або споживання ЕЕ в автоматичному режимі [131]. Ринок регулювання PJM є ринком реального часу, який функціонує спільно / суміжно із ринком синхронізованих резервів,

оптимізуючи витрати на придбання всіх трьох видів допоміжних послуг. На цьому сегменті РДП торгуються два продукти (сигнали на регулювання) – RegA або RegD. RegA призначений для потужностей з необмеженими фізичними можливостями, тоді як RegD – для потужностей з обмеженими можливостями щодо швидкого нарощування / скорочення потужності [131].

Ринок резервів представляють об’єкти генерації, які можуть швидко збільшити виробництво або зменшити споживання ЕЕ – протягом 10 або 30 хв [131]. Суб'єкти, які обслуговують навантаження (Load serving entities – LSE), можуть виконувати свої зобов'язання щодо регулювання мережі та закупівлі резервів, використовуючи власну генерацію, купуючи необхідне регулювання за контрактом з іншою стороною або купуючи її на ринку [130 - 136].

Ринок резервів PJM складається із первинних резервів, що представлені синхронізованими (підключеними до енергосистеми) і несинхронізованими (відключеними від енергосистеми) потужностями, які можуть забезпечити швидку зміну навантаження протягом 10 хв. PJM підтримує первинні резерви на рівні 150 % від рівня найтяжчого навантаження в енергосистемі. Із 01.04.2018 р. PJM запровадила 5-хвилинні розрахунки за первинні резерви на основі локальних маржинальних цін [130; 134].

Наказом FERC від 15.02.2018 № 842 зобов’язала нові генеруючі потужності, як синхронні, так і несинхронні, мати обладнання для первинного регулювання частоти та визначила це як головну умову для отримання послуги приєднання до енергомережі.

PJM визначає вторинні резерви як доступні для диспетчеризації онлайн- або офлайн-резерви, які можуть забезпечити нарощування / скорочення виробництва ЕЕ протягом 30 хв. PJM визначає вимоги до вторинних резервів, але немає на меті їх підтримувати в реальному часі. PJM керує ринком на добу наперед для вторинних резервів (Day-Ahead Scheduling Reserve Market – DASR) [130; 131; 134].

Послуги чорного старту (Black start service – BSS) необхідні PJM для надійного відновлення після блекаутів в енергосистемі. BSS – це здатність

генеруючого блоку: а) розпочати виробництво без зовнішнього електроживлення або б) автоматично продовжувати роботу на понижених рівнях навантаження після відключення від електромережі. Платежі за BSS виплачуються генеруючим одиницям, запланованим на РДН або РРЧ за опцією «автоматичне відхилення від навантаження» або за результатами тестування щодо можливостей чорного старту.

Таким чином, PJM здійснює централізовану закупівлю допоміжних послуг на основі заявок-пропозицій їх постачальників та функції мінімізації витрат на їх придбання та з урахування техніко-технологічних обмежень об'єктів генерації та / чи споживання.

PJM також управляє ринком фінансових прав передачі (*Financial Transmission Rights – FTR*), який є виключно фінансовим сегментом РЕЕ, спрямованим на хеджування цінових ризиків РДН, які можуть виникнути внаслідок різниці у локальних маржинальних цінах на різних вузлах [138 - 140]. Самі ж FTR – це фінансові інструменти, які дають право власнику отримувати компенсацію через диспетчеризацію економічно невиправданих генераторів за локальними цінами на добу наперед. Однією із головних цілей ринку FTR є захист учасників товарного РЕЕ зі стабільним навантаженням від різких коливань локальних маржинальних цін [142].

Операції з перевантаженням є фінансовими транзакціями, що не призводять до фізичної поставки ЕЕ в реальному часі, які дозволяють учасникам ринку вказати максимальний (до +/- 50 дол. США/МВтг) спред ціни на ЕЕ між точками відправки та отримання на РДН. Ці транзакції покликані хеджувати ризики нодальної волатильності цін на різних вузлах [143].

FTR продається окремо від послуги передачі, що дає всім учасникам ринку можливість отримати кращу визначеність цін при поставці ЕЕ через PJM. Учасники ринку можуть отримати FTR чотирма способами [146]:

– на довгостроковому аукціоні, від одного до трьох років до реального часу;

– на річному аукціоні;

– на місячних аукціонах;

– на вторинному ринку FTR, вступаючи в прямі взаємовідносини (укладаючи позабіржові угоди) з іншим учасником ринку.

Учасники ринку FTR можуть купувати права на фінансову передачу ЕЕ у формі опціонів або облігацій (табл. 1.15), які, однак, не дають права на фізичну передачу ЕЕ, а власник FTR не зобов'язаний постачати ЕЕ для отримання кредиту на перевантаження. Якщо в системі передачі на РДН існує обмеження, власники FTR отримують кредит виходячи із зарезервованого обсягу FTR у МВт і різниці між двома локальними маржинальними цінами за вказаним шляхом. Цей кредит виплачується власникові FTR незалежно від того, хто здійснив постачання та/або від обсягу поставленої ЕЕ [142].

Таблиця 1.15

Особливості обігу прав фінансової передачі на PJM

Характеристика продукту	Облігації	Опціони
Погодинна економічна вартість FTR	Визначається на основі зарезервованих обсягів FTR і різниці між цінами на перевантаження на добу наперед у вихідній точці доставки і вхідній точці надходження, зазначених у FTR	
Фінансова вигода від деривативів (позитивний грошовий потік)	Визначається коли шлях, позначений у FTR, знаходиться в тому ж напрямку, що і перевантажений потік, і коли різниця між цінами на перевантаження на добу наперед у вихідній точці доставки і точці надходження є позитивною величиною	
Фінансове зобов’язання від деривативів (негативний грошовий потік)	Визначається, коли шлях, позначений у FTR, знаходиться в протилежному напрямі порівняно із перевантаженим потоком, і коли різниця між цінами на перевантаження на добу наперед в вихідній точці доставки і точці надходження є негативною величиною	–

Джерело: складено автором за [142; 143]

Тільки зареєстровані учасники PJM мають доступ до ринку FTR. На вторинному ринку можливий позабіржовий обіг FTR, однак PJM регулює розрахунки через власний клірінговий центр тільки для зареєстрованих учасників. Ринок FTR функціонує у формі двостороннього аукціону, на якому приймаються заявки-пропозиції та заявки-попиту, та їх відбір здійснюється за результатами розв’язання функції оптимізації, яка враховує одночасно модуль

техніко-економічних випробувань [130; 142].

Однак, за висновками PJM, поточний дизайн FTR-ринку не є ефективним для забезпечення покриття витрат на перевантаження енергосистеми потенційними фінансовими доходами. Сумарний дохід ринку FTR компенсував лише 50,0 % від загальних витрат на перевантаження в 2018/2019 рр. [136].

Таким чином, американська модель конкурентного РЕЕ збудована за централізованим підходом із нодальним географічним розмежуванням, на основі комбінованої диспетчеризації, у формі організованої торгівлі, двогодинного масштабування, маржинального методу ціноутворення із вузькою продуктовою диверсифікацією, яка управляється незалежним оператором ринку, який суміщує функції оператора системи, а також функції органів державного управління. Пропорційний розвиток чотирьох сегментів ринку дозволяє гарантувати ефективність і надійність постачань ЕЕ. Однак вузькі місця американських ЕЕС спричиняють цінову дискримінацію учасників РЕЕ.

На думку МЕА, Австралія має один із найбільш прозорих конкурентних РЕЕ в світі та визначається як аналогова модель для лібералізації РЕЕ інших країн світу [144]. Хоча зазначене твердження доцільно віднести не до усієї території Австралії, а тільки для її Південних та Східних регіонів, на базі яких було утворено Національний ринок електроенергії (*National Electricity Market – NEM*), який охоплює близько 90 % ГП континенту. РЕЕ Західної та Північної Австралії наразі не приєднані до NEM через значну відстань між мережами, які обслуговуються окремими незалежними системними операторами (ISO). NEM розпочав функціонувати як оптовий односторонній енергетичний пул з 13.12.1998 р. та об'єднав 5 територіальних юрисдикцій – Квінсленд, Новий Південний Уельс, Вікторію, Південну Австралію та Тасманію, які наразі виступають як цінові регіони (нодальні зони) [145–148]. Схему функціонування NEM наведено на рис. 1.16.

Фізично австралійський РЕЕ складається з пов'язаних магістральних і розподільних мереж у кожній з 5 територіальних юрисдикцій, з'єднаних 6 високовольтними міжрегіональними інтерконекторами, які дозволяють вести

міжрегіональну торгівлю в межах фізичної потужності, тому ціни на оптовому РЕЕ можуть різнитися між регіонами. У правилах NEM зазначено, що оптові ціни на ЕЕ не можуть відрізнятися всередині регіону [149].

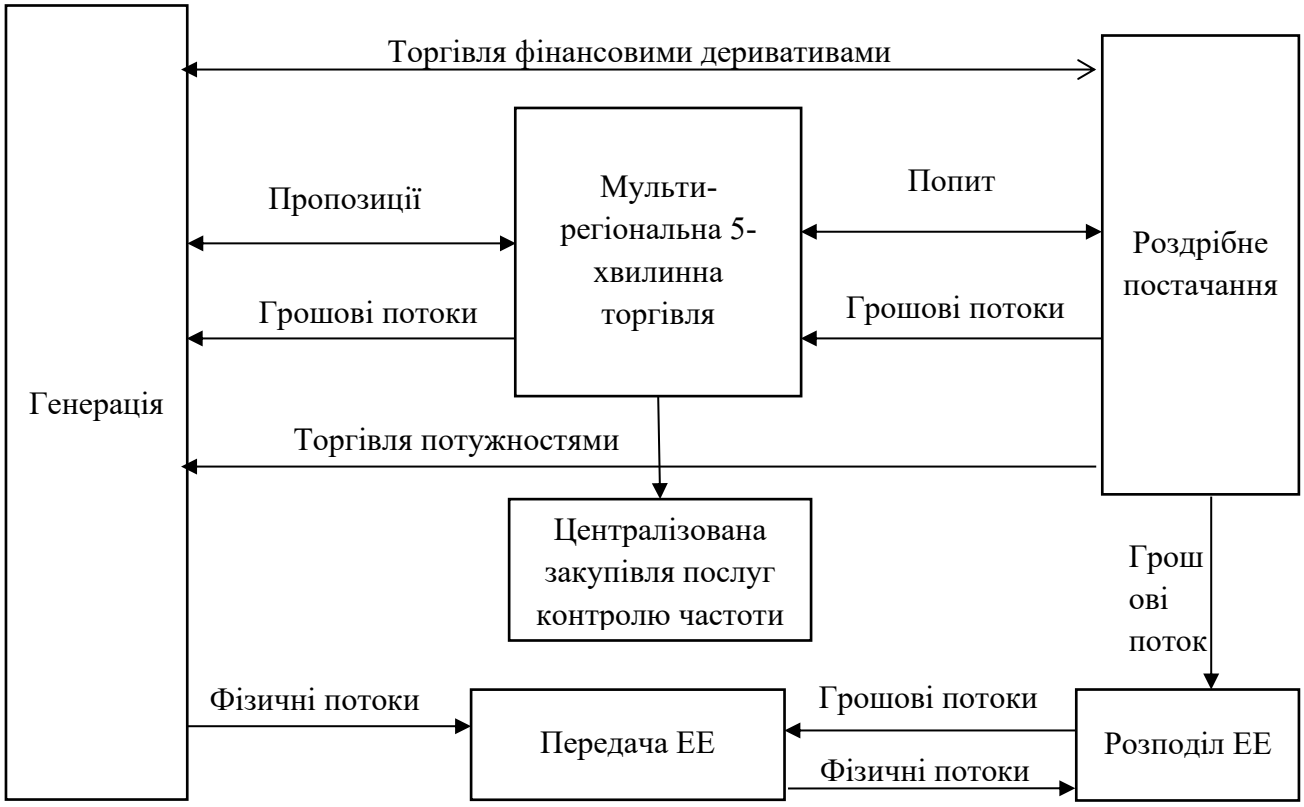


Рис. 1.16. **Структурно-логічна схема функціонування австралійського РЕЕ**

Джерело: складено автором на за [146; 147; 148]

NEM управляється австралійським оператором ринку енергії (AEMO), що виступає як ISO, який здійснює централізоване та одноосібне керівництво спотовим товарним РЕЕ, ринком допоміжних послуг, ринком потужностей та ринком пропускної потужності [149].

Регулювання NEM здійснюють три основні інститути [150; 151]:

– Австралійська комісія з енергетичного ринку (AEMC) відповідає за вироблення правил та розвиток ринку;

– Австралійський енергетичний регулятор (AER) відповідає за економічне регулювання та дотримання норм функціонування ринку;

– Австралійський оператор ринку енергії (AEMO) відповідає за

функціонування ринку та енергосистеми, включаючи підтримку необхідної кількості ЕЕ в резерві, координацію способу диспетчеризації ЕЕ та визначення спотової ціни, а також фінансове врегулювання зобов'язань між учасниками. AEMO поєднує функції кількох суб'єктів ринку: оператора ринку, системного оператора, планового центру національних передавальних мереж, постачальника передавальних послуг, центру розвитку ринку.

Ці установи несуть відповідальність перед Радою уряду Австралії (COAG) через Енергетичну Раду, що складається з міністрів енергетики федеральних, державних і територіальних органів. Енергетична рада несе відповідальність за встановлення політики та нормативної бази для NEM. Отже, в Австралії наявна централізована та ієрархічна система державного регулювання NEM (рис. 1.17).



Рис. 1.17**. Схема державного регулювання австралійського РЕЕ**

Джерело: складено автором за [148]

Оптова товарна торгівля ЕЕ здійснюється виключно на спотовому товарному РЕЕ у формі односторонньої енергетичної біржі, де пропозиції всіх

виробників ЕЕ агрегуються і плануються за 5-хвилинним часовим інтервалом (час «закриття воріт» спотового РЕЕ). За своєю природою австралійський пул не є фізичним, а лише представляє сукупність процедур, які проводить АЕМО відповідно до Національного закону про електроенергію та Національних правил електроенергетики. Оптовий товарний РЕЕ є обов'язковим для всіх виробників, підключених до передавальних мереж, які й утворюють основу NEM. У ньому зареєстровано понад 300 учасників, включаючи виробників, постачальників, операторів передавальних мереж і розподільних мереж та прямих споживачів [153].

АЕМО на NEM оперує єдиною ринковою платформою (рис. 1.18, табл. 1.16), на якій існує лише 5-хвилинний товарний спотовий РЕЕ (внутрішньодобовий ринок). В Австралії не існує ринку на добу наперед, а замість цього учасники ринку керують власним зобов'язанням за допомогою попередньо відправлених прогнозів АЕМО. Учасники ринку можуть повторно запропонувати свою потужність у будь-який час до закриття воріт відповідного 5-хвилинного інтервалу. Між учасниками ринку не дозволяються жодні прямі двосторонні угоди [154].

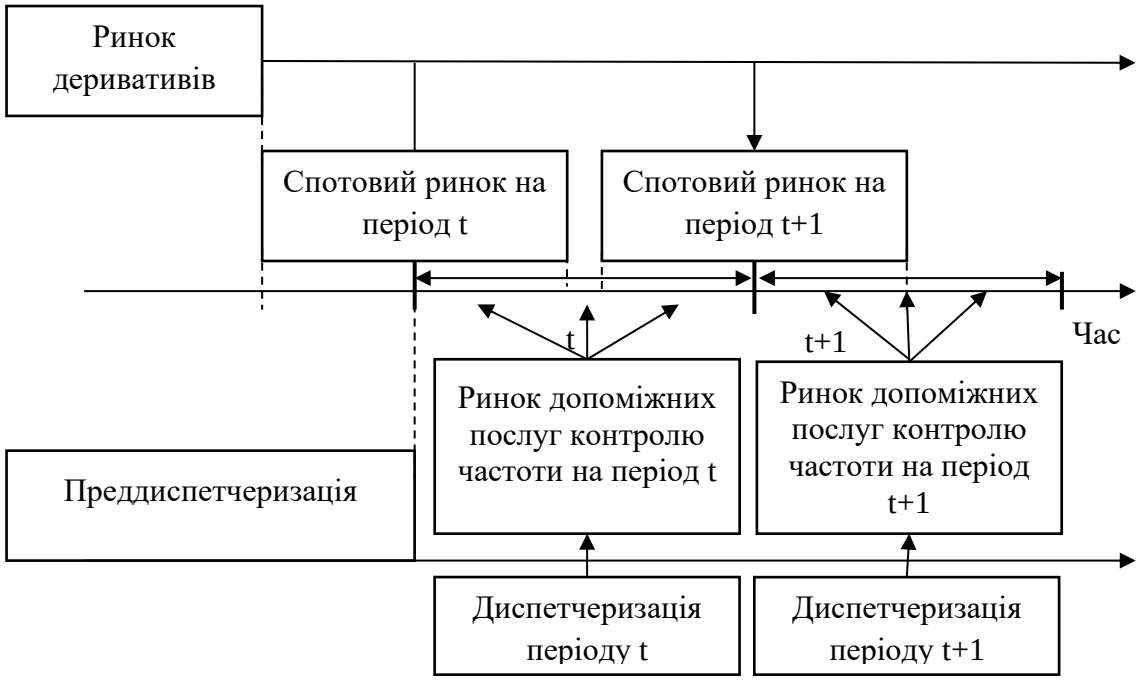


Рис. 1.18. **Технологічний процес функціонування австралійського РЕЕ**

Джерело: складено автором за [146]

Таблиця 1.16

Технологічний регламент функціонування австралійського РЕЕ

Час / інтервал	Процедура
00:00	Початок / кінець розрахункової доби
04:00	Початок / кінець торгової доби
12:30	«Закриття воріт» для подачі щоденних заявок на наступну торгову добу
за 1 год до фізичного постачання ЕЕ	Публікація прогнозу пре-диспетчиризації
Упродовж доби та до 5 хв до фізичного постачання ЕЕ	Подача повторних заявок
за 5 хв до фізичного постачання ЕЕ	Диспетчеризація

Джерело: складено за [147; 153]

AEMO вирішує, які виробники ЕЕ будуть задіяні в електрогенерації таким чином, щоб найдешевші з них були включені в роботу першими. Оптова ціна ЕЕ визначається за кожним із 5 хвилинних інтервалів і розраховується усереднено для кожної півгодини у кожному з 5 регіонів NEM. У кожному регіоні всі роздрібні постачальники купують, а виробники продають ЕЕ через AEMO за середньою ціною пулу [155].

Згідно з Національними правилами NEM встановлюються обмеження на максимальну та мінімальну спотові ціни. AEMO може примусово застосовувати граничні ціни, коли необхідно перервати виробництво ЕЕ (тобто з метою розвантаження), щоб збалансувати загальний попит та пропозицію [147; 153].

На NEM існують три типи заявок-пропозицій – щоденні, повторні та заявки за замовчанням. Щоденні заявки подаються до 12:30 дня, що передує фізичному постачанню ЕЕ, та відображаються в прогнозах редиспетчеризації. Виробники ЕЕ можуть подавати повторні заявки до 5 хвилин до фізичного постачання ЕЕ. При цьому вони можуть змінювати лише обсяг ЕЕ, але не ціну пропозиції. Ставки за умовчанням – це стабільні ставки, які застосовуються, коли не виконується щоденна заявка. Ці пропозиції мають «комерційну довіру» і загалом відображають базові операційні витрати виробників ЕЕ [151; 155].

За поданими пропозиціями AEMO визначає, які виробники ЕЕ повинні задовольняти попит, на який час і рівень їх виробництва. Такі пропозиції впорядковуються у висхідному порядку, а потім плануються і відправляються до

диспетчеризації (рис. 1.19). AEMO щоденно обчислює фінансові зобов'язання всіх учасників ринку і здійснює розрахунки за торгівлю ЕЕ на NEM щотижня [151; 155]. Оптові ціни на ЕЕ різняться за територіальними юрисдикціями (нодальними зонами), що обумовлено як різними структурами генерації і споживчого попиту, так і відкритістю регіонів.



Рис. 1.19. **Методичний підхід до ціноутворення на NEM в Австралії**

Джерело: складено за [155]

AEMO, окрім товарного РЕЕ, також керує ринком допоміжних послуг на території NEM Австралії. Допоміжні послуги підтримують ключові технічні характеристики системи, включаючи стандарти частоти, напруги, завантаження, перезапуску системи для безпечного та надійного управління нею. AEMO управляє вісьма окремими ринками допоміжних послуг, на яких торгуються 5 видів допоміжних послуг (табл. В.1 Додатка В). Провайдери допоміжних послуг подають свої пропозиції на РДП аналогічно тому, як виробники ЕЕ торгують на товарному РЕЕ. Платежі за допоміжні послуги включають два види – за доступність та за надання послуг [153; 156; 157].

Отже, ринок допоміжних послуг на NEM Австралії об’єднує балансуючий ринок і ринок допоміжних послуг контролю частоти – LFAS-ринок, а також ринок системних резервів (послуги SRAS, LRRAS, DSS, SRS) в якості однієї з форм ринку системних резервів, а також централізовану закупівлю допоміжних

послуг в разі збоїв у роботі енергосистеми.

Частота функціонування австралійської енергосистем повинна знаходитися у діапазоні від 49,8 до 50,2 Гц у 99 % часу та у випадку надзвичайних ситуацій може відхилятися у діапазоні від 48,75 до 51 Гц не більше ніж на 15 хв [157]. Оскільки час «закриття воріт» спотового товарного РЕЕ в Австралії близький до реального часу фізичної поставки ЕЕ, це дає можливість знизити обсяги закупівлі допоміжних послуг. Така схема організації РДП забезпечує адекватність роботи NEM Австралії [157].

На строковому РЕЕ в Австралії обертаються тільки фінансові інструменти (ф'ючерси, опціони й інші деривативи) для хеджування ризиків майбутніх коливань спотових цін ЕЕ. Учасниками фінансового РЕЕ можуть виступати виробники ЕЕ, постачальники, фінансові посередники та спекулянти, такі як хеджові фонди [158]. В Австралії існують дві різні форми фінансового РЕЕ [158; 159]:

1) позабіржовий фінансовий РЕЕ передбачає укладання прямих двосторонніх угод між контрагентами, найчастіше між виробниками та роздрібними постачальниками ЕЕ, які стикаються з протилежними ризиками на спотовому РЕЕ. Часто ці угоди здійснюються через брокерів, які розміщують ставку (купують) та запитують (продають) дериватив від імені своїх клієнтів. Однак двосторонній характер позабіржового фінансового РЕЕ не дозволяє забезпечити прозорість торгівлі та не захищає від кредитних ризиків;

2) на біржовому фінансовому РЕЕ відбувається торгівля фінансовими деривативами через Australian Securities Exchange (ASX).

Біржова торгівля відрізняється від позабіржової у низці способів [160]:

1) біржові фінансові деривативи є високостандартизованими продуктами з точки зору розміру контракту, мінімально допустимих коливань ціни, строків погашення та профілів навантаження;

2) біржові операції є багатосторонніми та публічними, що забезпечує прозорість ринку та відкритість цін та обсягів;

3) біржові фінансові інструменти торгуються через кліринговий дім, який

є центральним контрагентом і застосовує щоденний маржинальний ринок-в-ринок дохід для управління ризиком кредитного дефолту.

Фінансові та товарний РЕЕ в Австралії взаємообумовлюють один одного (рис. 1.20), хоча торгівля та розрахунки на фізичному ринку NEM відбуваються незалежно від активності на фінансовому РЕЕ.

Деривативи фінансового РЕЕ отримують свою цінність від базового активу – товарної ЕЕ, яка торгується на NEM, та призводять до руху грошових коштів залежно від різниць між ціною деривативів і спотовою ціною на товарному РЕЕ. Ціни цих інструментів відображають очікувану спотову ціну ЕЕ, плюс премії для покриття кредитного та ринкового ризиків. Наразі фінансові РЕЕ в Австралії підтримують низку продуктів, серед яких основними є ф'ючерси та опціони (табл. В.2) [159; 161].

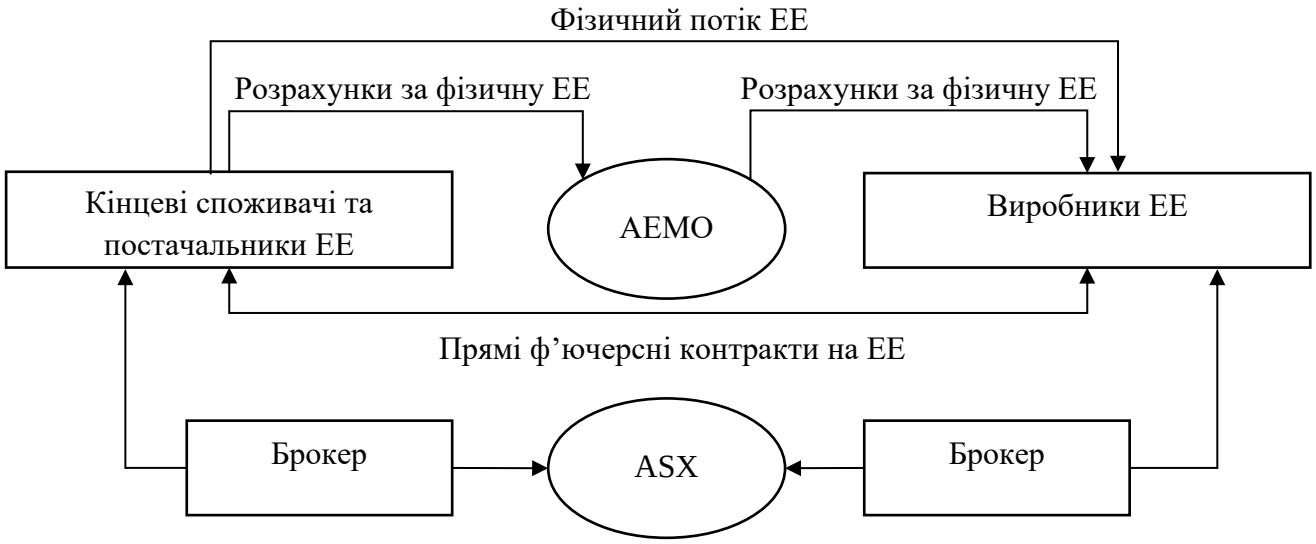


Рис. 1.20. **Взаємозв'язок між фінансовими та товарним РЕЕ в Австралії**

Джерело: складено автором за [162]

Загальною тенденцією розвитку строкового РЕЕ Австралії є доведення результатів позабіржової торгівлі до ASX, реєстрація договорів та їх кліринг через ASX Block Trading. Тобто розвивається ще одна форма торгівлі фінансовою ЕЕ як організована позабіржова торгівля, що надає учасникам можливість гнучкого обговорення договірних умов та одночасно зменшує

ризики кредитного дефолту [161; 162]

Таким чином, агреговану модель австралійського РЕЕ також можна представити у виді 7 ключових детермінантів таким чином (рис. 1.21).

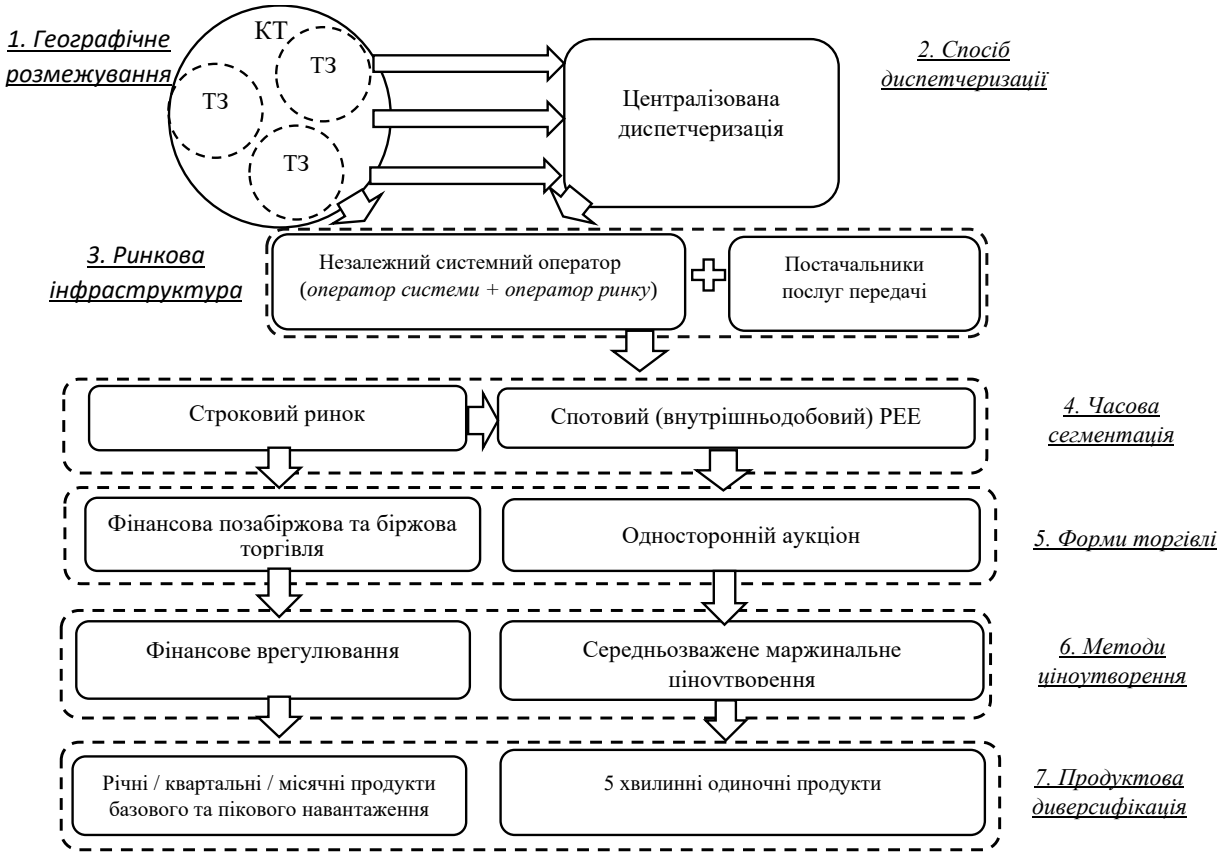


Рис. 1.21. **Агрегована модель австралійського РЕЕ**

Примітка: ЕЕС – електроенергетична система; В – енергетичний вузол

Джерело: розроблено автором [31; 73]

Ринок потужностей в Австралії збудований на основі механізму резервних потужностей (*Reserve Capacity Mechanism – RCM*). AEMO як оператор ринку зобов'язаний забезпечити достатню потужність (як з боку генерації, так і з боку управління попитом) для задоволення максимального навантаження на РЕЕ. Цей механізм дозволяє забезпечити достатню кількість потужностей для задоволення пікового попиту, а також резервну маржу для енергосистеми [164].

RCM відокремлений від NEM та функціонує за власним алгоритмом (рис. 1.22), який базується на концепції кредитів на потужність, умовних одиницях потужності, які торгуються безпосередньо між учасниками ринку, а також між учасниками ринку та AEMO.

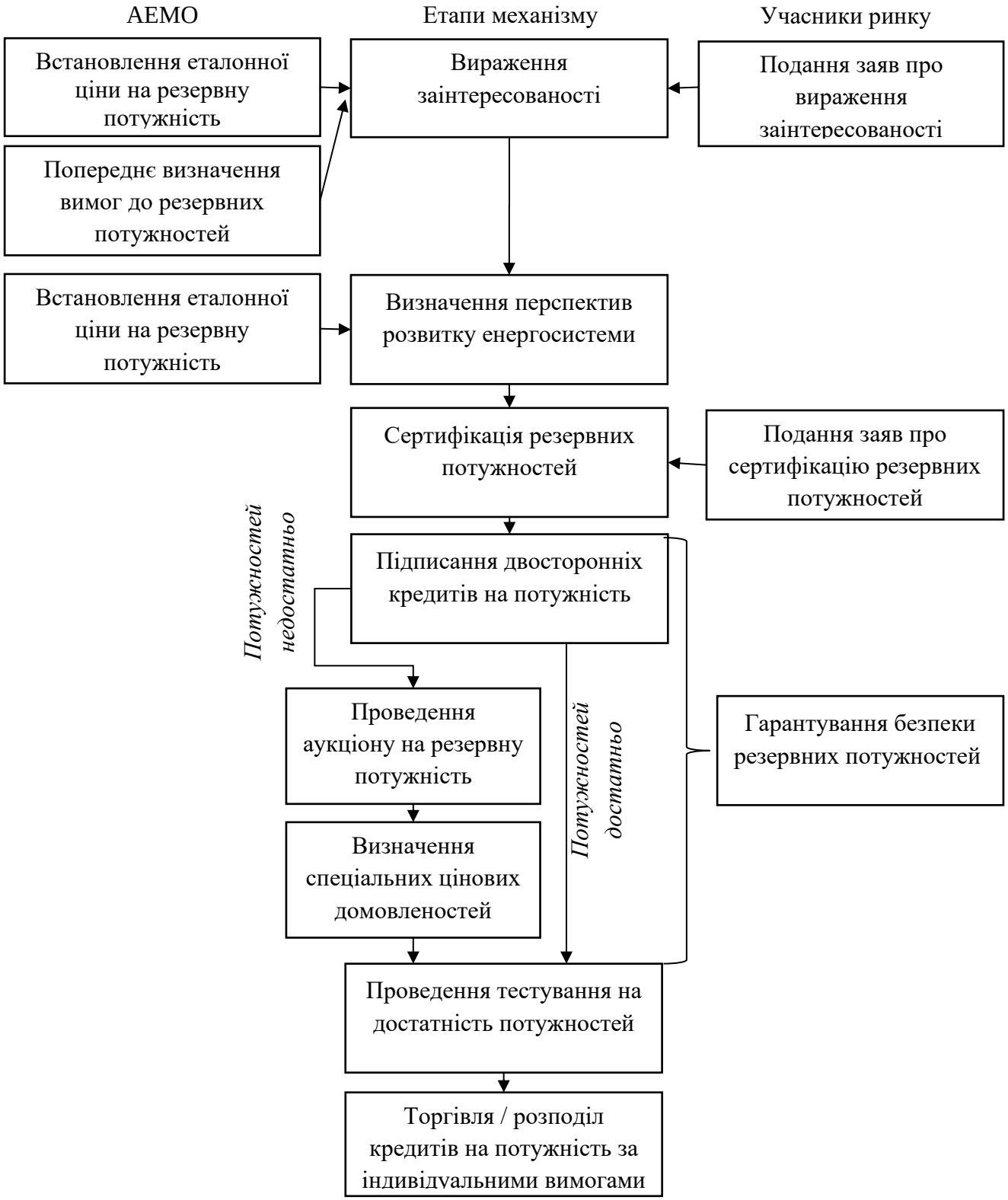


Рис. 1.22. **Агрегований механізм функціонування РП в Австралії**
Джерело: складено автором за [165]

Кредити на потужність призначаються індивідуально об'єктам генерації та системам управління попитом та діють протягом одного року (починаючи з 1 жовтня поточного календарного року і закінчуючи 1 жовтня наступного

календарного року). В обмін на отримання кредитів на потужності власники цих ресурсів зобов'язані запропонувати всю сертифіковану потужність на оптовому РЕЕ в будь-який час, за винятком графіків затвердженого відключення. Якщо потужність недоступна, власник кредитного ресурсу зобов'язаний відшкодувати вартість резервної потужності ринку. Кредити можуть бути придбані за двосторонніми контрактами з постачальниками потужності або через АЕМО за адміністративною ціною, або через аукціон на потужність [164; 165].

Щороку в січні АЕМО запитує про заінтересованість зі сторони нових об’єктів електрогенерації та системи управління щодо сертифікації резерву та отримання кредитів на потужність на відповідний рік потужності. Цим запитом встановлюється еталонна ціна, та визначаються попередні вимоги резервної потужності. Еталонна ціна надалі використовується у розрахунку максимальної ціни, яка може бути запропонована на аукціоні резервної потужності, або як базис для розрахунку адміністративної ціни резервної потужності, якщо аукціон не потрібен. Щороку АЕМО зобов'язаний визначати таку ціну згідно з ринковою процедурою: максимальна ціна резервної потужності дорівнює граничним витратам на забезпечення додаткової резервної потужності в кожному році потужності. Еталонна ціна розраховується шляхом проведення технічної оцінки вартості проєкту нового будівництва 160 МВт потужності для газотурбінної генерації з відкритим циклом потужності на відповідний рік потужності [164; 165].

Надалі АЕМО здійснює оцінку перспектив розвитку електроенергетичної, починаючи з 3-го циклу резервної потужності, забезпечуючи при цьому виконання критеріїв надійності системи упродовж наступних 10 років. Цей прогноз використовується для визначення цільової резервної потужності та кількості генеруючих потужностей, необхідних для виконання прогнозного попиту на наступний період сертифікації.

Учасники ринку, які бажають отримати кредити на потужність, повинні пройти процедуру сертифікації потужностей, яка передбачає технічний огляд можливостей об'єкта і є основою для визначення обсягу кредитів на потужність.

Сертифікована резервна потужність визначається за типом об'єкта: планові або змінні генератори, а також системи управління попитом. Законтрактований продавець потужності повинен гарантувати виконання своїх зобов'язань за новою резервною потужністю шляхом депонування (у виді банківської гарантії, банківського зобов'язання або грошовим депозитом) на рівні 25 % від вартості базової резервної потужності, помноженої на кількість кредитів [164; 165].

Аукціон на потужність проводиться AEMO тільки у випадку недостатності покриття двосторонніми договорами вимог електроенергетичної системи щодо резервної потужності, прогнозованого пікового попиту. Основним методом ціноутворення на аукціонах на резервну потужність є маржинальний, коли для всіх учасників-переможців аукціону встановлюється однакова максимальна ціна на резервну потужність. Однак на сьогодні аукціони на резервні потужності ніколи не проводилися в Австралії [164; 165].

Об’єкти, які отримали кредити на потужність, мають пройти тестування, щоб встановити відповідність заявленим параметрам. Якщо об'єкт не пройде відповідний тест, його кредити на потужність будуть зменшені до максимального виходу, досягнутого під час будь-якого випробування.

Розподіл кредитів на потужність між споживачами відбувається пропорційно обсягу їх споживання в час максимального пікового навантаження EEC у попередньому році [164; 165].

На час впровадження ринку потужностей, 1 жовтня 2005 р., рівень еталонної ціни на потужність було встановлена у розмірі 150 тис. австр. дол. / МВт / рік, яка зросла до 240,6 тис. австр. дол. / МВт / рік у 2013/2014 році, однак на 2019/2020 – 2021/2022 цей показник стабілізувався майже на початковому рівні. Фактичні ціни законтрактованих потужностей завжди були меншими за еталону. На 2021/2022 р. фактична ціна потужності склала 126,7 тис. австр. дол. / МВт / рік, або 85 % від еталонної. Наразі в Австралії відбувається насичення ринку потужностей, отже, кількість кредитів на резервну потужність зменшується та поступово стабілізується.

NEM Австралії функціонує за 5 торговими зонами, в кожній з яких

обчислюється маржинальна ціна ЕЕ. Передача ЕЕ на NEM здійснюється за допомогою 5 державних постачальників послуг передачі, які обслуговують кожен із 5 штатів у NEM (табл. 1.17), які з'єднані між собою 6 інтерконекторами. Перетоки ЕЕ між інтерконекторами дозволяють знизити регіональну різницю цін, але не вирівнювати їх.

Таблиця 1.17

Потужності міжрегіональних інтерконекторів на NEM в Австралії

Назва інтерконектора	Напрям рух ЕЕ	Номінальна потужність МВт
Terranora	Новий Південний Уельс→Квінсленд	107
	Квінсленд→ Новий Південний Уельс	210
QNI	Новий Південний Уельс→Квінсленд	300–600
	Квінсленд→ Новий Південний Уельс	1078
VIC1-NSW1	Вікторія→ Новий Південний Уельс	700 –1600
	Новий Південний Уельс→ Вікторія	400 – 1350
Basslink	Тасманія → Вікторія	594
	Вікторія →Тасманія	478
Heywood	Вікторія→Південна Австралія	600
	Південна Австралія→ Вікторія	500
Murraylink	Вікторія→Південна Австралія	220
	Південна Австралія→ Вікторія	200

Джерело: складено за [166]

Обмежені потужності інтерконекторів обумовили впровадження ринку пропускних потужностей як окремої складової австралійського РЕЕ. Ринок пропускних потужностей Австралії функціонує на основі механізмів залишкових розрахунків: залишковий розрахунок виникає, оскільки сума, сплачена учасниками ринку AEMO, зазвичай відрізняється від суми, сплаченої AEMO іншим учасникам ринку за операціями на спотовому ринку. Виділяють дві складові цього механізму [167]:

– для внутрішньорегіональної торгівлі залишок відноситься на відповідного постачальника послуг мережі передачі;

– для міжрегіональної торгівлі розраховується на основі регіональних референтних цін і міжрегіональних потоків ЕЕ і торгується через аукціони розрахункових залишків (Settlement Residue Auctions – SRA) між певними учасниками ринку.

Аукціон розрахункових залишків представляє процес перерозподілу

міжрегіональних розрахунків. Згідно з AEMO міжрегіональний розрахунковий залишок «є тією частиною розрахункового залишку, яка виникла в результаті передачі ЕЕ через регульовані інтерконектори між регіонами, тому що різні територіальні зони мають різні ціни. Позитивний залишок виникне, коли ЕЕ буде вироблено в зоні з низькою ціною і передано в зону з більш високою ціною, а від'ємний залишок – коли ЕЕ виробляється в дорогій зоні і передається в більш дешеву зону [168].

SRA надає право зареєстрованим учасникам можливість подавати заявки на міжрегіональний залишок розрахунків, що нараховується на спрямованому інтерконекторі. Учасники на конкурсній основі придбають одиниці для кожного спрямованого інтерконектора в межах відповідного кварталу. Розрахункова ціна аукціону встановлюється як ціна найнижчої пропозиції за одиницю, яка була розподілена. Надходження від аукціонних закупівель передаються до відповідного постачальника послуг мережі передачі, який згодом зменшує плату за мережеві послуги для кінцевих споживачів (рис. 1.23).

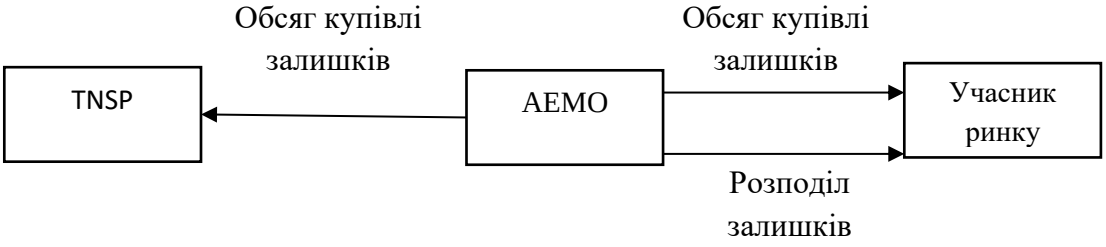


Рис. 1.23. **Спрощена схема функціонування аукціонів розрахункових залишків в Австралії**

Джерело: складено за [168]

Таким чином, австралійська модель конкурентного РЕЕ, також як і американська, збудована за централізованим підходом, але має зональне географічне розмежування, централізовану диспетчеризацію, функціонує у формі односторонньої енергетичної біржі, на якій виділяється тільки внутрішньодобовий ринок, а ціни визначаються для кожного 5-хвилинного інтервалу за маржинальним методом ціноутворення. На строковому РЕЕ торгуються виключно фінансові деривативи як на позабіржовій, так і біржовій

основах. Підкріплюється товарний РЕЕ ринком резервної потужності, який функціонує у позабіржовій формі. Для хеджування ризиків регіональної цінової різниці впроваджено ринок пропускних потужностей, у формі аукціонів розрахункових залишків.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Згідно з проведеним дослідженням отримано результати теоретичного та прикладного характеру:

1. Розроблено теоретичні положення з обґрунтування ключових детермінант моделі конкурентного РЕЕ, які спираються на взаємозв'язок між фізичними та комерційними потоками ЕЕ, які включають:

1) географічне розмежування електроенергетичної системи – залежно від її пропускної спроможності може бути зональним (без обмежень), нодальним (з обмеженнями) або зональним із потоковими ринковими зв'язками (за наявності «вузьких» місць);

2) диспетчеризація системи – може здійснюватися через централізовану диспетчеризацію (одночасне узгодження фізичних і комерційних потоків ЕЕ), самодиспетчеризацію (комерційні потоки узгоджуються до, а фізичні – після визначення результатів ринку) або їх комбінацію;

3) тип ринкової інфраструктури – передбачає створення та/або поєднання операторів системи, ринку та мережі;

4) часова сегментація ринку – охоплює період від декількох років до реального часу постачання ЕЕ та включає строковий, спотовий сегменти ринку, а також ринок реального часу;

5) форми торгівлі – обумовлюють вибір між позабіржовою та біржовою торгівлею на різних часових сегментах;

6) методи ціноутворення – включають способи узгодження цінових заявок попиту та пропозиції та встановлення рівноважної ціни;

7) продуктова диверсифікація – передбачає формування портфеля РЕЕ

відповідно до споживчих вимог і технічних можливостей учасників ринку.

Рефлексія цих детермінант визначає структуру та механізми функціонування конкретної моделі РЕЕ.

2. За визначеними ключовими детермінантами проведено типологізацію ринкових моделей європейського, американського та австралійського РЕЕ, яка дозволила визначити такі ключові відмінності:

- географічне розмежування: європейський та австралійський РЕЕ використовують зональну модель, тоді як американський – нодальну;

- диспетчеризація: в Австралії впроваджено централізовану диспетчеризацію, у США – комбіновану (лише маневрові генеруючі потужності можуть здійснювати самодиспетчеризацію), тоді як ЄС відкрив свій ринок повністю та запровадив самодиспетчеризацію учасників;

- ринкова інфраструктура: У США та Австралії РЕЕ управляються незалежними системними операторами, які виконують функції як операторів системи, так і операторів ринку, тоді як у ЄС фізичні та комерційні потоки ЕЕ розмежовані й керуються окремо операторами ринку та операторами систем передачі;

- часове масштабування: ЄС має чотирисегментну, американський – двосегментну, а австралійський – односегментну будову РЕЕ;

- форми торгівлі: в Європі ринок включає біржову та позабіржову торгівлю в організований та неорганізований спосіб. У США торгівля здійснюється виключно через аукціони та двосторонні контракти в організованій формі, тоді як в Австралії – виключно біржову форму. У всіх моделях спостерігається розвиток фінансових РЕЕ;

- методи ціноутворення: у всіх моделях пріоритет віддається методу маржинального ціноутворення, що має специфічні механізми впровадження у кожній моделі;

- продуктова диверсифікація: в Австралії торгівля здійснюється 5-хвилинними продуктами, у США – погодинними, тоді як у ЄС торгівля є найбільш диверсифікованою та ведеться простими та блочними продуктами з

тривалістю від 15 до 60 хвилин.

Типологізація відмінностей між європейським, американським та австралійським РЕЕ дозволяє оцінити їхні переваги та недоліки, виокремити найкращі практики й адаптувати ефективні механізми для розбудови конкурентного національного ринку електроенергії.

Основні наукові результати розділу опубліковано у працях автора [8; 9; 14; 18; 29; 30; 31; 42; 66; 73; 74].

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ДО РОЗДІЛУ 1

1. Patterson W. C. Transforming Electricity: The Coming Generation of Change. London : Earthscan, 1999. 203 p. URL: https://books.google.com.ua/books/about/Transforming_Electricity.html?id=iLunlUGfZnkC&source=kp_cover&redir_esc=y

2. Региональные рынки электроэнергии в странах ДЭХ. Брюсель : Секретариат Энергетической Хартии, 2003. URL: https://energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Regional_Electricity_Markets_2003_ru.pdf

3. Pollitt M. G. The impact of liberalisation on the performance of the electricity supply industry. An international survey. *Journal of Energy Literature.* 1997. Vol. 3 (2). P. 3–31. URL: https://www.researchgate.net/publication/284201351_The_impact_of_liberalization_on_the_performance_of_the_electricity_supply_industry_An_international_survey

4. Cottier T., Malumfashi G., Matteotti-Berkutova S., Nartova O., Sépibus J., Bigdeli S. Z. Energy in WTO law and policy. URL: https://www.wto.org/english/res_e/publications_e/wtr10_forum_e/wtr10_7may10_e.pdf

5. Erbach G. Understanding electricity markets in the EU // European Parliamentary Research Service. November 2016. URL: http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/593519/EPRS_BRI(2016)593519_EN.pdf

6. Gorecki Paul K. The Internal EU Electricity Market: Implications for Ireland. Dublin : The Economic and Social Research Institute, 2011. URL: https://www.esri.ie/pubs/RS23.pdf

7. An Introduction To Australia's National Electricity Market. Melbourne: AEMO, 2008. URL: http://www.abc.net.au/mediawatch/transcripts/1234_aemo2.pdf

8. Салашенко Т. І. Реформування енергетичного ланцюга створення електроенергії // Актуальні проблеми економіки та менеджменту : матеріали

Міжнар. наук.-практ. конф. (16–17 лютого 2018 року, м. Запоріжжя) / Східноукраїнський інститут економіки та управління. Запоріжжя : ГО «СІЕУ», 2018. С. 25–30.

9. Салашенко Т.І. Атрибутивні елементи оптового ринку електричної енергії. .Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції (30 – 31 травня 2019 р., м. Харків). Х.: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2019. – С. 149–150. URL: http://www.skced.hneu.edu.ua/files/CED-2019.pdf

10. Flexibility in thermal power plants. Agora Energiewende. 2017. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf

11. Дафилла С. Реформы энергетического сектора в рамках ВТО и ДЭХ : монография. Ашгабат, 2013. URL: http://www.carecprogram.org/uploads/events/2013/ESCC-meeting-TKM/005_105_209_Energy-Sector-Reforms-within-the-WTO-Framework-ru.pdf

12. Harmonized Commodity Description and Coding System // World Customs Organization. URL: http://www.wcoomd.org/en/topics/nomenclature/instrument-and-tools/hs_convention.aspx

13. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text

14. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Кизим Г. М. Оцінка впливу вимог міжнародних зобов'язань на тарифну політику в енергетичній сфері України. *Бізнес Інформ.* 2018. № 2. С. 148–159. URL: https://www.business-inform.net/_inc/kachka_pdf.php?year=2018&volume=2_0&pages=148_159&qu=%D0%A1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE

15. Baumol W. J. On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. *The American Economic Review*. 1977. Vol. 67. No. 5. P. 809–

822. URL: https://www.jstor.org/stable/1828065

16. Williams J. H., Ghanadan R. Electricity reform in developing and transition countries: A reappraisal. *Energy*. 2006. Vol. 31 (6-7). P. 815–844. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.008

17. Pollitt, M. G. The European single market in electricity: an economic assessment. *Review of Industrial Organization*. 2019. Vol. 55 (1). P. 63–87. DOI: 10.1007/s11151-019-09682-w

18. Салашенко Т. І. Теоретичне обґрунтування компонентів механізму лібералізації оптового ринку електроенергії. *Проблеми системного підходу в економіці.* 2018. № 1 (63). С. 51–60. URL: http://psae-jrnl.nau.in.ua/journal/1_63_2018_ukr/8.pdf

19. Koten S. V., Andreas O. The unbundling regime for electricity utilities in the EU: A case of legislative and regulatory capture? *Energy Economics.* 2008. No. 30 (6). P. 3128–3140. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.07.002

20. Re-powering Markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems // International Energy Agency. 2016. URL: https://webstore.iea.org/re-powering-markets

21. Lyndon B. J. A Comparison of New Electric Utility Business Models. The University of Texas at Austin. 2017. URL: https://energy.utexas.edu/files/2016/09/UTAustin_FCe_History_2016.pdf

22. International Energy Agency. *World energy outlook*. Paris : OECD/IEA, 2021. DOI: https://doi.org/10.1787/20725302

23. Blazquez J., Fuentes R., Manzanoc B. On some economic principles of the energy transition. *Energy Policy*. 2020. Vol. 147. P. 111807. URL: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111807

24. ENTSO-E (2021). *Options for the design of European Electricity Markets in 2030: Discussion Paper for Stakeholder Consultation*. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Market%20Committee%20publications/210331_Market_design%202030.pdf

25. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets. *IFN Working Paper*. 2018. No. 1257. URL: https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/290232

26. Matenli A., Abbaspourtorbati F., Cherkaoui R., Mende F., Luongo L. Centralized and decentralized electricity markets: Assessment of operational and economic aspects. *Paper presented at the 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM).* Porto, Portugal. (2016, June). DOI: 10.1109/EEM.2016.7521256

27. Yin S., Wang J., Qiu F. Decentralized electricity market with transactive energy–a path forward. *The Electricity Journal*. 2019. Vol. 32 (4). P. 7–13. DOI: 10.1016/j.tej.2019.03.005

28. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. *Energy Strategy Reviews*. 2022. Vol. 40. 100812. DOI: https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812

29. 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)

30. Salashenko T. Determinants of Competitive Power Markets. *Governance: Strategies Processes, Technology: Proceedings of III International Scientific Conference Corporate (October 25th, 2019. Leipzig)*. Germany : Baltija Publishing. P. 37–40. URL: http://repository.hneu.edu.ua/handle/123456789/2313

31. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування. *Проблеми економіки.* 2020. № 2. С. 130–143. DOI: https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143

32. Sarfati M., Hesamzadeh M. R., Holmberg P. Production Efficiency of Nodal and Zonal Pricing in Imperfectly Competitive Electricity Markets. *IFN Working Paper*. 2019. Vol. 24. P. 193–206. DOI: https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.02.004

33. Viljainen S., Makkonen M., Annala S., Kuleshov D. Vision for European Electricity Markets in 2030 // Lappeenranta University of Technology. 2011. URL: https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Vision+for+European+Electricity+Mark

ets+in+2030/d07eec66-0db9-4a4d-a580-5416eeaca3b9

34. Felling T., Felten B., Osinski P., Weber C. Flow- Flow-Based Market Coupling Revised – Part II: Assessing Improved Price Zones in Central Western Europe. *HEMF Working Paper*. 2019. No. 07. URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3404046

35. Holmberg P., Lazarczyk, E. Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing / Faculty of Economics, University of Cambridge, 2012. URL: https://www.econ.cam.ac.uk/publications/cwpe/1219

36. Barroso L. A., Cavalcanti T. H., Giesbertz P., Purchala K. Classification of electricity market models worldwide. *Paper presented at the International Symposium CIGRE/IEEE PES*. New Orleans, LA, USA, 2005. P. 9–16. DOI: 10.1109/CIGRE.2005.1532720

37. Chao H. P., Huntington H. G. (Eds.). Designing competitive electricity markets. *Springer Science & Business Media*. 2013. Vol. 13. DOI: 10.1007/978-1-4615-5547-6

38. Chawla M., Pollitt M. G. Global Trends in Electricity Transmission System Operation: Where does the future lie? *The Electricity Journal*. 2013. Vol. 26. Issue 5. P. 65–71. URL: DOI: https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.05.004

39. Pollitt M. G. Lessons from the history of independent system operators in the energy sector. *Energy Policy*. 2012. Vol. 47. P. 32–48. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.007

40. Biancardi A., Di Castelnuovo M., Staffell I. A framework to evaluate how European Transmission System Operators approach innovation. *Energy Policy*. 2021. Vol. 158. 112555. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112555

41. Jamasb T., Pollitt M. Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration. *CESifo DICE Report*. 2006. No. 4 (2). P. 16–23. URL: https://www.researchgate.net/publication/227347051_Electricity_Market_Liberalisation_and_Integration_in_the_European_Union

42. Салашенко Т. І. Ринкова інфраструктура як передоснова створення конкурентного ринку електричної енергії // Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики : матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 14 листоп. 2019 р.). Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2019. С. 228–232. URL: https://ndc-ipr.org/media/publications/files/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%BD%D1%86%D1%96%D1%8F_%D0

43. The current electricity market design in Europe. KU Leuven Energy Institute EI-FACT SHEET 2015-01. URL: https://set.kuleuven.be/ei/images/EI_factsheet8_eng.pdf/

44. Meeus L. Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context? *Energy Policy*. 2011. Vol. 39 (3). P. 1470–1475. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.019

45. Shah D., Chatterjee S. A comprehensive review on day-ahead electricity market and important features of world's major electric power exchanges. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2020. Vol. 30 (7). e12360. DOI: https://doi.org/10.1002/2050-7038.12360

46. Arent D., Arndt C., Miller M., Tarp F., Zinaman O. The Political Economy of Clean Energy Transitions. Oxford University Press, 2017. URL: http://sro.sussex.ac.uk/68276/1/9780198802242.pdf

47. Bichpuriya Y. K., Soman S. A. Electricty Power Exhanges: A Review. *16th National Power Systems Conference.* 2010. P. 115–120.

48. Crampton P. Market Design in Energy and Communications / University of Myralnd, 2015. URL: http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf

49. El Khatib S., Galiana F. D. Negotiating bilateral contracts in electricity markets. *IEEE transactions on Power Systems*. 2007. Vol. 22 (2). P. 553–562. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.894858

50. Pikk P., Viiding M. The dangers of marginal cost based electricity pricing. *Baltic Journal of Economics*. 2013. Vol. 13 (1). P. 49–62.

DOI: 10.1080/1406099X.2013.10840525

51. Akbari-Dibavar A., Mohammadi-Ivatloo B., Zare K. Electricity market pricing: Uniform pricing vs. pay-as-bid pricing // Electricity Markets. Springer, Cham, 2020. P. 19–35. DOI: 10.1007/978-3-030-36979-8_2

52. Wnagensteen I. Power Markets / Institut for elkraftteknikk. NTNU. 2006. URL: http://www.fer.hr/_download/repository/KompendiumTET4185-nov05%20justert- 4.pdf

53. Gajbhiye R., Soman S. A. New bid structures for power exchange with modelling in ILP framework. *Paper presented at the 6th International Conference on the European Energy Market*. Leuven, Belgium, 2009. P. 27–29. DOI: 10.1109/EEM.2009.5207121

54. Договор, учреждающий Европейское Сообщество (Рим, 25 марта 1957 г.), (консолидированный текст с учетом Ницских изменений) (с изменениями от 16 апреля 2003 г.) // Ліга Закон. URL: https://ips.ligazakon.net/document/MU57010D

55. Договор о Европейском Союзе // Zakon Online. URL: https://zakononline.com.ua/documents/show/153773___595891

56. Eikeland P. O. EU Internal Energy Market Policy: Achievements and Hurdles. *Toward a Common European Union Energy Policy*. 2011. P. 13–40. URL: https://link.springer.com/chapter/10.1057/9780230119819_2

57. Лісабонський договір // EU Democrats. URL: http://www.eudemocrats.org/eud/uploads/downloads/Consolidated_LISBON_TREATY_3.pdf

58. Консолідовані версії Договору про Європейський Союз та Договору про функціонування Європейського Союзу з протоколами та деклараціями. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_b06#Text

59. Newbery D., Pollitt M. G., Ritz R. A., Strielkowski W. Market design for a high-renewables European electricity system. *Cambridge Working Paper in Economics.* 2017. URL: http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf

60. European Commission. Directive (EU) 2024/1711 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 as regards improving the Union's electricity market design. URL: http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj

61. European Commission. Regulation (EU) 2024/1747 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 amending Regulations (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 as regards improving the Union's electricity market design. URL: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj

62. Next Kraftwerke's knowledge database. URL: https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/from-a-regulated-to-a-competitive-market/

63. EU Commission puts forth clean energy package and new efficiency goal for 2030. Climate Policy Observer. URL: http://climateobserver.org/european-commission-presents-clean-energy-proposals/

64. Glachant J.-M., Ruester S. The EU Internal Electricity Market // Cadmus. 2014 URL: http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/33071/2014_OA_Glachant_et-al_EUInternalElectricityMarket.pdf?sequence=2

65. Moccia J., Bourgeois S., Wilkes J. Creating the Internal Energy Market in Europe // European Wind Energy Association. 2012. URL: https://www.slideshare.net/EWEA/creating-the-internal-energy-market-in-europe

66. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклики Україні. *Науковий вісник Ужгородського національного університету. Серія : Міжнародні економічні відносини та світове господарство.* 2018. Вип. 20, ч. 3. С. 22–28. URL: http://www.visnyk-econom.uzhnu.uz.ua/archive/20_3_2018ua/7.pdf

67. Borozan V., Krkoleva A., Krstevski P., Taleski R., Borozan S., Vasikj B., Lakić E., Jeriha J., Medved T., Gubina A. Cross border management of variable renewable energies and storage units enabling a transnational wholesale market // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5beef889f&appId=PPGMS

68. Regulation (EU) 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227

69. Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0543

70. Regulation (EU) 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

71. Directive (EU) 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072

72. 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

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

74. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклик Україні. *International Scientific Conference on European Integration of Economics, Education And Law.* (March 22-23, 2018. Warsaw). BMT Eridia Sp. z o.o. Wydawnictwo Erida, 2018. P. 195–199.

75. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944

76. Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222

77. Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.259.01.0042.01.ENG

78. Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R2195

79. Decision ACER № 04/2018 of 24.04.2018 on all transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times // Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20IDCZGTs.pdf

80. List of nemo by ACER // Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Documents/NEMO_list.pdf

81. Europex. URL: http://www.europex.org/members/opcom-operatorul-pietei-de-energie-electrica-si-gaze-naturale-romania/

82. Overview of European Electricity Markets. METIS Technical Note T4 // European Commission. 2016. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_technical_note_t4_-_overview_of_european_electricity_market.pdf

83. NEMO-Designations // Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: http://www.acer.europa.eu/en/electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NEMO-Designations.aspx

84. All NEMOs' proposal for products that can be taken into account by NEMOs in single day-ahead process in accordance with Article 40 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management // NEMO COMMITTEE. URL: http://www.nemo-committee.eu/assets/files/20170214_Products%20Proposal_DAM.pdf

85. All NEMOs' proposal for the back-up methodology in accordance with Article 36(3) of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management // NEMO COMMITTEE. URL: http://www.nemo-committee.eu/assets/files/nemo_committee_files/20171113_DA-ID-Backup-methodologies-1.pdf

86. Directive 2014/65/ЄС of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on markets in financial instruments and amending Directive 2002/92/EC and Directive 2011/61/EU // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32014L0065

87. Electricity Markets Monitoring // Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx

88. Market dynamics report // Trayport. 2017. URL: https://www.trayport.com/uk/markets2/market-dynamics-report

89. European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring // ACER. 2015. URL: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf

90. Balancing market. EMISSIONS-EUETS. URL: https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/607-balancing-market

91. Jeriha J., Gubina A., Medved T., Komel B., Borozan V., Krstevski P., Krkoleva A., Borozan S., Taleski R., Chimirel C. National balancing and wholesale

electricity markets structure and principles / CROSSBOW Consortium. URL: https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5c3ad0922&appId=PPGMS

92. Electricity balancing in Europe: an overview of the European balancing market and electricity balancing guideline // ENTSO-E. November 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/entso-e_balancing_in%20_europe_report_Nov2018_web.pdf

93. Veen R. A. C., Hakvoort R. A. The electricity balancing market: Exploring the design challenge. *Util. Policy*. 2016. Vol. 43. P. 186–194. URL: https://core.ac.uk/download/pdf/82149258.pdf

94. Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485

95. Explanatory document to all TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with Article 21 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing // ENTSO-E. 18 December 2018. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/EBGL/EBGL_A21_181218_ALL%20TSOs%20proposal_aFRRIF_explanatory_document_for%20submission.pdf?Web=0

96. Gregor Erbach. Capacity mechanisms for electricity // European Parliament. 2017. URL: http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI(2017)603949_EN.pdf

97. Understanding the Capacity Market // ENGIE. 2017. URL: http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf

98. Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity // ACER. 2013. URL: http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/crms

%20and%20the%20iem%20report%20130730.pdf

99. Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms / European Commission. 2016. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf

100. Communication from the Commission – Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020 // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29

101. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028

102. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020, European Commission, June 2014, 2014/C 200/01 // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52014XC0628%2801%29

103. Clean energy for all Europeans // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

104. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC

105. Status Review of Renewable Support Schemes in Europe // CEER. 2023. URL: https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/04/RES_Status_Review_in_Europe_for_2020-2021.pdf#page=45.11

106. Tendering procedures for RES in Europe: State of play and first lessons learnt // CEER. 2018. URL: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/167af87c-

5472-230b-4a19-f68042d58ea

107. O'Connor Philip R. Restructuring Recharged The Superior Performance of Competitive Electricity Markets 2008-2016 // Retail Energy Supply Association. 2017. URL: https://www.resausa.org/sites/default/files/RESA_Restructuring_Recharged_White%20Paper_0.pdf

108. Electricity Market Complex Adaptive System // Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis. URL: http://ceeesa.es.anl.gov/projects/emcas.html

109. Flores-Espino F., Tian T., Chernyakhovskiy I., Mercer M., Miller M. Competitive Electricity Market Regulation in the United States: A Primer / National Renewable Energy Laboratory. URL: www.nrel.gov/publications

110. McLellan M., Opatrny C. Maintaing a Balance: Innovation in Power System Balancing Authorities. *Washington Journal of Environmental Law & Policy*. 2011. URL: https://digitalcommons.law.uw.edu/wjelp/vol1/iss1/1/

111. Reliability Coordinator Peak Reliability // North American Electric Reliability Corporation. 2016. URL: http://www.nerc.com/pa/rrm/TLR/Pages/Reliability-Coordinators.aspx

112. What FERC Does? // Federal Energy Regulatory Commission. URL: http://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp

113. Annual U.S. Transmission Data Review // United States Department of Energy URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/03/f49/2018%20Transmission%20Data%20Review%20FINAL.pdf

114. Regional Transmission Organizations (RTO)/Independent System Operators (ISO) // Federal Energy Regulatory Commission. URL: https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp

115. Kavulla T. There Is No Free Market for Electricity: Can There Ever Be? *American Affairs. Journal.* 2017. Vol. 1. No. 2. URL: https://americanaffairsjournal.org/2017/05/no-free-market-electricity-can-ever/

116. United States Electricity Industry Primer. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability // U.S. Department of Energy. URL: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/12/f28/united-states-electricity-industry-primer.pdf

117. Electricity // U.S. Energy Information Administration. URL: https://www.eia.gov/tools/glossary/?id=electricity

118. Maize K. U.S. Electric Markets in Transition // Power. 2017. URL: http://www.powermag.com/u-s-electric-markets-transition/?printmode=1

119. Energy Deregulation in the United States and Canada // Direct Energy. URL: https://business.directenergy.com/what-is-deregulation

120. What is a wholesale electricity market? // Callmepower. URL: http://callmepower.com/faq/energy-markets/what-is-a-wholesale-electricity-market

121. Ela E., Milligan M., Bloom A., Botterud A., Townsend A., Levin T. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation / National Renewable Energy Laboratory. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf

122. Hausman E., Fagan R., White D., Takahashi K., Napoleon A. LMP Electricity Markets: Market Operations, Market Power, and Value for Consumers / American Public Power Association. URL: http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapseReport.2007-02.APPA_.LMP-Electricity-Markets.06-060-Report.pdf

123. Posner B. The Fundamentals of Electricity Markets / Pennsylvania State University, 2015. URL: https://www.e-education.psu.edu/ebf200wd/node/151

124. Electric Generator Dispatch Depends on System Demand and the Relative Cost of Operation // U.S. Energy Information Administration. 2012. URL: http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7590

125. Izudin L. Locational Marginal Pricing // Introduction to Wholesale Electricity Markets. 2016. URL: https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2016/04/20160404-07-wem101-lmp.pdf

126. The Nordic Electricity Market and How It Can Be Improved. Copenhagen

: Ea Energy Analyses and Hagman Energy, 2012. URL: http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1174_the_nordic_market_and_potential_improvements.pdf

127. Locational Marginal Pricing Components // PJM. 2017. URL: http://www.pjm.com/~/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/mkt-optimization-wkshp/locational-marginal-pricing-components.ashx

128. Taillon J.-P. Introduction to the world of electricity trading. Getting to grips with energy markets // Investopedia. URL: http://www.investopedia.com/articles/investing/042115/understanding-world-electricity-trading.asp

129. Turner D. Day-Ahead Energy Markets // Introduction to Wholesale Electricity Markets. 2016. URL: https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/2016/04/20160404-08-wem101-day-ahead-energy-market.pdf

130. Horger T., Bastian J. Fan Z. Current and Emerging Challenges in PJM Energy Market // PJM Market. URL: http://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/PJMmarket.pdf

131. Understanding the Differences Between PJM's Markets // PJM. URL: https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx

132. Overview of the Energy Market // PJM. URL: https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mrc/20160824/20160824-item-01-day-ahead-overview.ashx

133. The PJM Markets Gateway User Guide // PJM. URL: https://www.pjm.com/markets-and-operations/etools/markets-gateway.aspx

134. Keech A. PJM Compliance Obligation and Market Timelines // PJM. URL: https://docplayer.net/100074554-Pjm-compliance-obligation-and-market-timelines.html

135. Fereidoon P. Sioshansi. Evolution of global electricity markets : new paradigms, new challenges, new approaches. 2013. Waltham, MA : Elsevier/Academic Press. URL: https://books.google.com.ua/books?id=Ol6pCwAAQBAJ&pg=PA52&lpg=PA52&dq=pjm+energy+market&source=bl&ots=851X11yefZ&sig=ACfU3U0z_gv12JwGwIP

Du73bHXj-KXft0w&hl=ru&sa=X&ved=2ahUKEwiclIna1tbhAhWDpIsKHZz0DSc4ChDoATAIegQIBxAB#v=onepage&q=pjm%20energy%20market&f=true

136. State of the Market Report for PJM // Monitoring Analytics. URL: https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018.shtml

137. Bowring J. Capacity Markets in PJM. *Economics of Energy & Environmental Policy.* 2013. Vol. 2. No. 2. P. 47–64. URL: https://www.jstor.org/stable/26189456?seq=1

138. PJM's Capacity Market: Model To Copy Or Avoid? // Energy Informer. URL: https://breakingenergy.com/2014/10/16/pjms-capacity-market-model-to-copy-or-avoid/

139. RPM 101 Overview of Reliability Pricing Model // PJM. URL: https://www.pjm.com/-/media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/rpm/rpm-101-overview-of-reliability-pricing-model.ashx?la=en

140. Capacity Market (RPM) // PJM. URL: https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx

141. PJM Capacity Prices Nearly Double In Most Territories // EnergyWatch. 2018. URL: https://energywatch-inc.com/pjm-capacity-prices-nearly-double/

142. PJM Manual 06: Financial Transmission // PJM. URL: https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m06.ashx

143. Virtual Transactions in the PJM Energy Markets // PJM. URL: https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mc/20170622/20170622-item-01-emustf-presentation.ashx

144. Lessons from Liberalised Electricity Markets, IEA, Paris, 2005. URL: https://www.iea.org/reports/lessons-from-liberalised-electricity-markets

145. Australian Electricity Market Reforms and Business Cases // PWC. URL: https://www.pwc.com/jp/ja/japan-service/electricity-system-reform/assets/pdf/energy-market-in-australia-e1406.pdf

146. MacGill I. The Australian National Electricity Market // Centre for Environment and Energy Markets. 2007. URL:

http://www.ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/event/documents/EVN_training_IG0907.pdf

147. State of the energy market 2018 // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20State%20of%20the%20energy%20market%202017%20-%20A4.pdf

148. Byrnes L., Brown C., Foster J., Wagner L. D. Australian renewable energy policy: Barriers and challenges. *Renewable Energy.* Vol. 60. 2013. P. 711–721. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113003170

149. Brinsmead T. S., Hayward J., Graham P. Australian electricity market analysis report to 2020 and 2030 // Australian Renewable Energy Agency. 2014. URL: https://arena.gov.au/assets/2017/02/CSIRO-Electricity-market-analysis-for-IGEG.pdf

150. National Electricity Market and Rules // ElectraNet. URL: https://www.electranet.com.au/what-we-do/network/national-electricity-market-and-rules/

151. Introduction to the Australian Electricity Market // ASX Energy Limited. July 2015. URL: https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures/asx-energy----introduction-to.pdf

152. Energy in Australia // Origin energy. URL: https://www.originenergy.com.au/blog/about-energy/nem-the-national-electricity-market.html

153. About the National Electricity Market (NEM) // Australian Energy Market Operator. URL: https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM

154. Riesz J., MacGill I. 100% Renewables in Australia Will a Capacity Market be Required? // Centre for Energy and Environmental Markets. 2013. URL: http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/SIW13_Riesz-CapacityMarkets-2013-09-02a.pdf

155. National Electricity Market Fact Sheet // Australian Energy Market Operator. URL: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf

156. Ancillary services // Australian Energy Market Operator. URL: https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Security-and-reliability/Ancillary-services

157. Ancillary Service Report for the WEM 2018-19 // Australian Energy Market Operator. URL: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/WEM/Data/System-Management-Reports/2018/2018-Ancillary-Services-Report.pdf

158. Electricity financial markets // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter 3 Electricity financial markets 2009.pdf

159. 2016 Australian financial markets report // Australian Financial Markets Association URL: http://www.afma.com.au/data/afmr/2016%20AFMR.pdf

160. Energy Derivatives // Australian Securities Exchange. URL: https://www.asx.com.au/products/energy-derivatives.htm

161. National Electricity Market. State of the energy market 2014 // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%202014%20-%20Chapter%201%20-%20National%20electricity%20market%20A4_0.pdf

162. Electricity financial markets // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter%203%20%20Electricity%20financial%20markets%202009.pdf

163. Electricity financial markets. ASX regulations // Australian Energy Regulator. URL: https://www.aer.gov.au/system/files/Chapter 3 Electricity financial markets 2009.pdf

164. Reserve Capacity timetable archive // Australian Energy Market Operator. URL: https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/wa-reserve-capacity-mechanism/reserve-capacity-timetable/reserve-capacity-timetable-archive

165. Reserve capacity mechanism // Australian Energy Market Operator. URL: http://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Reserve-capacity-mechanism

166. Interconnector capabilities for the National Electricity Market // Australian Energy Market Operator. 2017. URL: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Congestion-Information/2017/Interconnector-Capabilities.pdf

167. Settlements Residue Auction // Australian Energy Market Operator. URL: https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Settlements-and-payments/Settlements/Settlements-Residue-Auction

168. Maisano J. P. Pricing and risk management for highly cyclical commodity markets. OPUS at UTS. 2016. URL: https://www.semanticscholar.org/paper/Pricing-and-risk-management-for-highly-cyclical-Maisano/45fbe5aa9b13c8975e45b0edc4c4f3e47b806691

169. Settlement residue auction reports // Australian Energy Market Operator. URL: https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM/Settlements-and-payments/Settlements/Settlements-Residue-Auction/Reports

РОЗДІЛ 2
ОРГАНІЗАЦІЙНО-ПРАВОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ФОРМУВАННЯ РИНКІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В КРАЇНАХ ЄС ТА УКРАЇНІ

2.1. Параметрична ідентифікація товарних ринків електричної енергії в країнах ЄС

Транс'європейські норми функціонування конкурентних РЕЕ спрямовані на уніфікацію правил міжкордонної торгівлі ЕЕ, тоді як національні РЕЕ в країнах – членах ЄС збудовані за власними моделями, що враховують особливості національних електроенергетичних систем (структуру генерації, внутрішню та зовнішню сполученість, структуру і специфіку споживчого попиту). Всередині ЄС немає двох абсолютно однакових національних РЕЕ, що обумовлює необхідність дослідження їх підмоделей загальної європейської моделі РЕЕ.

Параметричну ідентифікацію конкурентних РЕЕ країн – членів ЄС було проведено за визначеними у пп. 1.1 ключовими детермінантами, що дозволило виявити особливості побудови їх моделей. До уваги було прийнято 25 країн ЄС (окрім Мальти та Кіпру, які й досі мають вертикально-інтегровані неконкурентні РЕЕ), а також Велику Британію, Норвегію та Швейцарію. У Додатку Г наведено перелік інформаційних джерел, за якими проводилося дослідження.

Найбільший за місткістю РЕЕ у ЄС має Німеччина, на якому було спожито 19 % від всієї ЕЕ об'єднання у 2023 р. [1]. Площа Німеччини поділена на 4 контрольні території, які оперуються різними ОСП: Amprion GmbH, 50hertz, Tennet, Transnet BW, однак складає єдину торгову зону, яка об'єднана з Люксембургом: BZ DE-LU. До вересня 2018 р. ця ринкова зона також охоплювала Австрію, але на вимогу регуляторів була розділена [2; 3].

На німецькому строковому РЕЕ позабіржова торгівля ЕЕ складає

приблизно 80 % від загальної місткості цього сегмента ринку, у т. ч. неорганізована позабіржова – близько 60 % [5]. У сегменті організованої біржової строкової торгівлі оперують 4 енергетичні біржі:

1) EEX пропонує фінансові деривативи на ЕЕ (4 ф'ючерси, 2 опціони, 2 спреди) до ринкової ціни на добу наперед та внутрішньодобової ціни із можливістю їх фізичного виконання на Epex Spot [6];

2) Nasdaq торгує 3 інструментами (2 ф'ючерси та 1 опціон) до ринкової ціни на добу наперед базового та пікового навантаження [7];

3) ICE оперує 10 фінансовими інструментами на німецьку ЕЕ: 4 ф'ючерси та 6 опціонів до ціни на добу наперед для контрольної зони Amprion [8];

4) OMIP пропонує 1 фінансовий інструмент – DEEL-ф'ючерс [9].

EEX також пропонує організованому платформу для реєстрації двосторонніх угод [6].

Німецький строковий РЕЕ вважається найбільш ліквідним у ЄС: рівень його чорна перевищує 5 пунктів [2; 5].

На РДН конкурують між собою 3 NEMO: EXAA, Epexspot та NordPool [10]. Epexspot, NordPool функціонують як двосторонні енергетичні біржі за аукціонним алгоритмом та із маржинальним методом ціноутворення, на яких торгівля ведеться 60-хвилинними простими та блочними продуктами [11; 12]. На EXAA торгуються як прості, так і блочні продукти, як за 60-, так і за 15-хвилинними часовими інтервалами на відокремлених аукціонах для «сірої» та «зеленої» ЕЕ [13].

На ВДР діють лише 2 NEMO: Epexspot та NordPool, а також планується функціонування ETPA Holding B.V. [10], де ведеться безперервна торгівля 15-, 30-, 60-хвилинними продуктами за заявленими цінами, а також запроваджено 3 внутрішньодобові аукціони 15-хвилинними продуктами (із 13 червня 2024 року) [11; 12].

Для оперування БР 4 німецькі ОСП організували спільну електронну торговельну платформу Regelleistung, на якій торгуються такі види контрольних резервів: резерв первинного та вторинного контролю, а також третинний

(хвилинний) резерв, які відрізняються за принципом активації та швидкістю їх активації. Тендери на балансуючу потужність проходять щотижнево для первинних і вторинних резервів та щоденно для третинних резервів. Також передбачається впровадження резервів для негайного і швидкого переривчатого навантаження. Врегулювання небалансів відбувається за єдиною системою ціноутворення (немає розмежування цін між позитивними і негативними активаціями), в якій ціни небалансів розраховуються на 15-хвилинній основі шляхом підсумовування платежів або доходів ОСП на закупку контрольних резервів і їх поділу за небалансами системи [14; 15].

Франція є другим за місткістю РЕЕ у ЄС, що складала 17 % від загальноєвропейського в 2023 р., який на 80 % монополізований національною компанією Électricité de France [1]. Її територія представляє єдину контрольну та ринкову зони, які функціонують під керівництвом національного ОСП – Réseau de Transport d'Électricité (RTE) [1; 3].

Строкова торгівля ЕЕ здійснюється переважно на позабіржовій неорганізованій основі – більше 60 % [1; 5]. Торгівля деривативами ЕЕ здійснюється через EEX (1 ф'ючерс із можливістю тижневого та місячного фізичного виконання, 1 опціон і 1 спред) та ICE (3 ф'ючерси та 3 опціони), OMIP (1 ф'ючерс) [6–9]. Ліквідність французького строкового РЕЕ коливається від 2 до 5 пунктів [2; 5].

Спотові сегменти РЕЕ, також як і в Німеччині, відкриті для конкуренції між NEMO: на РДН та ВДР діють Epexspot, NordPool [10]. Організація спотових сегментів РЕЕ у Франції загалом відповідає Німеччині з поправкою на єдину контрольну зону [10; 12].

Французький БР керується RTE на півгодинній основі для всіх учасників, що працюють на оптовому ринку. Ціни на балансуючу ЕЕ виходять зі спотової ціни Epex Spot на добу наперед (табл. 2.1) [15; 16].

РЕЕ Великої Британії посідав третє місце за місткістю в Європі, який становив 13 % у 2019 р. (після Brexit в 2020 р. статистика до Єврокомісії не надається) [1]. Країна поділена на 2 контрольні та 2 ринкові зони: Англія,

Шотландія та Уельс становлять 1 зону, тоді як Північна Ірландія інтегрована в загальну ірландську торгову зону SEM. Функціонує перша під керівництвом національного ОСП National Grid Electricity Transmission (NGET), а друга – SONI [1; 3].

Таблиця 2.1

Ціноутворення балансуючої ЕЕ на французькому БР

Баланс генерації	Напрям збалансування систем	
	Завантаження	Розвантаження
Позитивний диференціал цін	Ціна на Epex Spot	Мінімальна середньозважена ціна для пропозицій-розвантаження / (1+к) та ціна на Epex Spot
Негативний диференціал цін	Максимальна середньозважена ціна для пропозицій-навантаження / (1+к) та ціна на Epex Spot	Ціна РДН на Epex Spot

Джерело: складено за [15]

Строкова торгівля на британському РЕЕ відбувається переважно на позабіржовій основі – близько 90 %. Біржова торгівля здійснюється через 2 біржі: EXX – 1 ф'ючерс (фізична його конвертація неможлива), ICE – 2 ф'ючерси та 1 спред з природнім газом. Ліквідність цього сегмента РЕЕ у Великій Британії є ще недостатньою та коливається між 2 та 5 пунктами [5; 7].

На британському РДН в особі NEMO зареєстровані 2 енергетичні біржі: Epexspot та NordPool, які пропонує прості та блочні продукти за 60- та 30-хвилинними продуктами. При цьому якщо закриття воріт для 60-хвилинних продуктів відповідає загальноєвропейському часу закриття РДН (12:00 за CET), то РДН для 30-хвилинних продуктів закривається о 16:30 за CET [11; 12].

На ВДР торгівля ведеться також виключно через NordPool 30-хвилинними продуктами, яка проводить безперервні торги із закриття «воріт» за 30 хвилин до реального часу та 2 внутрішньодобові аукціони із єдиною торговою зоною Ірландії [12]:

SEM-GB-IDA1 – закриття воріт о 18:30 за CET за добу до фізичного постачання з періодом виконання заявок – протягом 24 годин доби фізичного постачання ЕЕ;

SEM-GB-IDA2 – закриття воріт о 9:00 за CET доби фізичного постачання з періодом виконання акцептованих заявок – з 12:00 до 24:00 доби фізичного

постачання ЕЕ.

На обох внутрішньодобових аукціонах діє маржинальний метод ціноутворення.

На БР Великої Британії закупівлю балансуючих послуг здійснює NGET із різних типів резервів, а для фінансових розрахунків за небаланси ЕЕ створений у 2001 р. делегований оператор Elexon, який відповідає за розрахунки небалансів між учасниками ринку. Наприкінці 2015 р. британський БР перейшов до єдиної системної ціни балансуючої ЕЕ, яка розраховується як середня ціна 50 МВт найдорожчих балансуючих операцій, виконаних NGET за кожний 30-хвилинний інтервал [15; 17].

Невраховуючі окремі особливості функціонування, РЕЕ цих 3 країн можна вважати класичними для ЄС, що пов'язано із таким:

1) поєднання різних форм торгівлі ЕЕ на строковому РЕЕ;

2) впровадження конкуренції між NEMO на спотових сегментах РЕЕ;

3) поєднання безперервних торгів та аукціонів на ВДР;

4) розукрупнення ринкових продуктів на дрібні часові інтервали;

5) орієнтація на єдину системну ціну для БР.

Специфічні особливості функціонування має четвертий за місткістю РЕЕ у ЄС – італійський. У 2023 р. частка Італії становила 12 % від загального споживання ЕЕ у ЄС [1]. Територія країни представляє єдину контрольну зону, яка оперується Terna в особі ОСП, відповідальним за функціонування та розвиток енергомереж, диспетчеризацію та балансування, а також розвиток ВДЕ. Водночас Італія розділена на 7 торгових зон: IT Calabria, IT North, IT Centre-North, IT Centre-South, IT South, IT Sardinia, IT Sicily [1; 3].

На італійському РЕЕ існують різні форми строкової торгівлі [7; 18; 19]:

– неорганізована позабіржова торгівля шляхом укладання прямих договорів між учасниками, її частка на італійському РЕЕ складає близько 20 %;

– організована біржова та позабіржова форми торгівлі форвардними контрактами відбувається через спеціалізований підрозділ MTE широкофункціональної енергетичної біржі GME (міжнародна назва IPEX);

– організована позабіржова торгівля фінансовими деривативами на ЕЕ здійснюється через EEX (3 фінансові інструменти), IDEX (1 фінансовий інструмент), ICE (6 інструментів).

Однак, незважаючи на таку диверсифікацію форм торгівлі, ліквідність строкового РЕЕ Італії не перевищує 2 пунктів [5].

Спотові сегменти італійського РЕЕ монополізовані єдиним NEMO – GME [10], на якому діє спеціалізований підрозділ МРЕ для РДН і ВДР [18].

На РДН, через платформу MGP, GME торгує простими та блочними погодинними продуктами на наступну добу для кожної торгової зони. Ліміти на пропускну потужність між ринковими зонами виставляє Terna. Кожен оптовий продавець ЕЕ отримує маржинальну ціну ЕЕ в своїй ринковій зоні, а оптові покупці сплачують єдину національну клірингову ціну (“Prezzo Unico Nazionale” – PUN), яка дорівнює середньозваженій за обсягами міжзональній кліринговій ціні [15; 18].

Італійський ВДР діє подібно до РДН на основі маржинальних аукціонів з урахуванням залишкових обсягів пропускних потужностей після визначення результатів РДН. Однак, на відміну від РДН, всі заявки попиту та пропозиції акцептуються за зональною ринковою ціною, єдиної ціни не існує. ВДР проходить у формі 7 аукціонів: MI1–MI7, розподілених у часі [18].

На італійському РЕЕ GME є також оператором РДП на платформі MSD, де Terna купує необхідні обсяги балансуючої енергії для управління внутрішніми перевантаженнями. Terna виступає як центральний контрагент (єдиний оптовий покупець), а прийняті пропозиції оплачуються за заявленою ціною. MSD складається з попереднього сегмента (ex-ante MSD), включаючи 6 підетапів – MSD1–MSD6, і балансуючих ринків (MB), включаючи 6 підетапів – MB1–MB6 [15; 18].

Після закриття воріт РДН (MGP) сегменти MI, MSD, MB послідовно змінюють один одного у визначеній послідовності. На MB Terna акцептує заявки

попиту і пропозиції, подані для резервів вторинного контролю, і балансує ЕЕ в режимі реального часу. Акцептовані заявки потім викликаються Terna в реальному часі. В Італії розраховуються різні ціни небалансів ЕЕ залежно від напряму балансування [15; 18].

Узагальнено технологічний регламент функціонування італійського РЕЕ наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Технологічний регламент функціонування спотового та балансуючого РЕЕ в Італії

Сег-мент	Відкриття воріт	Закриття воріт	Оприлюднення результатів	Сег-мент	Відкриття воріт	Закриття воріт	Оприлюднення результатів
MGP	8.00 Д-9	12.00 Д-	12.55 Д-1	MI5	17.30 Д-1	7.45 Д	8.15 Д
MI1	12.55 Д-1	15.00 Д-	15.30 Д-1	MSD4	*	*	10.15 Д
MI2	12.55 Д-1	16.30 Д-	17.00 Д-1	MB4	22.30 Д-1	11.15 Д	11.45 Д
MSD1	12.55 Д-1	17.30 Д-	21.45 Д-1	MI6	17.30 Д-1	11.15 Д	11.45 Д
MB1	*	*	**	MSD5	*	*	14.15 Д
MI3	17.30 Д-1	23.45 Д-	0.15 Д	MB5	22.30 Д-1	15.00 Д	**
MSD2	*	*	2.15 Д	MI7	17.30 Д-1	15.45 Д	14.15 Д
MB2	22.30 Д-1	3.00 Д	**	MSD6	*	*	18.15 Д
MI4	17.30 Д-1	3.45 Д	4.15 Д	MB6	22.30 Д-1	19.00 Д	**
MSD3	*	*	6.15 Д				
MB3	22.30 Д-1	7.00 Д	**				

Примітка: Д – доба фізичної поставки ЕЕ; * – використовує заявки, подані на MSD1; ** – визначаються за результатами диспетчеризації

Джерело: складено автором на основі [18]

Замикає 5 лідерів за місткістю РЕЕ в Європі Іспанія, частка якої становила 10 % від загального РЕЕ ЄС у 2023 р. [1]. Вся територія країни представляє єдину 1 контрольну та 1 торгову зони, які керуються єдиним ОСП – Red Eléctrica de España (REE) [1; 3].

Строковий іспанський РЕЕ функціонує у формі позабіржової торгівлі і торгівлі фінансовими деривативами. Частка неорганізованої позабіржової торгівлі на іспанському РЕЕ складає близько 10 %, тоді як домінуюча частка, близько 50 %, належить організованій позабіржовій торгівлі, яка здійснюється через широкофункціональну біржу OMIP, яка також через підрозділи OMIP clearing та BME Clearing супроводжує клірингові процеси між учасниками позабіржового ринку [8].

На строковому РЕЕ Іспанії торгують фінансовими деривативами 3 біржі: EEX – 1 ф'ючерс та 1 опціон, ICE – 2 ф'ючерси на ЕЕ базового навантаження, а також OMIP – 8 різних фінансових інструментів [1; 7; 8]. OMIP торгує 5 ф'ючерсами (з яких по 2 – для базового та пікового навантаження, 1 – для сонячної ЕЕ, при цьому 2 ф'ючерси передбачають фізичне виконання на спотовому РЕЕ), 1 форвардом, 1 свопом та 1 опціоном (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Основі продукти на строковому РЕЕ Іспанії, що торгуються через OMIP

Характеристика продукту	Ф'ючерси					Своп	Форвард	Опціон
Вид	Базовий	Базовий	Піковий	Піковий	Сонячний	Базовий	Базовий	Базовий
Спосіб виконання	Фінан-сове	Фізичне	Фінан-сове	Фізичне	Фінан-сове	Фінан-сове	Фізичне	Фінан-сове
Строк дії	Д, Т, В, М, К, Р	В, М, К, Р	Д, В, М, К, Р	В, М, К, Р	Д, Т, В, М, К, Р	Д, Т, В, М, К, Р	В, М, К, Р	М, К, Р
Мінімальний розмір	1 МВт							
Максимальна тривалість	Р+7							Р+1
Можливість каскадування	Так							Ні
Період розрахунків	Щоденно					Щомісячно		Щоденно

Примітка: Д, Т, В, М, К, Р – доба, тиждень, вихідні, місяць, квартал, рік відповідно

Джерело: складено за [8]

Усі транзакції на OMIP одразу реєструються у спорідненій клірингові установі OMIP clearing [8].

Проте ліквідність іспанського строкового РЕЕ не перевищує 2 пунктів і має мінливу тенденцію до зниження [5].

Спотовий РЕЕ в Іспанії функціонує як природна монополія під керівництвом єдиного NEMO – OMIE [9; 20]. Торгівля на РДН через OMIE відбувається погодинними простими або блочними, і комплексними продуктами на сліпому аукціоні за маржинальним методом ціноутворення. Усі доступні генеруючі одиниці, які не пов'язані фізичними двосторонніми договорами, зобов'язані подавати заявки на цей сегмент РЕЕ [20].

Іспанський ВДР працює у двох формах: ВДР-аукціону та безперервної

торгівлі. ВДР-аукціони проходять у 6 сесій: закриття воріт 1-ї сесії відбувається о 15.00 CET Д-1 з періодом поставки 24 год наступної доби, тоді як 6-та сесія закривається о 9.00 CET Д з період поставки 12 год цієї ж доби. Функціонують ВДР-аукціони за методом маржинального ціноутворення. ВДР-торги відбуваються безперервно, що дозволяє брати участь у постійній внутрішньодобовій торгівлі ЕЕ між різними ринковими зонами у Європі та підвищувати загальну ефективність торгів європейських ВДР. OMIE співпрацює з іншими спотовими енергетичними біржами – Epex Spot та Nordpool. Безперервна торгівля здійснюється за заявленою ціною. Торгівля на іспанському ВДР відбувається 60-хвилинними продуктами, простими і блочними, із різними умовами виконання [20].

REE управляє іспанським БР, надаючи доступ до торгової платформи Gestión de Desvios (з ісп. – управління диверсією), де торгуються погодинні продукти за системними маржинальними цінами на балансування [15; 21].

Спорідненим із іспанським РЕЕ є португальський, які разом утворюють Піренейський РЕЕ – MIBEL. Із 01.07.2007 повністю узгоджено всі правила функціонування між двома піренейськими електроенергетичними системами.

Португальський РЕЕ представляє 1 контрольну та 1 торгову зони, яка управляється національним ОСП в особі Redes Energéticas Nacionais (REN). Строкова торгівля, як і в Португалії, ведеться через OMIP (1 ф'ючерс та 1 форвард), а спотова – через OMIE. Пропускні потужності між країнами розподіляються неявно, лише в окремих випадках застосовується алгоритм оптимізації. Загалом ціни на ЕЕ в Іспанії та Португалії були однаковими у 95 % випадків у 2019 р. [15; 22; 23]

Польський РЕЕ, із часткою 6 % у 2023 р., посідає 6-те місце у ЄС за місткістю. Його модель враховує як нормативні вимоги транс'європейського законодавства, так і окремі запозичені найуспішніші елементи з РЕЕ США, Австралії, Скандинавії та Великої Британії, що відрізняє його від інших європейських РЕЕ [25]. Польській РЕЕ представляє єдині контрольну (під керівництвом Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) та торгову зони (під

керівництвом Towarowa Giełda Energii S.A. – TGE) [1; 3; 27].

Строковий РЕЕ в Польщі із 2010 р. функціонує виключно на організованій основі, на якому торгуються як фінансові деривативи (PXE торгує 2 інструментами, ф'ючерсом та спредом через платформу EEX [1; 26]), які не передбачають як фізичного виконання, так і форвардні контракти через TGE [27].

Ринок товарних форвардних інструментів (Commodity Forward Instruments Market – CFIM), яким оперує TGE, працює з кінця 2008 р. і є найбільшим серед товарних строкових РЕЕ у ЄС за обсягами торгів. Обсяг форвардних контрактів на TGE складав 84,2 ТВтг, або 54 % від загальної місткості польського ринку у 2023 р. Торгівля за форвардними контрактами на CFIM здійснюється переважно на безперервній основі, однак існує можливість на вимогу учасників організації аукціонів. Форвардні контракти поділяються на тижневі (на 6 тижнів наперед), місячні (на 9 місяців наперед), квартальні (на 6 кварталів наперед) та річні (на 3 роки наперед) для базового, для пікового та позапікового навантажень [27; 28].

На спотовому РЕЕ в Польщі номіновані 3 оператори ринку: TGE, Nordpool та Epex Spot [9]. Механізм функціонування РДН на TGE відрізняється від загальноєвропейського, оскільки передбачені не тільки «сліпі» аукціони із маржинальним ціноутворенням, але й безперервна торгівля за заявленими для окремих продуктів, які узгоджені один з одним, що дозволяють провести раннє балансування та встановити інвестиційні сигнали для строкового РЕЕ (табл. 2.4). За результатами торгів на РДН розраховуються 7 цінових індексів, основним з яких є Tge24, що уособлює індикативну ціну для фінансових інструментів [25]. Через Nordpool та Epex Spot торгуються погодинні контракти за аукціонним алгоритмом та із маржинальним ціноутворенням [11; 12].

TGE на ВДР працює за алгоритмом безперервних торгів погодинними продуктами. При цьому цей часовий сегмент поділено на 2 сесії [30]:

1 сесія – відкриття воріт о 14.00 Д-1 та закриття воріт о 0.00 Д, однак не пізніше ніж за годину до фізичного постачання ЕЕ;

2 сесія – відкриття воріт о 0.00 Д-1 та закриття воріт за 60 хв до фізичного постачання ЕЕ.

Таблиця 2.4

Характеристика ринкових продуктів TGE на РДН

Характеристика продуктів	Тип інструментів			
	RDN	DAM	Блочні	Вихідні
Період виконання інструментів	Погодинно для кожної доби фізичного постачання (Д)		Базові – 0.00 – 22.00 Д; пікові – 7.00–22.00 Д; позапікові – 0.00–7.00.	Виключно для суботи та неділі: базові – 0.00 – 12.00; пікові (7.00–12.00); позапікові – 0.00–7.00
Форма та час проведення торгів	Аукціон єдиних цін – 8.00–10.30 Д-1; Безперервні торги – 10.30–13.30 Д-1	Аукціон єдиних цін – 8.00–12.00 Д-1	Безперевні торги – 8.00–13.30 Д-1	Безперевні торги – 8.00–15.30 Д-2 та 8.00–13.30
Мінімальний розмір, МВт	1		Базові – 23–25; Пікові – 15; Позапікові - 8–10	Базові – 47–49; Пікові – 30; Позапікові – 17–19

Джерело: складено за [29]

Nordpool та Epex Spot на польському ВДР працюють із погодинними продуктами за заявленими цінами [11; 12].

БР в Польщі, яким оперує PSE S.A., консолідує всі інші сегменти, щоб урегулювати баланс енергосистеми з урахуванням її технічних обмежень. БР тісно зв'язаний з РДП, на якому обертаються операційні резерви. Особливістю ринків реального часу в Польщі є їх відкриття до відкриття воріт ВДР, що обмежує можливості великої генерації до самодиспетчеризації ринкових позицій на попередньому сегменті. PSE S.A. проводить балансування кожні 15 хв, встановлюючи маржинальні ціни на завантаження (EBND) та розвантаження (EBNO). За результатами БР розраховується єдина маржинальна ціна за небаланси для СВБ, всередині між якими можливо лише фінансове врегулювання небалансів. ОСП може запровадити штрафні санкції, замінивши єдину систему ціноутворення дуальною, яка матиме різні системні ціни покупки та продажу [15; 31].

Одним із перших конкурентних РЕЕ в Європі став скандинавський (Nordic) ринок, який охоплює Данію, Норвегію, Фінляндію та Швецію. Лібералізація скандинавського РЕЕ розпочалася у 1996 р. з Норвегії та Швеції, а у 2000 р. до них приєдналися Данія та Фінляндія. У 2023 р. на частку ринку цього регіону

припадало 14 % від всього споживання ЕЕ в ЄС разом із Норвегією, у т.ч. частка Данії складала 1 %, Фінляндії – 3 %, Норвегії – 5 % та Швеції – 5 %. Скандинавський регіон має багато енергоємних виробництв та велику частку електроопалення, що обумовлює значне електроспоживання в енергобалансі цих країн порівняно з рештою країн ЄС (у 2023 р. ця частка становила 31 % в Nordic-країнах, що на 10 % більше середнього значення по ЄС) [1; 32; 33].

Територія кожної з цих Скандинавських країн являє собою єдину контрольну зону, яка управляється національним ОСП: Данія – Energinet.dk, Норвегія – Statnett, Фінляндія – Fingrid, Швеція – Svenska K., однак розукрупнені на декілька торгових зон: Данія – 2, Норвегія – 5, Швеція – 4, Фінляндія – 1 [3].

Строковий РЕЕ в цьому регіоні поділено навпіл між біржовою та позабіржовою формами торгівлі. Позабіржова торгівля здійснюється переважно в організований спосіб: Nasdaq Commodities через біржу Nasdaq Oslo ASA і Nasdaq Clearing AB пропонує повний супровід енергетичних контрактів для задоволення потреб клієнтів та хеджуванні ризиків волатильності цін на ЕЕ. Внаслідок цього позабіржовий РЕЕ досяг найбільшої прозорості: близько 90 % всіх торговельних операцій реєструються [34]. На біржовому РЕЕ представлені 3 крупні оператори, усі з яких торгують фінансовими деривативами на ЕЕ, які не передбачають фізичне виконання: Nasdaq – 4 інструменти (2 ф'ючерси, диференціал, опціон), ICE – 2 ф'ючерси, EEX – 2 інструменти (ф'ючерс і опціон) [1; 6; 7]. Загалом цей фінансовий РЕЕ є одним з найліквідніших ринків деривативів на ЕЕ у світі [34].

Скандинавський спотовий РЕЕ визначено як конкурентний, хоча оперується на ньому Nordpool та Epex Spot [9].

Як на Nordpool, так і Epex Spot, торгівля на РДН ведеться 60-хвилинними простими, блочними та комплексними продуктами (NordPool є родоначальником такої продуктової класифікації, узгодженої між усіма NEMO в ЄС). Розвиток скандинавських РДН обумовив впровадження додаткових правил спотової торгівлі, всі з яких спрямовані на забезпечення вільних перетоків всередині цього субрегіону при гарантуванні безпеки електропостачань, серед яких [12]:

1) пропускні потужності між ринковими зонами цього регіону розподіляються неявно. Якщо між торговими зонами існують обмеження, застосовується механізм управління перевантаженнями, що обумовлює різні ціни в різних зонах. ОСП представляють обсяг пропускних потужностей о 10.00 CET за добу до поставки та додатково визначають вузькі місця між інтерконекторами, що обмежують максимальні потоки в енергосистемі;

2) для високовольтних ліній постійного струму (HVDC) застосовуються обмеження щодо нарощування потужностей у розмірі 600 МВт, що означає неможливість зміни обсягу генерації більше ніж на цю величину в наступну годину порівняно із попередньою. Впровадження такого обмеження спростило балансування та зменшило обсяг допоміжних послуг і операційних резервів;

3) на окремих інтерконекторах враховується втрата функціональності, що означає відхилення обсягів проданої ЕЕ та купленої ЕЕ на певний відсоток внаслідок втрат в енергомережах;

4) впроваджені обмеження граничних цін у розмірі -500 – 3000 Євро / МВтг дозволили гарантувати постійне встановлення ринкового еквілібріуму, що надалі є загальноприйнятими на всіх спотових РЕЕ в ЄС;

5) запроваджені системні ціни ЕЕ, які не враховують обмеження пропускних потужностей між ринковими зонами цього регіону. Системна ціна надалі використовується як індикативна для фінансових контрактів на Скандинавському РЕЕ.

ВДР на Nordpool і Epex Spot функціонує у формі безперервної торгівлі, пропонуючи погодинні (тільки Фінляндія на Nordpool запровадила півгодинні ринкові продукти) прості та блочні продукти для країн цього субрегіону. Міжзональні пропускні потужності розподіляються неявно, які визначаються кожним ОСП за залишковим принципом після результатів РДН-аукціону [12].

БР країн Скандинавського регіону оперуються національними ОСП. Для сприяння конкуренції на БР в цьому регіоні з 01.05.2017 р. функціонує делегований оператор, eSett Oy, створений національними ОСП трьох країн – Фінляндії, Норвегії та Швеції. eSett Oy (eSett) відповідальний за врегулювання

небалансів та виставлення рахунків учасникам ринку в цих країнах. eSett пропонує щоденні універсальні (гармонізовані) розрахунки для учасників БР (СВБ та ППБ) незалежно від їх географічного положення на ринку [35]. Окремо на БР Данії встановлено подвійний ціновий платіж за небаланси, які оплачуються за маржинальною ціною залежно від напряму небалансу енергосистеми [15].

Схожими є РЕЕ в країнах, які посідають 8-ме та 9-те місця за місткістю електроспоживання в ЄС, Нідерландах (5 %) та Бельгії (3 %) [1]. Територія кожної з цих країн представляє окремі контрольні зони, які управляються національними ОСП – TenneT TSO B.V. та Elia відповідно, та торгові зони [1; 3]. При цьому ціни ЕЕ на цих суміжних РЕЕ є приблизно однаковими [15; 22; 23].

Строкова торгівля ЕЕ в обох країнах розділена майже порівну між позабіржовою, організованою позабіржовою, та біржовою формами. EEX пропонує платформу для організованої позабіржової торгівлі та біржової торгівлі 2 фінансовими інструментами із можливістю конвертації місячних ф'ючерсів у товарну ЕЕ [1]. Також деривативами на бельгійську (3 ф'ючерси) та голландську (5 ф'ючерсів) ЕЕ торгує ICE [7]. Однак ліквідність строкової торгівлі в обох країнах є низькою [5].

Спотові сегменти РЕЕ в Нідерландах та Бельгії визнано конкурентними, на яких наразі оперують 2 енергетичні біржі – Nordpool та Epex Spot [9]. Так, перша проводить аукціони на добу наперед погодинними та внутрішньодобову безперервну торгівлю півгодинними продуктами, тоді як друга торгує погодинними продуктами на РДН, так і чвертьгодинними – погодинними продуктами на ВДР [10; 12].

Відмінності функціонування мають лише БР цих країн. Так, для розрахунків цін небалансів ЕЕ на бельгійському БР використовуються подвійні ціни залежно від того, чи є СВБ поза балансом в тому ж напрямку, що і система, чи ні (табл. 2.5). Ціна небалансу зазвичай відображають вартість компенсуючого регулювання, але як додатковий стимул враховується надбавка α – середнє значення небалансу системи за останні 2 години, коли загальний небаланс

системи перевищує 140 МВт.

Таблиця 2.5

Ціноутворення балансуючої ЕЕ на бельгійському БР

Позиції СВБ	Профіцит енергосистеми	Дефіцит енергосистеми
Чисті завантаження	Маржинальна спадна ціна (+ α)	Маржинальна висхідна ціна
Чисті розвантаження	Маржинальна спадна ціна	Маржинальна висхідна ціна (- α)

Джерело: складено за [15]

У Нідерландах БР є обов'язковим для всіх виробників потужністю понад 60 МВт, які мають подати заявки на балансуючу енергію від 4 МВт до 200 МВт. Заявки також містять мінімальний час активації, місце розташування (для повторної диспетчеризації) і норму регулювання. Заявки дійсні протягом як мінімум чотирьох 15-хвилинних розрахункових періодів. Ціни за небаланси ЕЕ стягуються за дуальною маржинальною системою ціноутворення, окремо для висхідного та низхідного регулювання. Якщо ніяких послуг регулювання не використовується, ціна балансуючої ЕЕ – це середня ціна для першої заявки в обох напрямках [15].

Для цих і решти національних РЕЕ в ЄС дано узагальнені результати параметричної ідентифікації (табл. 2.6), які дозволяють визначити їх принципові відмінності. Так, з метою формування конкурентних РЕЕ території європейських країн пройшли подвійне географічне розмежування. По-перше, було визначено контрольні території, а по-друге, – торгові зони. У результаті державні границі більшості країн збігаються із границями контрольних територій та торговими зонами. Виключення склали територія Німеччини, яка поділена між 4 ОСП, та Об'єднаного королівства, в якій територія Північної Ірландії виділена в окрему контрольну зону. Щодо торгових зон, то наявність вузьких місць обумовила такі розукрупнення: Італія поділена на 7 торгових зон, Данія – на 2, Норвегія – на 6, Швеція – на 4, а територія Північної Ірландії інтегрована в єдину ірландську торгову зону. Існування розвинутих мереж передачі між Люксембургом та Німеччиною дозволило їм інтегруватися в єдину торгову зону.

Таблиця 2.6

Параметрична ідентифікація моделей внутрішніх РЕЕ в європейському просторі

Параметр моделі	DE	LU	FR	GB	IT	ES	PT	PL	DK	NO	FI	SE	NL	BE
Контрольні території	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Торгові зони	1		1	1	6	1	1	1	2	4	1	4	1	1
Форми торгівлі на строковому РЕЕ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ		ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ., ТБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ТБ ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ, ФБ
Кількість операторів строкового РЕЕ	4		3	2	4	2	2	2	3	3	3	3	2	2
Кількість фінансових деривативів	22		10	3	10	9	2	2	8	8	8	8	7	5
Тип інфраструктури спотового ринку	Конк.		Конк.	Конк.	Мон.	Мон.	Мон.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.
Кількість операторів РДН	3+1 (п)		2+1(п)	2	1	1	1	3	2+1(п)	2+1(п)	2+1(п)	2+1(п)	2	2
Сегменти РДН	А		А	А	А	А	А	БТ + А	А	А	А	А	А	А
Продукти РДН	½ Г + Г		Г	½ Г + Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
Ціни РДН	МЦ		МЦ	МЦ	МЦ із визначення єдиної ціни	МЦ	МЦ	ЗЦ + МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ
Кількість операторів ВДР	2		2	1	1	1	1	1+2	1+1	1+1	1+1	1+1	2	2
Сегменти ВДР	А+БТ		А+БТ	А	А	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ
Продукти ВДР	¼ Г, ½ Г, Г		½ Г + Г	½ Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	¼ Г, ½ Г	Г	¼ Г, ½ Г, Г	¼ Г, ½ Г, Г
Ціни ВДР	МЦ + ЗЦ		МЦ + ЗЦ	МЦ	МЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	3 МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	3 МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ	МЦ + ЗЦ
Оператор БР	ОСП через єдину платформу		ОСП	ОСП+ДО	ОР+ОСП	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП	ОСП
Ціни БР	ЄЦ		ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ЄЦ	ЄЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ

Продовження табл. 2.6

Параметр моделі	SL	SK	BG	HU	HR	RO	CZ	AT	IE	GR	LV	LT	EE	CH
Контрольні території	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1
Торгові зони	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Форми торгівлі на строковому РЕЕ	ПЗБ, ОПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ТБ	ПЗБ, ТБ	ПЗБ	ПЗБ, ТБ, ФБ	ПЗБ, ФБ	ПЗБ, ОПЗБ ФБ	–	ПЗБ, ТБ	ПЗБ	ПЗБ	ПЗБ	ПЗБ, ФБ
Кількість операторів строкового РЕЕ	2	1	1	2	0	2	1	1	0	1	0	0	0	1
Кількість фінансових деривативів	2	2	0	8	0	1	2	5	0	2	0	0	0	1
Тип інфраструктури спотового ринку	Конк.	Мон.	Мон.	Мон.	Конк.	Мон.	Мон.	Конк.	Конк.	Мон.	Конк.	Конк.	Конк.	Конк.
Кількість операторів РДН	1	1	1	1	1	1	1	3	1	1	2	2	2	1
Сегменти РДН	А	А	А	А	А	А	БТ +А	А	А	А	А	А	А	А
Продукти РДН	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г+ ¼ Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
Ціни РДН	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	ЗЦ+МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ	МЦ
Кількість операторів ВДР	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	2	1
Сегменти ВДР	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	А+БТ	–?	А+БТ	А+БТ	А+БТ	БТ
Продукти ВДР	Г+ ¼ Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г + ½ Г	½ Г	–	Г	Г	Г	¼ Г, ½ Г, Г
Ціни ВДР	МЦ+ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	МЦ+ЗЦ	–	ЗЦ	ЗЦ	ЗЦ	МЦ+ЗЦ
Оператор БР	ОР + ОСП	ОСП+ДО	ОСП	ОСП	ОСП+ДО	ОСП	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП+ДО	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП	ОСП
Ціни БР	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ПЦ	ПЦ	ЄЦ	ДЦ	ПЦ	ПЦ			ДЦ

Примітки: ПЗБ – позабіржова торгівля, ОПЗБ – організована позабіржова торгівля, ТБ – товарні біржі, ФБ – фінансові, Конк. – конкурентний, Мон. – монопольний, МЦ – маржинальне ціноутворення, ЗЦ – ціноутворення за заявленими цінами, Г – година, ДО – делегований оператор, (п) – планується

Джерело: авторська розробка [24]

Отже, наразі у всіх європейських країнах підтримується зональний підхід до географічного розмежування та модель самодиспетчеризації. Незначне виключення складають країни Центрально-Східної Європи (Німеччини, Франції, Бельгії та Нідерландів), які запровадили зональний підхід за методом потокових ринкових зв'язків.

Ринкова інфраструктура у всіх європейських країнах побудована за єдиним типом, що передбачає розмежування на оператора (операторів) систем передачі та оператора (операторів) ринку. У досліджуваних 26 європейських країнах функціонують 30 ОСП, по одному в кожній країні, окрім: Німеччини – 4 та Ірландії – 2, та налічувалося 16 NEMO.

Окремі з NEMO функціонують як природні монополії (GTE, HUPX, OMIE, OKTE тощо), тоді як діяльність інших охоплює територією декількох країн (Nordpool, Epex Spot SE, OMIE та інші). Залежно від кон'юнктури РЕЕ та збалансованості енергосистем визначається тип власності NEMO, серед існуючих 7 прямо чи опосередковано належать національним ОСП, 5 перебувають у приватній та 4 – у державній власності.

Початково NEMO створювалися як оператори РДН та ВДР та більшість з них наразі функціонують на обидвох сегментах (окрім EXAA). Однак деякі з них розширили перелік сегментів свого функціонування. Окремі з них впровадили торгові платформи для строкових сегментів РЕЕ: 2 – фінансову біржову, 3 – товарну біржову та 4 – організовану позабіржову. Окрім цього, в європейському просторі функціонують відособлені оператори строкового РЕЕ. Найкрупніший з них – EEX, що пропонує фінансові деривативи для 19 національних РЕЕ. Залежно від ліквідності національних РЕЕ відрізняється і кількість впроваджених фінансових інструментів, найбільшу кількість має німецький ринок – 22. Найпопулярнішим фінансовим продуктом є ф'ючерс на ЕЕ, що торгується на РДН. 4 із 16 NEMO оперують на БР та ще 5 впровадили ринкові механізми підтримки виробників ЕЕ із ВДЕ. До того ж на 7 національних РЕЕ відповідні ОСП делегували свої функції оперування БР окремим операторам ринку.

Європейські РЕЕ мають чотирисегментарну будову (окрім Ірландії, яка немає строкового ринку та Греції, у якій відсутній ВДР), яка представлена строковим РЕЕ (СР), РДН, ВДР та БР.

Дотримуючись Регламенту 2015/1222, європейські держави майже єдині у виборі форм торгівлі на спотових сегментах РЕЕ. Ці сегменти функціонують в організованій формі у вигляді «сліпих» аукціонів на двосторонніх енергетичних біржах. На всіх національних РДН запроваджено аукціонний механізм за алгоритмом об'єднання цін, однак на окремих з них (Польща та Чехія) діють також безперервні торги для врахування особливостей структури внутрішньої пропозиції. На європейських ВДР немає такої усталеної позиції щодо пріоритетної форми торгівлі та, незважаючи на норми Регламенту 2015/1222 щодо його організації за механізмом безперервних торгів, окремі країні (Велика Британія, Італія, Іспанія, Португалія, Ірландія тощо) сумістили безперервні ВДР-торги та ВДР-аукціони.

Щодо організації строкового ринку, то на території ЄС немає пріоритетної форми торгівлі. Найбільші ліквідні національні РЕЕ суміщають всі 3, однак у міру розвитку конкуренції товарна форма організованої торгівлі втрачає свою значущість і заміщується фінансовою. Виключенням із цієї тенденції є Польща, яка запровадила виключно організовану форму торгівлі на строковому РЕЕ та довела ефективність її товарної форми. Навпаки, найменш ліквідні строкові РЕЕ (Латвія, Литва, Естонія та Хорватія) функціонують виключно у позабіржовій формі. Проте Ірландія зовсім немає строкового РЕЕ.

БР у всіх європейських країнах функціонує на організованій основі у вигляді односторонніх енергетичних бірж, де покупцями заявок на завантаження та розвантаження виступають національні ОСП.

Методи ціноутворення на європейських ринках електроенергії відповідають формам торгів. На позабіржовому ринку використовуються ціни контрактів, а на форвардних і ф'ючерсних ринках – заявлені ціни. На спотових сегментах, залежно від торгового алгоритму, застосовується маржинальне ціноутворення або ціноутворення за принципом оплати, а на балансуючому

сегменті – маржинальне ціноутворення. Варто зазначити італійську РДН, яка працює, застосовуючи метод зваженої маржинальної ціни для 7 торгових зон.

Щодо продуктової диверсифікації на ринках, то наразі загальноприйнятим є торгівля простими та блочними погодинними контрактами. На РДН такі продукти існують у всіх країнах, водночас для німецького та британського ринків вже запроваджено півгодинні продукти, а для австрійського ринку EXAA впровадила чвертьгодинні продукти. Для ВДР характерна більш широка диверсифікація. Як і на РДН, переважають у структурі погодинні контракти, якими й досі торгуються на всіх європейських ВДР. Однак 8 країн уже впровадили півгодинні контракти та 6 країн – чвертьгодинні. Загалом ЄС ще далекий від бажаної мети щодо зменшення розміру продуктів на спотових сегментах ринку продуктам до рівня балансуючого ринку.

Отже, зовнішній дизайн будови європейської моделі конкурентного РЕЕ дотримується майже у всіх країнах ЄС, однак внутрішня його будова має істотні відмінності. Кожна європейська країна зважено підходить до вибору ключових детермінант національної моделі конкурентного РЕЕ. Важлива причина такої диференціації зумовлена тим, що норми Четвертого енергопакета вже виписувалися виходячи з наявних моделей національних РЕЕ. Найбільш наближеними до еталонної моделі можна визнати РЕЕ країн Скандинавії, а також Бельгії та Нідерландів.

Параметрична ідентифікація та аналіз моделей РЕЕ європейських країн дозволяє сформувати його прогресивний дизайн (рис. 2.1). Він повністю відповідає моделі єдиного європейського РЕЕ, оскільки не порушує уніфікованих правил транскордонної торгівлі ЕЕ, але й також враховує специфіку національних електроенергетичних систем.

Порівняно з моделлю єдиного європейського ринку електроенергії більш просунуті ринкові моделі відрізняються таким чином [52]:

1) розукрупнення величезної контрольної зони на декілька торгових зон;

2) виключення непрозорих заявок і розвиненої біржової торгівлі на строковому ринку;

3) поєднання різних методів ціноутворення на РДН і ВДР;

4) делегування комерційних функцій з управління БР третій стороні;

5) забезпечення єдиного ціноутворення на БР.

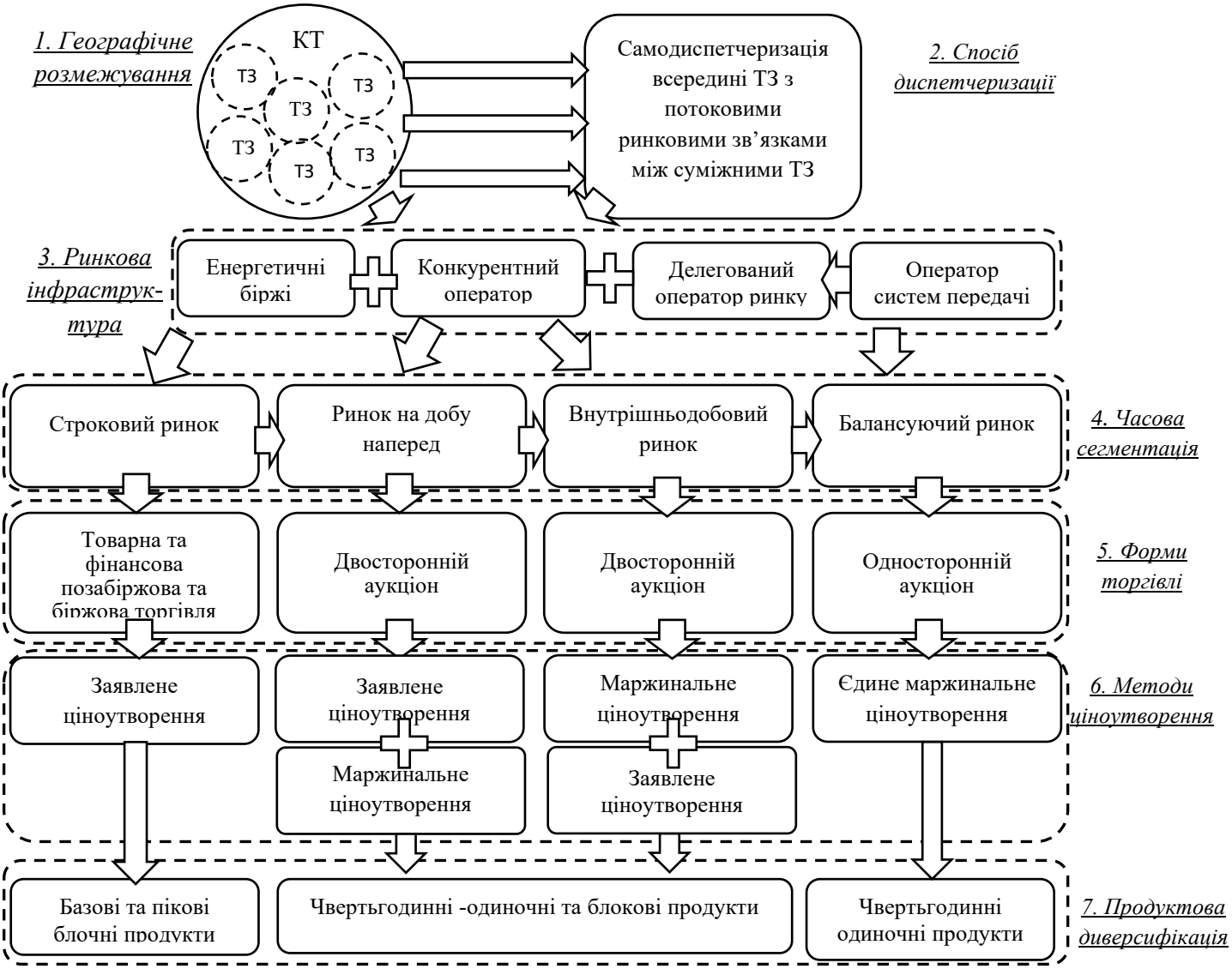


Рис. 2.1. **Прогресивна європейська модель ринку електроенергії**

Джерело: авторська розробка на основі параметричної ідентифікації 27 європейських РЕЕ [24]

Незважаючи на вищезазначені зміни, пріоритетним способом диспетчеризації електроенергії залишається самодиспетчеризація, що гарантує децентралізаційний підхід до побудови конкурентного РЕЕ.

2.2. Організація та регулювання товарного ринку електричної енергії в Україні

Лібералізацію РЕЕ України було розпочато ще у 1996 р., коли на зміну вертикально-інтегрованій, державно-регульованій моделі прийшла модель енергетичного пулу, у формі обов'язкової централізованої односторонньої енергетичної біржі, на якій здійснювалася купівля необхідних обсягів ЕЕ у виробників єдиним покупцем, їх перепродаж постачальникам, та встановлювалися середньозважені ціни на добу наперед. У результаті часткової реорганізації були відокремлені виробництво, передача, розподіл і постачання ЕЕ, було створено два незалежні державні підприємства: ДП «НЕК Укренерго» з функціями оперативно-технологічного управління Об'єднаною енергосистемою України (ОЕС України) та передачі ЕЕ магістральними електромережами від генерації до розподільних електромереж [53], а також ДП «Енергоринок» з комерційними функціями купівлі та оптового постачання ЕЕ [53]. Таку модель оптового РЕЕ України було створено за зразком енергетичного пулу Англії та Уельсу 1990 р. Однак сам британський пул було замінено Новим порядком торгівлі ЕЕ в Англії та Уельсі у 2001 р., до якого у 2005 р. приєдналася Шотландія, а у 2013 р. було прийнято Закон про електроенергетику, в якому визначено подальші напрями лібералізації [55]. Доцільність переходу РЕЕ України до цієї моделі була обумовлена нестабільною роботою енергосистеми, викликаною проблемами неплатежів і накопиченням заборгованості споживачами за ЕЕ. Зокрема, до 1999 р. переважали бартерні розрахунки, і тільки 6 % оплати здійснювались грошовими коштами [56].

Правову основу моделі обов'язкового одностороннього енергетичного пулу склав Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР [56], згідно з яким (ст. 15 цього Закону) купівля всієї ЕЕ, виробленої на електростанціях, потужність чи обсяг відпуску яких перевищують граничні показники (встановлена потужність яких перевищує 20 МВт та/або обсяг

виробництва ЕЕ у 100 млн кВт·год за попередній рік), та весь її оптовий продаж здійснювалися на оптовому ринку електричної енергії (ОРЕ) України [56] (рис. 2.2). Останній, своєю чергою, був визначений як впорядкована система здійснення операцій купівлі-продажу ЕЕ на підставі Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України [58]. До складу учасників ОРЕ України входили [56–59]:

енергогенеруючі підприємства;

«єдиний покупець» в особі ДП «Енергоринок», який здійснював функції оптового постачальника ЕЕ, розпорядника системи розрахунків, розпорядника коштів, головного оператора системи комерційного обліку ЕЕ, Секретаріату Ради оптового РЕЕ, розрахункового центру, сторони, що супроводжує систему функціонування ОРЕ та договірні відносини;

електропередавальна організація в особі ДП «НЕК Укренерго», яка здійснювала диспетчерське управління та передачу ЕЕ внутрішніми та міждержавними магістральними електромережами;

постачальники за регульованим тарифом, так звані обленерго, які також суміщали функції операторів розподільних мереж;

постачальники за нерегульованим тарифом, які здійснювали постачання ЕЕ непобутовим споживачам на конкурентних засадах за договірними цінами.

Загалом визначений у Законі України «Про електроенергетику» склад учасників РЕЕ був неповним і стосувався переважно відносин між ними, що виникають на оптовому рівні (окрім статей 17, 25–26, котрі стосувалися кінцевого споживача безпосередньо).

Основними органами державного управління національним РЕЕ виступали(-ють) [60]:

– центральний орган виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці – Міністерство, яке було створено у 1993 р., та за час свого існування й дотепер воно 6 разів змінювало свою назву, а отже, й свої функції. Наразі це Міністерство енергетики України [61]. Згідно з Правилами ОРЕ Міністерство затверджувало енергетичні характеристики енергоблоків,

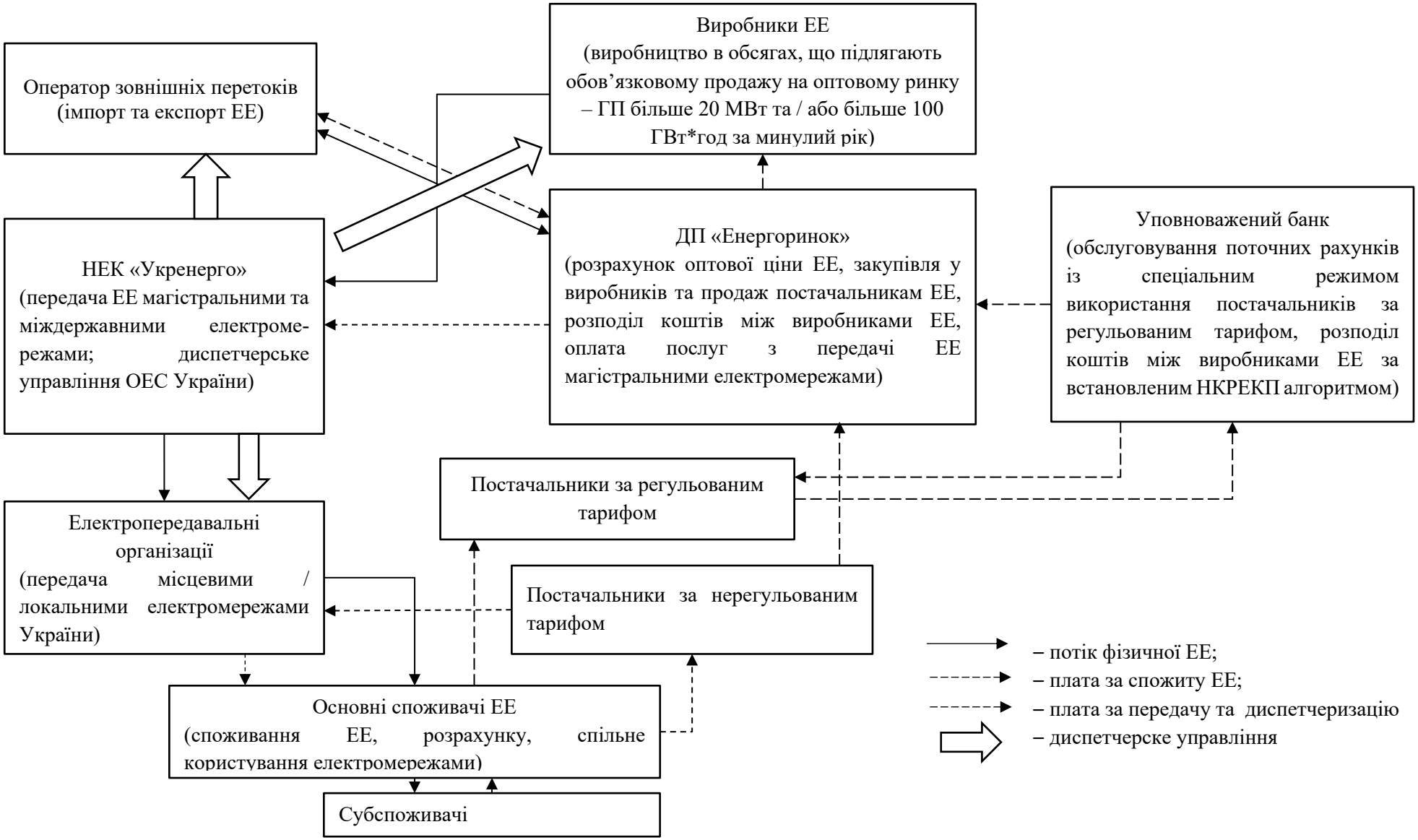


Рис. 2.2. **Схема організації оптового РЕЕ України за моделлю енергетичного пулу**
Джерело: складено за [59]

прогнозний баланс ЕЕ в ОЕС України на розрахунковий період, річний графік ремонту обладнання енергоблоків та інші технічні характеристики, необхідні розпоряднику систему для коректного акцепту заявок [62];

– енергетичний регулятор, що здійснює державне регулювання, моніторинг і контроль за діяльністю на енергетичних ринках. Цей орган було створено у 1994 р., із того часу й дотепер він також 6 разів змінював свою назву та статус. Наразі це Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України (НКРЕКП), діяльність якої наразі регулюється згідно з Законом від 22.09.2016 № 1540-VIII [63]. До функцій енергетичного регулятора, зокрема, належало (повний перелік функцій регулятора міститься у статті 17 Закону України від 22.09.2016 № 1540-VIII) встановлення державно регульованих цін і тарифів на товари і послуги суб'єктів природних монополій та інших суб'єктів господарювання (виробників ЕЕ, що не працювали за ціновими заявками), що провадили діяльність на ринках у сферах енергетики та комунальних послуг [62].

ОРЕ України під керівництвом ДП «Енергоринок» представляв гігантську машину з річним обігом 210 млрд грн у 2018 р. (табл. 2.7) [59]. Однак нестабільність економічної кон'юнктури України призвела до того, що за 10-річний період місткість ОРЕ України скоротилася на 8 % у натуральному виразі, проте зросла у 4 рази у вартісному. Озброєний воєнно-політичний конфлікт на сході України та окупація АРК обумовили різке скорочення РЕЕ у 2014–2015 рр. Місткість ОРЕ у 2015 р. складала лише 83 % від її рівня у 2013 р. та 3 роки поспіль, у 2015–2017 рр., демонструвала неухильну тенденцію до скорочення .

Хоча модель одностороннього обов'язкового енергетичного пулу можна визнати як конкурентну, більшість учасників ОРЕ підпадали під державне регулювання, а саме: генерація на АЕС, ГЕС і ГАЕС, ТЕЦ і зелена енергетика, а також магістральні електричні мережі та розподільні мережі. Останні два сегменти РЕЕ було визначено як національну та регіональні природні монополії, регулювання яких здійснювалося НКРЕКП відповідно до Закону України «Про природні монополії» від 20.04.2000 № 1682-III [66]. Конкуренція на ОРЕ

Таблиця 2.7

Динаміка функціонування РЕЕ України за моделі одностороннього енергетичного пулу у 2009–2018 рр.

Показник	Рік									
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Місткість оптового РЕЕ, ТВтг	152,5	166,6	172,3	176,3	172,1	161,6	142,0	137,6	135,6	140,2
млрд грн	52,9	67,7	87,2	101,5	105,5	111,9	135,5	162,3	178,0	210,1
Середньорічна оптова ціна продажу ЕЕ, грн/МВтг	347	406	506	576	613	693	954	1179	1313	1499
Євро/МВтг	31,9	38,6	45,6	56,1	57,8	44,1	39,4	41,7	43,7	46,6
Виробництво ЕЕ, ТВтг	156,6	171,0	176,6	180,5	176,3	165,8	144,1	141,3	142,3	146,1
млрд грн	47,12	61,61	80,84	93,94	97,77	103,77	119	145,65	160,6	194,32
Середньорічна оптова ціна купівлі ЕЕ, грн/МВтг	301	360	458	520	555	626	826	1031	1129	1330
Євро/МВтг	27,7	34,2	41,3	50,7	52,3	39,8	34,1	36,4	37,6	41,4
Експорт ЕЕ, ТВтг	4,1	4,2	6,5	9,8	9,9	11,1	3,6	4,0	5,2	6,2
млрд грн	1,89	1,88	3,78	5,86	6,03	8,76		6,14	8,14	11,2
Імпорт, ТВтг	0,29	0,3	0,46	0,53	0,8	1,11	2,91	0,77	0,48	0,3
Постачання за регульованим тарифом, ТВтг	134,1	145,75	146,45	146,04	139,58	125,8	119,63	119,85	117,17	117,51
млрд грн	44,83	57,13	70,99	80,23	81,95	82,41	107,95	137,56	148,76	168,62
Середньорічна ціна купівлі ЕЕ за регульованим тарифом, грн /МВтг	334	392	485	549	587	655	902	1148	1270	1435
Євро/МВтг	30,8	37,2	43,7	53,5	55,3	41,7	37,2	40,6	42,3	44,6
Постачання за нерегульованим тарифом, ТВтг	14,05	13,36	18,94	19,82	21,8	23,56	10,72	9,98	13,31	16,53
млрд грн	6,16	8,65	12,2	15,21	17,33	20,17	13,47	14,63	21,12	30,29
Середньорічна ціна купівлі ЕЕ за нерегульованим тарифом, грн /МВтг	438	647	644	767	795	856	1257	1466	1587	1832
Євро/МВтг	40,3	61,5	58,1	74,7	74,9	54,5	51,9	51,8	52,9	57,0

Джерело: складено за [59; 64]

виникала тільки між виробниками ЕЕ, що працювали за ціновими заявками – переважно між підприємствами ТЕС, а також, можливо, між іншими виробниками за рішенням Ради ОРЕ [58; 62; 67].

ТЕС щоденно до 10 год подавали погодинні цінові заявки і заявки робочої потужності для кожного енергоблоку, який міг би бути включений в роботу протягом 24 год (для газо-мазутного блоку 800 МВт –72 год). Цінова заявка відображала рівень цін, за якими виробник ЕЕ спроможний продавати ЕЕ на ОРЕ. Заявка робочої потужності відображала потенційну спроможність кожного блоку виробляти ЕЕ в кожний розрахунковий період наступної доби [58; 62]. Відбір цінових заявок і заявок робочої потужності проводився за комплексною процедурою, за результатами якої виробникам-переможцям централізованого аукціону встановлювалися різні види платежів: за відпущену ЕЕ, за відхилення фактичного виробітку від заданого графіка для створення резерву і виконання вимог системи, зменшення платежів блоку за порушення режиму роботи, за робочу потужність, за маневровість, за пуск блоку, за розвантаження нижче мінімально допустимого складу обладнання станції, додаткові платежі [58; 62].

За моделі одностороннього енергетичного пулу діяв середньозважений метод ціноутворення за заявленими цінами виробників ЕЕ, а сам ОРЕ фактично працював як ринок на добу наперед. Виробники ЕЕ, що працювали за ціновими заявками, надавали ДП «Енергоринок» розширений перелік даних, а останній повинен був врахувати також вимоги операційної безпеки енергосистеми, що дозволяє стверджувати, що він суміжно із ДП «НЕК Укренерго» виконував функції системного оператора.

Параметрична ідентифікація РЕЕ України за моделлю одностороннього енергетичного пулу дозволяє представити її модель за ключовими детермінантами формування (рис. 2.3).

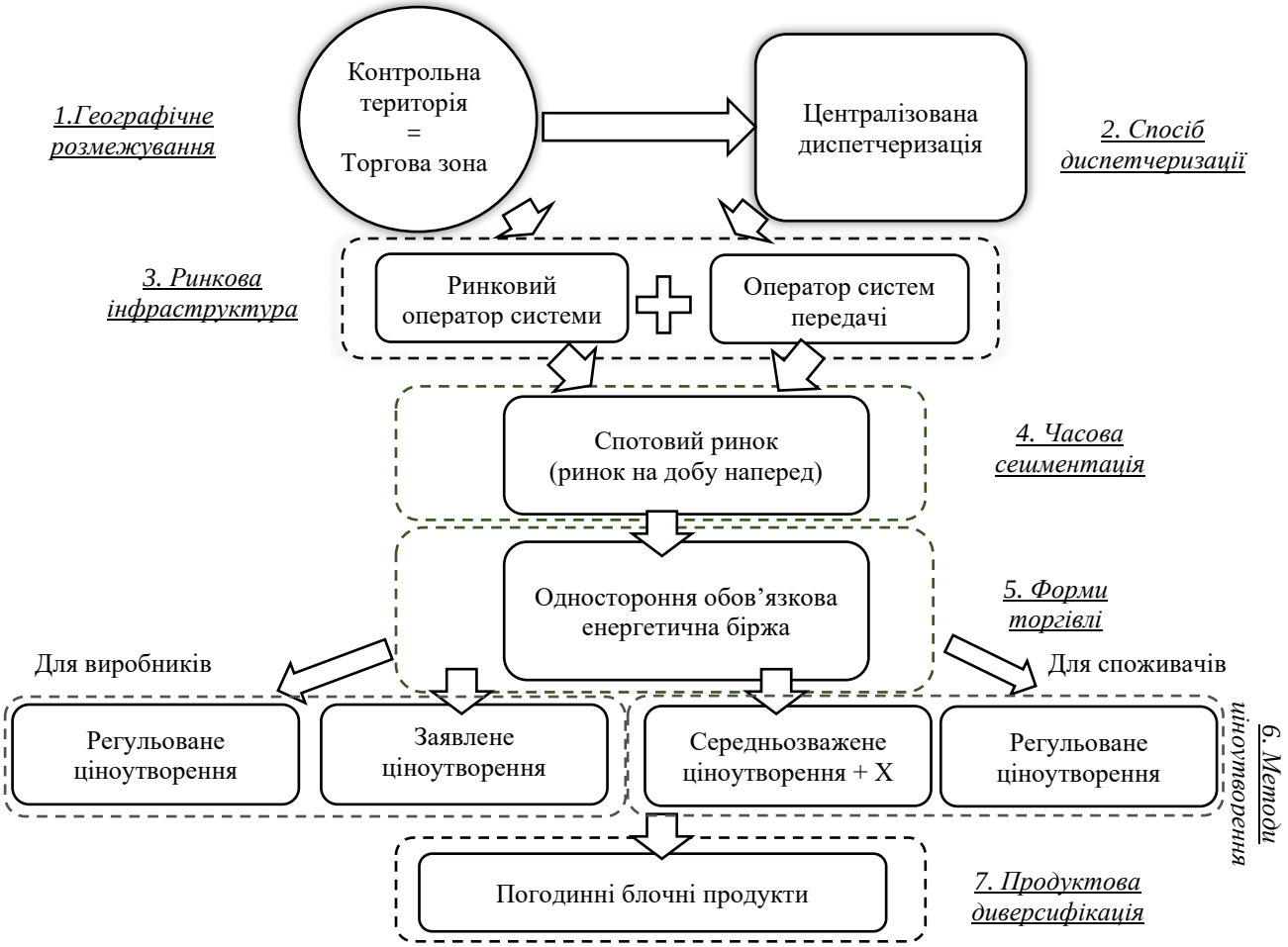


Рис. 2.3. **Ретроспективна модель РЕЕ України за одностороннього енергетичного пулу**

Джерело: авторська розробка на основі аналізу законодавства України

Отже, модель енергетичного пулу, яка діяла в Україні ще до середини 2019 р., мала низку недоліків, а саме:

1) переважно регульоване ціноутворення та цінову дискримінацію серед учасників ОРЕ та великий обсяг перехресного субсидування між ними;

2) непривабливість методів ціноутворення, а отже, відсутність стимулів для інвестування в оновлення та розвиток;

3) усунення споживачів від участі в ринкових процесах і відсутність спроможності в учасників ринку самостійно управляти графіками свого електроенергетичного навантаження;

4) вузька продуктова диверсифікація, що не відображала цінність ЕЕ у часі.

Водночас слід визнати і її здобутки, які дозволили забезпечити стабільність роботи ОЕС України:

1) здатність до системного управління попитом і пропозицією ЕЕ всієї ОЕС України;

2) близькість комерційних до фізичних потоків ЕЕ;

3) орієнтація до торгівлі ближче до реального часу;

4) виключно організований спосіб торгівлі ЕЕ;

5) спроможність згладжувати цінові диспропорції між різними типами електрогенерації.

Модель енергетичного пулу майже одразу була визначена як перехідна до вільного двостороннього конкурентного РЕЕ України. Наміри про перехід до європейської моделі конкурентного РЕЕ було проголошено ще у 2002 р. шляхом затвердження Концепції функціонування та розвитку РЕЕ України (постанова КМУ від 16.11.2002 р. № 1789), згідно з якою передбачалося створення двох сегментів ринку, а саме ринку двосторонніх договорів (РДД) та БР [75], що відповідало моделям організації оптового РЕЕ країн ЄС 20-річної давнини. Цією концепцією було заплановано чотирьохетапний перехід до повномасштабного конкурентного РЕЕ протягом 5 років, однак тільки у 2007 р. з'явився план заходів із реалізації Концепції 2002 р. (затверджений розпорядження КМУ від 28.11.2007 № 1056-р [76]). У подальшому ці заходи переносилися з року в рік та зрештою залишилися нереалізованими (Концепція та план заходів втратили чинність згідно Постанови КМУ від 23.09.2014 № 530 [77]). У 2013 р. Україна здійснила першу спробу імплементувати європейську модель шляхом прийняття Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24.10.2013 № 663-VII [78], однак переважна частина його положень залишилися нереалізованими.

Практичні кроки із лібералізації українського РЕЕ розпочалися у 2017 р.: 13.04.2017 р. був прийнятий, 08.06.2017 р. підписаний Президентом України та 11.06.2017 р. вступив в дію Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII (далі Закон України № 2019-VIII) [79], який повністю скасував

Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24.10.2013 № 663-VII [78] та поступово скасовував дію Закону України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР [56]. Європейська модель РЕЕ почала діяти в Україні з 01.07.2019 р. Однак окремі елементи моделі енергетичного пулу ще залишаються в дії: цінове регулювання АЕС та ГЕС, неповна відповідальність виробників ЕЕ з ВДЕ за небаланси, державне регулювання цін для побутових споживачів.

Лібералізація РЕЕ України була обумовлена необхідністю виконання її міжнародних зобов'язань перед Енергетичним співтовариством щодо імплементації acquis communautaire ЄС, передбачених Третім енергетичним пакетом [70]. Зокрема, Україна зобов'язалася привести у відповідність національне законодавство щодо таких нормативно-правових документів ЄС у сфері електроенергетики: Директиви 2009/72/ЄС про правила функціонування внутрішнього ринку електроенергії [80], а також Регламенту ЄС № 714/2009 стосовно умов доступу до мережі транскордонної передачі ЕЕ [82]. Третім енергетичним пакетом ЄС, який наразі впроваджує Україна, підкреслено необхідність вертикального анбандлінгу елементів електроенергетичної системи, надання права споживачу вибору постачальника ЕЕ, надання дозволів на будівництво та тендерні процедури вибору нових електрогенеруючих потужностей тощо [80; 82]. Однак ані директива 2009/72/ЄС, ані Регламент № 714/2009 не зобов'язують Україну впроваджувати конкретну модель конкурентного РЕЕ. Головне, щоб така модель передбачала відокремлення виробництва від передачі та розподілу – від постачання ЕЕ [72]. Зобов'язання щодо створення операторів ринку для забезпечення функціонування РДН та ВДР, а також БР з'явилося лише у Регламенті ЄС 2015/1222 та Регламенті ЄС 2017/2165, але ці документи у графіку імплементації acquis communautaire ЄС України відсутні [83; 84].

Однак, прагнучи інтегруватися до європейських енергетичних ринків, Україна прийняла на себе добровільне зобов'язання щодо лібералізації національного РЕЕ за європейською моделлю в основі.

Відтепер під РЕЕ в Україні розуміється «система відносин, що виникають між учасниками ринку під час здійснення купівлі-продажу ЕЕ та/або допоміжних послуг, передачі та розподілу, постачання ЕЕ споживачам» [79]. Мета реформування нового РЕЕ, прописана у преамбулі Закону № 2019-VIII, полягає у «забезпеченні надійного та безпечного постачання ЕЕ з урахуванням інтересів споживачів, розвитку ринкових відносин, мінімізації витрат на постачання ЕЕ та мінімізації негативного впливу на навколишнє природне середовище» [79]. Ст. 3 Закону № 2019-VIII визначено принципи функціонування РЕЕ, однак багато з них (незмінних позицій або правил поведінки) є похідними від інших (тобто є безсистемними та надлишковими).

Згідно з Законом № 2019-VIII суттєвого розширення набув перелік учасників РЕЕ України. Відповідно до ст. 1 цього Закону «учасник РЕЕ – виробник, електропостачальник, трейдер, оператор систем передачі (ОСП), оператор систем розподілу (ОСР), оператор малої системи розподілу, оператор ринку (ОР), гарантований покупець і споживач, які провадять свою діяльність на РЕЕ» [79]. В цілому наведений у [79] перелік учасників РЕЕ відповідає європейській моделі РЕЕ, за істотним виключенням – відсутність визначення кваліфікованого споживача. Усі учасники РЕЕ України є ліцензіатами (оператори генеруючих потужностей від 5 МВт) та підпадають під регулювання НКРЕКП. Міністерство енергетики України є центральним органом державного регулювання, що покликаний формувати і реалізовувати стратегічні та тактичні заходи з розвитку електроенергетики, а НКРЕКП є незалежним державним енергетичним регулятором, що здійснює оперативне державне регулювання, моніторинг та контроль за діяльністю діяльності з виробництва, передачі, розподілу, постачання ЕЕ (згідно з Законом від 22.09.2016 № 1540-VIII [63]).

На РЕЕ України передбачено функціонування чотирьох продуктових сегментів: товарного РЕЕ, ринку потужностей (РП), ринку пропускної потужності (РПП) та ринку допоміжних послуг (РДП) (табл. 2.8). Нова модель товарного РЕЕ України передбачає організацію чотирьох його сегментів, де

виділяються один неорганізований – ринок двосторонніх договорів (РДД), а також три організовані сегменти (РДН, ВДР та БР), узагальнену характеристику яких наведено у табл. 2.8 та на рис. 2.4.

Таблиця 2.8

Продуктові сегменти РЕЕ України

Продуктовий сегмент	Продукт
Товарний РЕЕ – неорганізовані та організовані сегменти торгівлі ЕЕ як товаром, зокрема РДД, РДН, ВДР та БР	ЕЕ – енергія, що виробляється на об'єктах електроенергетики і є товаром, призначеним для купівлі-продажу
РПП – явні аукціони, за якими надається доступ до пропускної спроможності та визначається ціна за цей доступ, за винятком купівлі-продажу ЕЕ	Доступ до пропускної спроможності міждержавних перетинів – право на використання пропускної спроможності міждержавних перетинів з метою експорту та / або імпорту ЕЕ
РДП – система відносин, що виникають у зв'язку з придбанням ОСП допоміжних послуг у постачальників допоміжних послуг (ПДП)	Допоміжні послуги – послуги, які ОСП закуповує у ПДП для забезпечення сталої і надійної роботи ОЕС України та якості ЕЕ відповідно до встановлених стандартів
РП – конкурсні процедури на будівництво нових ГП та виконання заходів з управління попитом	Послуга із забезпечення розвитку ГП – заходи з будівництва нової ГП, проведення реконструкції (модернізації) діючої ГП, що здійснюються учасниками ринку, визначеними за результатами конкурсу

*Джерело: складено за [79; **Ошибка! Источник ссылки не найден.**]*

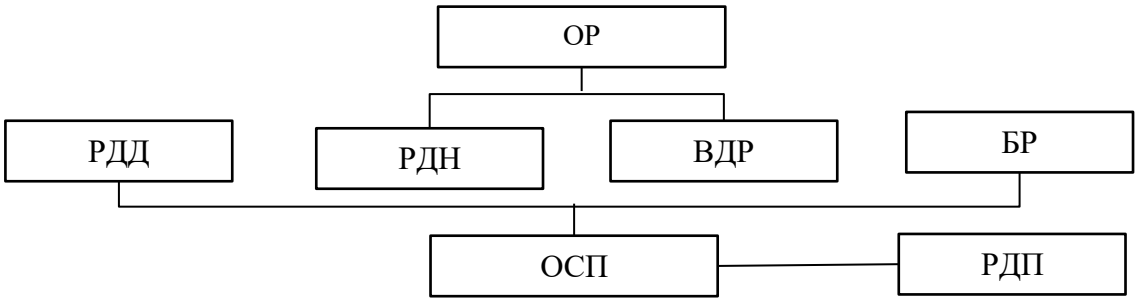


Рис. 2.4. **Узагальнена схема організації товарного РЕЕ України**

Джерело: складено за [59]

Закон № 2019-VIII визначає норми функціонування РЕЕ України, встановлюючи свободу вибору контрагентів на РДД та монополії ОР на РДН і ВДР, а ОСП – на БР. Кожен часовий сегмент ринку має відмінні характеристики, обумовлені цілями його функціонування (табл. 2.9).

Таблиця 2.9

Визначальні характеристики сегментів товарного РЕЕ України за конкурентної моделі

Сегмент РЕЕ	Метод ціноутво-рення	Оператор ринку	Форма договору	Строк дії договору
РДД – купівля-продаж ЕЕ між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання ЕЕ споживачу (ст. 66)	Довільне	ОСП в особі адміністратора розрахунків / Особа, яка професійно організовує операції з оптовими енергетичними продуктами	Довільна форма та на умовах за домовленістю сторін	Максимальний встановлює НКРЕКП, але не менш 6 міс.
РДН – сегмент РЕЕ, на якому здійснюється купівля-продаж ЕЕ на наступну за днем проведення торгів добу (ст. 67)	Маржи-нальне ціноутво-рення	Монопольний ОР	Типова форма договору між ОР та учасником торгів, яка є невід'ємною частиною правил РДН та ВДР	Доба, наступна за днем проведення торгів
ВДР – сегмент РЕЕ, на якому купівля-продаж ЕЕ здійснюється безперервно після завершення торгів на РДН та впродовж доби фізичного постачання ЕЕ (ст. 67)	Заявлене ціноутво-рення			Доба фізичної поставки
БР – ринок, організований ОСП з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та енергії, необхідних для балансування в реальному часі, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів ЕЕ (ст. 68)	Маржи-нальне ціноутво-рення за функцією мінімі-зації витрат на балансу-вання	ОСП	Типовий договір між учасниками БР та ОСП	У межах розрахункових періодів поточної доби

*Джерело: складено за [79; **Ошибка! Источник ссылки не найден.**]*

Пізніше ПрАТ «НЕК Укренерго» було впроваджено зональний підхід до географічного розмежування РЕЕ України, згідного з яким територію України поділено на 2 торгові зони для купівлі-продажу ЕЕ [85]:

1) торгову зону «Об'єднана енергетична система України» (далі – ТЗ ОЕС Україна), яка залишалася синхронізованою з енергосистемами країн СНД до 24.02.2022 р.;

2) торгову зону «Бурштинський острів» (далі – ТЗ БуОс), яку було вже синхронізовано з енергосистемами європейських країн до лібералізації РЕЕ України.

Із 24.02.2022 під час першого етапу синхронізації з ENTSO-E та внаслідок російського вторгнення в Україну торгові зони були об'єднані, та наразі в Україні працює лише 1 торгова зона ТЗ ОЕС України (BZN UA-IPS).

Особливості функціонування окремих сегментів наведено далі.

Прийнявши Закон України № 2019-VIII, Україна вирішила створити строковий РЕЕ у формі ринку двосторонніх договорів (РДД), згідно з яким «двосторонній договір – це договір купівлі-продажу ЕЕ, укладений між двома учасниками ринку поза організованими сегментами ринку, крім договору постачання ЕЕ споживачу» [79]. Відповідно до ст. 66 цього Закону учасники ринку мають право вільно обирати контрагентів за двосторонніми договорами, укладати ці договори у довільній формі та на умовах, а «регулятор має право встановлювати максимальний строк дії двосторонніх договорів, який не може бути меншим за 6 місяців» [79]. Таким чином, у законодавстві України ототожнюється строковий РЕЕ із позабіржовим форвардним РЕЕ, що функціонує на неорганізованій основі, та учасники можуть визначати на основі закритих домовленостей обсяги та ціну купівлі-продажу ЕЕ та лише зобов'язані повідомляти ОСП законтрактовані узгоджені обсяги.

Прийнята нормативно-правова база функціонування РДД ґрунтується на: Правилах ринку, затверджених постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [86]; а також інших Правилах та Кодексах, на які містяться відсилочні норми у вищезазначеній постанові. Систематизація положень Постанови НКРЕКП «Про затвердження правил ринку» дозволила сформувати алгоритм функціонування РДД в Україні (Додаток Д, рис. Д.1).

Особливостями двосторонньої торгівлі на РЕЕ України є такі [87; 88]:

– постачальники ЕЕ покривають більшість своїх потреб;

– регулятор не має права втручатися у ціноутворення та взаємовідносини учасників РДД;

– будь-який зареєстрований учасник має право здійснювати операції купівлі-продажу ЕЕ на РДД;

– постачальники ЕЕ мають право укладати прямі двосторонні договори з виробниками на умовах, які є предметом домовленості сторін, у тому числі з фіксацією ціни на тривалий термін.

Початково фактична реалізація положень функціонування РДД обумовила його фрагментування на декілька сегментів:

неорганізований, де приватні виробники ЕЕ продавали її різним оптовим покупцям, повідомляючи ОСП лише узгоджені обсяги, тоді як ціни залишалися предметом закритих домовленостей;

спеціальні сесії, де через електронні аукціонні платформи торгувалася ЕЕ виробників державної форми власності;

комерційній сесії, де інші приватні учасники ЕЕ могли проводити строкову торгівлю в біржовій формі;

спеціалізований для забезпечення загальнодоступних інтересів;

спеціалізовані сесії купівлі-продажу «зеленої» ЕЕ.

Однак із 01.09.2021 р. внаслідок розгортання європейської газової кризи було впроваджено тимчасову норму та всю строкову торгівлю виробленою ЕЕ в Україні перенесено на майданчик УЕБ [89]. Із 08.07.2022 ці принципові зміни стали постійними і відтоді весь продаж ЕЕ за двосторонніми договорами здійснювався виключно на електронних аукціонах [90]. Отже, було усунуто основну маніпулятивну складову довоєнного РЕЕ України – закриті цінові домовленості.

Таким чином, строковий РЕЕ в Україні трансформувався від неорганізованої форми позабіржової торгівлі до організованої форми біржової торгівлі через впровадження електронних аукціонів. Внаслідок цього, попри збереження номінальної назви "РДД", ринок фактично став біржовими. Такі аукціони можуть проводитися особами, які професійно організовують операції з оптовими енергетичними продуктами, зокрема на організованих торговельних майданчиках, товарних біржах, електронних аукціонах, торгових платформах,

відповідно до вимог законодавства [91].

На електронних аукціонах передбачено такі види торгів [92]:

1) залежно від кількості учасників – односторонній аукціон, ініціатором якого є лише 1 продавець та необмежена кількість покупців, та двосторонній аукціон, на якому одночасно може брати участь необмежена кількість продавців і покупців ЕЕ;

2) залежно від ініціатора торгів – аукціони на купівлю або на продаж;

3) залежно від напряму руху ціни (технології проведення аукціону) – на підвищення ціни, на зниження ціни, з уторгуванням ціни – з можливістю підвищення та зниження ціни. Основним методом ціноутворення є відкриті торги на підвищення, але нерідко використовується метод зустрічних пропозицій (цінових обмежень не існує);

4) залежно від строку дії та режиму навантаження:

стандартні продукти: денні, тижневі, місячні, квартальні, річні, базового, позапікового та пікового навантаження;

індивідуальні блочні продукти, в яких графік поставки ЕЕ визначається ініціатором аукціону;

5) залежно від методу ціноутворення: за фіксованою ціною, яка визначена за результатами торгів, або за коефіцієнтом, який визначається до базисної ціни на окремому сегменті РЕЕ.

Організатором електронних аукціонів на РДД є лише Українська енергетична біржа (УЕБ), яка є наразі єдиною професійною особою, яка організовує операції з оптовими енергетичними продуктами на строковому РЕЕ України.

Первинним нормативно-правовим документом, який регулює функціонування спотових сегментів РЕЕ в України, є також Закон України № 2019-VIII, згідно з яким до спотових сегментів можна віднести РДН та ВДР [79]. У ст. 67 Закону України № 2019-VIII передбачено функціонування єдиних РДН та ВДР, для їх оперування було створено монопольного оператора ринку в особі АТ «Оператор ринку». Основна відмінність, окрім часових меж торгівлі

ЕЕ, між цими двома сегментами полягає у методах ціноутворення: якщо ціна РДН визначатиметься за методом маржинального ціноутворення на основі агрегованого балансу попиту та сукупної пропозиції ЕЕ, то ціна ВДР – за заявленою ціною [79]. Тобто фактично Закон України № 2019-VIII затверджує аукціонний підхід та сліпі торги на РДН та безперервні сліпі торги на ВДР. Систематизація нормативно-правових положень вторинного законодавства РЕЕ України, визначених у Правилах ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 [93]) та Правилах ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 р. [86]), дозволяє представити алгоритми функціонування цих часових сегментів (рис. Д.2 та рис. Д.3) та визначити їх особливості (табл. 2.10).

Таблиця 2.10

Особливості торгівлі на РДН і ВДР України

Характеристика	Часові сегменти	
	РДН	ВДР
Періодичність торгів	1 раз на добу, 365 днів на рік	цілодобово, 365 днів на рік
Торговельні контракти	Погодинні – 256 заявок	
Відкриття воріт	За 7 календарних днів до фізичної доби постачання	15:00 Д-1
Закриття воріт	12:00 Д-1 за українським часом	За 60 хв до фізичного постачання
Механізм ціноутворення	Закритий аукціон	Безперервні торги
Метод ціноутворення	Маржинальний	За заявленою ціною
Діапазон цін	від 10 грн /МВтг до 50000 грн / МВтг	
Час оприлюднення результатів торгів РДН	Д-1 14:00	Д+1 14:00
Мінімальний крок ціни та обсягу	0,01 грн, 0,001 МВт	
Кліринг та врегулювання	уповноважений банк	
Зони передачі	Укренерго в особі ОСП	

Джерело: складено за [93]

Необхідними умовами участі в торгах РДН та ВДР в Україні є [86; 93]: укладання договору про врегулювання небалансів ЕЕ між учасниками ринку та ОСП; укладання договорів про участь у РДН та/або ВДР між учасниками та ОР; відкриття рахунку ЕСКРОУ в уповноваженому банку.

На етапі впровадження європейської моделі РЕЕ в Україні із метою убезпечення від стрімкого та неконтрольованого зростання цін на ЕЕ НКРЕКП

було прийнято рішення щодо верхній цінових обмежень цін на рівні максимальної середньоарифметичної погодинної оптової ринкової ціни ЕЕ з урахуванням дотаційних сертифікатів у березні – травні 2019 року для відповідних режимів навантаження для РДН та ВДР. Згодом на тлі зовнішніх (пандемія Covid-19 та європейська енергетична криза) і внутрішніх (обмежень доступності вугільних енергоблоків за умов бурхливого розвитку ВДЕ) екстерналій, цінові обмеження на РЕЕ України неодноразово підіймалися. Загальну динаміку зміни цінових обмежень на РДН та ВДР України можна прослідкувати у табл. 2.11.

Таблиця 2.11

Цінові обмеження на РДН і ВДР України

Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1/7/ 2019	Max - 959,12									Max - 2048,23														
1/3/ 2020	Max - 959,12									Max - 2048,23														
31/7/2 020	Max - 1228,94									Max - 2048,23														
1/8/ 2021	Max - 2000									Max - 4000														
28/2/ 2022	Min – 1378,97 Max - 2000									Min – 2646,25 Max - 4000														
30/6/2 023	Max - 3000									Max - 5600													Max - 7200	
30/11/ 2023	Max - 3000								56 00	Max - 6900			Max - 5600								Max - 7500			
1/6/ 2024	Max - 5600								Max - 6900				Max - 5600								Max - 9000			

Джерело: складено за [94]

На час старту РЕЕ єдиним пропонованим продуктом на РДН і ВДР були прості погодинні контракти на ЕЕ. Однак, спираючись на пп. 1.8 Розділу 3 Постанови НКРЕКП від 14.03.2018 № 308 щодо можливості впровадження нових типів заявок [93], АТ «Оператор ринку» із січня 2020 р. запустив також прості блочні заявки [94], профільовані блочні заявки. На початку 2021 р. оператор ринку презентував ще 2 типи заявок: гнучку (без зазначення розрахункового періоду) та зв’язану блочні заявки (акцепт окремої блочної заявки залежить від акцепту інших простих блочних заявок). Однак за рішенням НКРЕКП

використання всіх блочних заявок на ВДР (Постанова НКРЕКП від 17.06.2020 №1117) та РДН (Постанова НКРЕКП від 06.08.2021 №1296) було припинено [95; 96].

Згідно з Законом № 2019-VIII, БР визначено як ринок, організований ОСП з метою забезпечення достатніх обсягів електричної потужності та ЕЕ, необхідних для балансування в реальному часі обсягів виробництва та імпорту, а також споживання та експорту ЕЕ, врегулювання системних обмежень в ОЕС України, а також фінансового врегулювання небалансів ЕЕ [79]. Основними учасниками БР є постачальники послуг балансування (ППБ), балансуючі групи (БГ) та сторони, відповідальні за баланс (СВБ). Згідно зі ст. 68 цього Закону в Україні функціонує єдиний БР. На БР ОСП здійснюються: по-перше, купівля та продаж балансуючої енергії для забезпечення відповідності обсягів попиту та пропозиції у межах поточної доби; по-друге, продаж ЕЕ СВБ з метою врегулювання небалансів. Виробники та споживачі ЕЕ – ППБ, зобов'язані надавати послуги з балансування на підставі укладеного з ОСП договору (за типовою формою) про участь у БР [79].

Для балансування попиту та пропозиції ЕЕ та/або врегулювання системних обмежень в режимі реального часу ППБ заздалегідь подає ОСП свої пропозиції (заявки) щодо збільшення (зменшення) навантаження з метою продажу/купівлі ЕЕ на БР. ОСП ж надає ППБ команди на збільшення (зменшення) їхнього навантаження за визначений часовий інтервал до фізичної поставки ЕЕ, здійснюючи на ринкових засадах відбір відповідних пропозицій (заявок). Відбір цих заявок здійснюється з урахуванням необхідності забезпечення сталої та надійної роботи ОЕС України та мінімізації витрат на балансування обсягів виробництва та споживання ЕЕ. Команда ОСП ППБ на збільшення (зменшення) навантаження є прийняттям (акцептом) його заявки на БР ОСП та підставою зміни його акцептованого добового графіка ЕЕ, та визначає взаємні зобов'язання ОСП та ППБ з купівлі-продажу відповідного обсягу ЕЕ на БР [79].

За результатами роботи БР за відповідну добу на підставі даних ОСП (також в якості АКО) адміністратор розрахунків розраховує платежі СВБ та ППБ

за ЕЕ, ціни небалансу ЕЕ, а також обсяги небалансів ЕЕ учасників ринку і відповідні платежі, а також виставляє відповідні рахунки для учасників БР. Участь у інших сегментах РЕЕ (РДД, РДН, ВДР) можлива лише у випадку входження / створення СВБ, а також укладання з ОСП договору про врегулювання небалансів ЕЕ [86; 93].

Основним актом вторинного законодавства, що регулює БР, є Правила ринку, затверджені постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 307 [93], систематизація положень яких дозволяє представити алгоритм його функціонування (рис. Д.4).

Оператор БР в особі ОСП за основу свого функціонування приймає зобов'язання генеруючої одиниці/диспетчеризованого навантаження відповідно до остаточних повідомлень фізичного відпуску/відбору та графіків виробництва, поданих одразу після закриття ВДР. Інтервал одиниці реального часу (ОРЧ) для БР складає 15 хвилин. Участь у БР обов'язкова для всіх ППБ, які управляють генеруючими одиницями, в обсягах усієї залишкової доступної потужності для забезпечення балансуючої ЕЕ на завантаження та розвантаження незалежно від факту продажу (непродажу) будь-якого типу резерву. Для диспетчеризованого навантаження участь у БР добровільна та виникає лише, якщо воно обране для надання резервів. У цьому випадку ці ППБ зобов'язане подавати на БР пропозиції на балансуючу ЕЕ, що відповідають обсягам обраного резерву. ППБ зобов'язані подавати пропозиції на балансуючу ЕЕ ОСП по кожній генеруючій одиниці / для кожного диспетчеризованого навантаження, якими вони оперують та які мають технічну можливість змінювати свої графіки виробництва / споживання відповідно до вимог ОСП для надання послуг з балансування. Пропозиції на балансуючу ЕЕ є пропозиціями щодо відхилень від графіка виробництва / споживання на збільшення або зменшення навантаження [86].

ППБ повинні подавати розділені по розрахункових періодах пропозиції на балансуючу ЕЕ на БР для двох напрямків: на завантаження та на розвантаження. Кожен крок має містити обсяг балансуючої ЕЕ на завантаження / на розвантаження та ціну пропозиції. Пропозиції на балансуючу ЕЕ визначаються

як [86]:

1) для генеруючих одиниць як:

– на завантаження – як різниця між доступною генеруючою потужністю, що залишилась, та графіком його виробництва;

– на розвантаження – дорівнює графіку виробництва (до нульового відпуску).

Покрокова функція балансуючої ЕЕ на завантаження / розвантаження повинна включати до десяти кроків, причому ціна балансуючої ЕЕ для кожного наступного кроку не повинна бути меншою / більшою за ціну попереднього кроку [86]. Результати БР складаються з:

1) прийнятих пропозицій на балансуючу ЕЕ на завантаження та на розвантаження ППБ за ОРЧ, на основі яких будуть видані диспетчерські команди з метою збалансування ОЕС;

2) маржинальної ціни по ОРЧ на балансуючу ЕЕ на завантаження та на розвантаження.

Маржинальні ціни на балансуючу ЕЕ на завантаження / розвантаження визначаються для кожної ОРЧ на рівні найвищої / найнижчої ціни акцептованої пропозиції на балансуючу ЕЕ. Основані на ОРЧ маржинальні ціни балансуючої ЕЕ визначаються в кожній зоні для кожної ОРЧ як [86]:

1) маржинальна ціна балансуючої ЕЕ на завантаження активується, коли система в зоні має дефіцит;

2) маржинальна ціна балансуючої ЕЕ на розвантаження активується, коли система в зоні має профіцит;

3) коли сума кількості ЕЕ прийнятих пропозицій на балансуючу ЕЕ на збільшення виробництва (або для зменшення відбору) в зоні дорівнює сумі кількості ЕЕ прийнятих пропозицій на зменшення виробництва (або для збільшення відбору) в зоні або якщо всі активовані пропозиції на балансуючу ЕЕ були позначені як такі, що вирішують обмеження системи в зоні, тоді маржинальна ціна балансуючої ЕЕ цієї ОРЧ буде обчислюватись на основі середньої ціни ОРЧ відповідно до того самого часу доби або за 3 попередні

робочі дні, якщо ОРЧ знаходиться в розрахунковому періоді у робочий день, або за 3 попередні вихідні дні, якщо ОРЧ знаходиться у розрахунковому періоді у вихідний день [86].

АР використовує систему управління ринком для здійснення відповідного обчислення для дебетування і кредитування ринкових рахунків учасників ринку за балансуючу ЕЕ. Розрахунки за небаланси ЕЕ включають обчислення [86]:

1) небалансів ЕЕ кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня;

2) кредиту та дебету за небаланси ЕЕ для кожної СВБ для кожного розрахункового періоду торгового дня.

Таким чином, БР в Україні, як і РДН, функціонує за методом маржинального ціноутворення. Однак, на відміну від останнього, представляє односторонню енергетичну біржу, обов'язкову для ППБ, де ПрАТ «НЕК Укренерго» в особі ОСП закуповує балансуючу ЕЕ у ППБ для підтримання сталості роботи енергосистеми, виставляючи згодом ціну небалансів учасникам за відхилення фактичного графіку від номінованого. Функціонує БР за моделлю самодиспетчиризації, де всі ППБ мають подавати ОСП свої заявки-пропозиції за двома стандартизованими продуктами: на розвантаження та на завантаження, а ОСП, своєю чергою, на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат на балансування їх акцептує, видаючи ППБ диспетчерські команди.

У 2024 р. Енергетичне співтовариство значно понизило оцінку прогресу впровадження реформ на РЕЕ України із 77 % у 2023 р. до 46 % у 2024 р. (довоєнний рівень у 2021 р. становив 51 %), що свідчить про регрес у ключових його складових, зокрема для оптового РЕЕ з 77 % до 46 %, довоєнний рівень якого складав 60 % [99; 101]. Серед основних проблем, які перешкоджають розвитку конкуренції на оптовому рівні в 2024 році, визначено [99; 101]:

1) відсутність транспозиції норм Четвертого енергопакета щодо інтеграції РЕЕ, зокрема Регламентів ЄС 2019/941, 2019/942, 2019/943 та Директиви ЄС 2019/944;

2) відсутність офіційного призначення номінованого оператора РЕЕ

(NEMO), що є наслідком невідповідної транспозиції відповідного Регламенту ЄС 2015/122;

3) невідповідність національних умов та положень щодо функціонування балансуючого ринку Регламенту ЄС 2017/2195;

4) численні та часті регулятивні втручання та суворі цінові обмеження (price caps) на організованих сегментах ринку;

5) збереження цінових обмежень на допоміжні послуги, включаючи балансуючу потужність, на рівнях 2022 року або на основі фактичних витрат.

Серед основних здобутків РЕЕ України у 2023 р. стала імплементація Регламенту 1227/2011 (REMIT) щодо доброчесності та прозорості на оптовому енергетичному ринку, і у 2024 р. тривало його впровадження під керівництвом НКРЕКП [99; 101].

На додаток до висновків Енергетичного Співтовариства можемо зазначити, що відсутність глибокого розуміння ключових детермінант формування конкурентного РЕЕ в Україні призвело до викривлення європейської моделі [100]:

1) існує плутанина між часовими границями та торговими формами;

2) можливості для організації строкового фінансового ринку не передбачені;

3) статус приватних енергетичних бірж (зокрема, УЕБ) залишається невизначеним;

4) державні компанії були усунені із конкурентного РЕЕ;

5) обмеження цін створюють значне маніпулювання цінами на ЕЕ.

Таким чином, існуючу модель ринку електроенергії України доцільно назвати квазіконкурентною, оскільки вона далека від єдиної європейської моделі, має кардинальні недосконалості та обмежує конкуренцію (рис. 2.5).

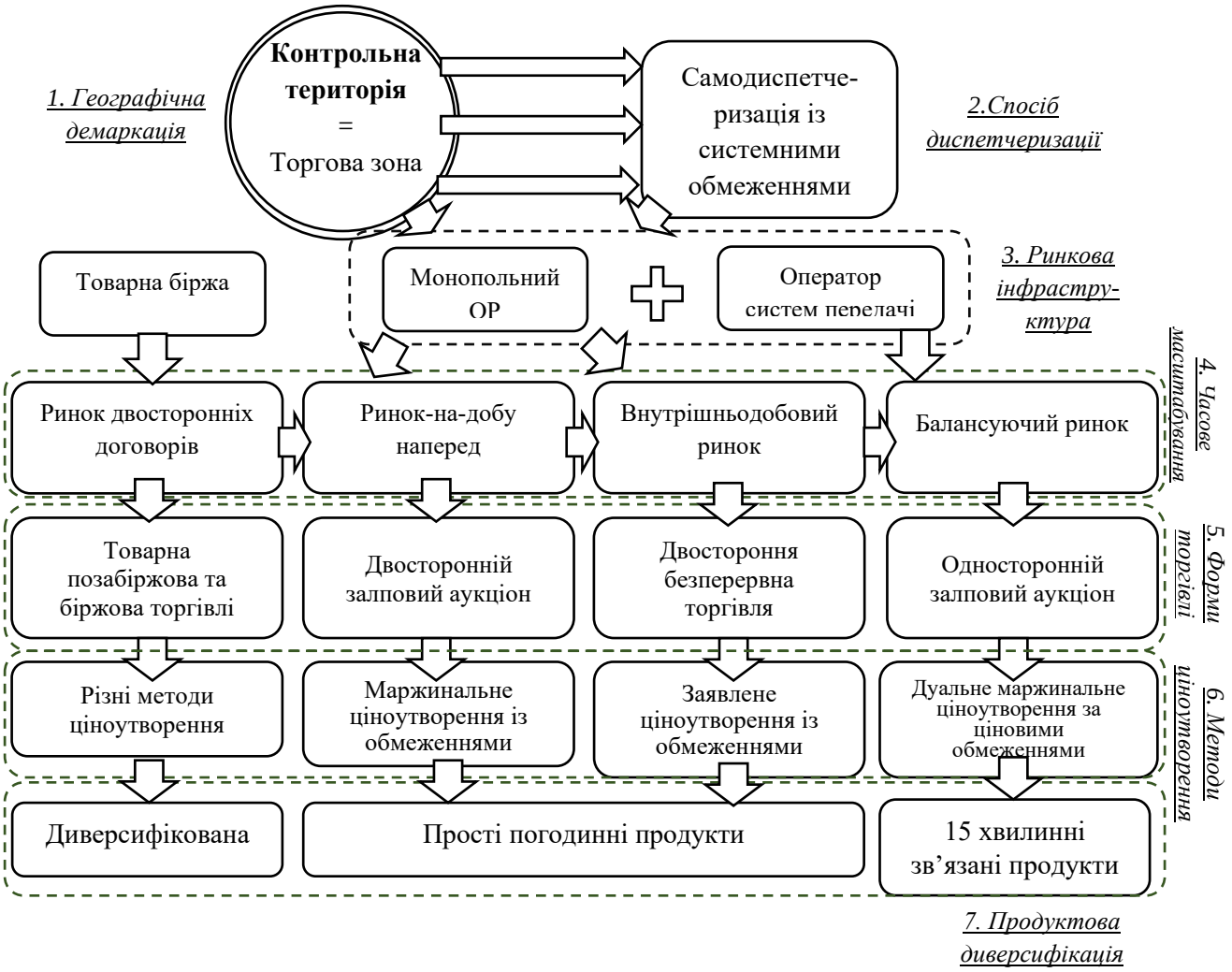


Рис. 2.5. **Проєвропейська модель українського РЕЕ**

Джерело: розроблено автором [24]

Для виправлення квазіконкурентної моделі РЕЕ України та наближення її до європейської необхідно враховувати вимоги транс'європейського законодавства ЄС, специфіку національної електроенергетичної системи та успішні практики впровадження конкурентного РЕЕ у світі.

2.3. Ринкові механізми підтримки розвитку електроенергетики в Європі та Україні

Ключову роль у забезпеченні надійності електропостачання в середньо- та довгостроковій перспективі відіграють Механізми винагороди за потужність

(МВП) – від англ. Capacity Remuneration Mechanisms (CRM). Це інструменти, які компенсують виробникам ЕЕ (або іншим учасникам ринку – операторам установок зберігання, систем управління попитом, пропускних потужностей) доступність / адекватність їхніх потужностей. Основна мета таких механізмів — гарантувати безпеку електропостачання. Потреба в таких механізмах виникає через те, що товарні РЕЕ часто не стимулюють достатні інвестиції у генерацію (що відомо як «проблема відсутніх грошей»), а швидке зростання частки ВДЕ збільшує потребу в резервних і гнучких ресурсах для балансування електроенергетичної системи. Існують кілька типів МВП, серед яких прямі платежі за потужність, стратегічні резерви та ринки потужностей (РП), опціони надійності – табл. 2.12. РП є більш вузьким поняттям порівняно з МВП загалом, оскільки є одним із їхніх типів. Однак саме вони є конкурентною формою надання винагороди, де ціна на потужність часто визначається на ринку [102; 103].

Таблиця 2.12

Типи механізмів винагороди за потужність

Назва МВП	Короткий опис механізму	Країни
Стратегічний резерв	Електростанції відбираються урядом, не беруть участі в РЕЕ та включаються в роботи системним оператором лише під час дефіциту ЕЕ. Потужність утримується поза ринком і активується лише за необхідності	Австрія, Німеччина, Фінляндія, Швеція
Прямі платежі за потужність	Держава приймає рішення щодо включених генераторів, необхідного обсягу ГП, розміру та тривалості платежів. Зазвичай відібрані ГП продовжують свою звичайну участь РЕЕ	Греція, Іспанія, Португалія
Ринок потужностей	Встановлення ціни на потужність делегується ринковим операторам, часто через централізовані аукціони або децентралізовані зобов'язання. Оператор закуповує необхідну потужність на наступні роки	Бельгія, Франція, Польща, Велика Британія, Литва
Опціони надійності	Фінансовий інструмент; оператори потужностей отримують премії за опціони на основі очікуваних годин дефіциту та власної кредитної потужності. Якщо виробник ЕЕ виробляє менше своєї кредитної потужності під час дефіциту, він має купувати відсутню електроенергію на спотовому ринку за ціною VOLL	Італія, Ірландія.

Джерело: складено автором за [103–108]

Таким чином, РП різних моделей вже функціонують в 5 країнах ЄС та Великій Британії, відображаючи національні пріоритети, структуру енергосистем та підходи до забезпечення безпеки електропостачання. Ще в 2 країнах РП функціонують за фінансовою формою.

Ринок потужностей (РП) Великої Британії було запроваджено у 2014 р. [103; 106], який відтоді функціонує як централізований щорічний аукціон, спрямований на забезпечення достатніх генеруючих потужностей для безпеки енергопостачання. Аукціони проводяться на 4 роки вперед із контрактами від 1 до 15 років [106].

Французький РП, схвалений у 2016 р., функціонує за децентралізованою моделлю, де постачальники мають зобов'язання щодо потужності через сертифікати. Для стимулювання нових інвестицій передбачено довгострокові контракти на потужність до 7 років. Відмінністю цього РП є те, що в ньому також можуть брати участь виробники ЕЕ з ВДЕ, які отримують підтримку за схемою «зелених» премій (feed-in premium), якщо еквівалентна сума підтримки, що відповідає доходам від ринку потужностей, не враховується [103; 106].

Ірландський РП запроваджений у 2007 р. як частина єдиного РЕЕ, функціонує за схемою опціонів надійності. Ринок відкритий для всіх операторів управління попитом і потужності, включаючи виробників ЕЕ з ВДЕ. Особливістю цього ринку є автоматичне зменшення суми підтримки ВДЕ на величину доходів, отриманих на інших товарних сегментах ринку [106; 107].

Італійський РП, схвалений у 2018 р., працює за централізованою моделлю також для опціонів надійності, де учасники мають обрати між участю в РП або отриманням іншої ринкової підтримки, включаючи механізми для ВДЕ [103; 105; 106].

Польський РП, схвалений у 2018 р., функціонує за загальноринковим механізмом винагороди за потужність, що прийшов на зміну стратегічному резерву. Він відкритий для всіх операторів потужності та управління попитом, але несумісний із підтримкою ВДЕ (учасники мають відмовитися від підтримки ВДЕ) [103].

Німецька модель РП базується на системі резервів, а не на повноцінному РП [105; 106]. У 2016 р. був схвалений резерв потужності, який функціонує як тендерний механізм для виробників ЕЕ, що ще не є частиною загального РЕЕ, для стимулювання нового будівництва [106]. Німеччина розглядає ринок системних резервів як перехідний, очікуючи, що в майбутньому товарний РЕЕ забезпечить достатні стимули для інвестицій [105].

Бельгія запровадила РП у 2021 р. [103], поступово перейшовши від моделі стратегічного резерву, що діяла з 2014 р. [103; 106]. Участь виробників ЕЕ з ВДЕ у РП обмежена: лише установки, які не отримують підтримку через схеми зелених сертифікатів або регіональні заходи, можуть брати участь [103].

Серед основних проблеми розвитку РП в європейському просторі виділяються такі.

1. Конфлікт викопної електрогенерації із генерацію ЕЕ на основі ВДЕ. Складність ефективного залучення ВДЕ до РП, зокрема через специфічні правила участі, вимоги до надійності та необхідність узгодження з існуючими схемами підтримки ВДЕ [103]. Так, при високій частці ВДЕ можуть суттєво збільшувати ризики для виробників ВДЕ та стримувати їх розвиток [108]. Аукціонні механізми на РП можуть надавати вищу інвестиційну привабливість вуглецевим технологіям газової електрогенерації порівняно з ВДЕ [104], а технологічно нейтральні РП можуть недостатньо стимулювати розвиток гнучких ГП, які критично необхідні для балансування енергосистеми з високою часткою ВДЕ [106].

2. Спотворення транскордонної торгівлі ЕЕ та цін в рамках Єдиного європейського енергопростору. Платежі, отримані на РП, впливають на цінові заявки операторів потужностей на товарному РЕЕ, що змінює конкурентні умови порівняно з сусідніми країнами, де діють виключно товарні РЕЕ [106]. Спостерігається ефект зниження пікових цін на ЕЕ в країнах з РП, що дає переваги для експортної торгівлі до сусідніх країн з високими цінами на ЕЕ [106]. Тоді як дозвіл на імпорт ЕЕ може знижувати ціни на внутрішньому РЕЕ, створюючи тиск на сусідні країни щодо впровадження власних РП, так звана

«міграція потужностей» [105]. Таким чином, виникають значні складнощі із забезпеченням ефективної та недискримінаційної участі іноземних ГП у національних РП [107].

3. Проблема ефективності РП. РП можуть призводити до економічно неефективного надлишку ГП та завищених витрат для споживачів [105]. Винагорода, отримана на РП, не завжди адекватно пов'язана з реальною доступністю ГП під час фактичного дефіциту, особливо за «м'яких» штрафних санкцій за невиконання зобов'язань [105; 106]. Фінансові деривативи на ГП є спробою частково вирішити цю проблему [108].

Таким чином, РП в європейському просторі ще еволюціонують і потребують подальшого вдосконалення для забезпечення достатності / адекватності ГП на перспективу.

Найпрогресивніший досвід в цьому контексті має Велика Британія, яка перша впровадила централізовані аукціони на потужність і контракти на різницю для «зеленої» ЕЕ.

РП у Великій Британії було впроваджено в 2014 р. шляхом прийняття The Electricity Capacity Regulations 2014 [109] для підтримання адекватного рівня розвитку ГП та гарантування безпеки постачання ЕЕ. РП забезпечує дохід потенційним постачальникам потужності у вигляді платежів. Своєю чергою, учасники РП повинні взяти на себе зобов'язання з поставки ЕЕ в періоди системних стресів і нести фінансову відповідальність у вигляді штрафів за невиконання цих зобов'язань. В аукціонах на потужність можуть брати участь як наявні на короткостроковій, так і реконструйовані на середньостроковій і нові потужності на довгостроковій перспективі. Агрегована схема функціонування аукціонів на потужність у Великій Британії має такий вигляд (рис. 2.6).



Рис. 2.6. **Агрегована схема функціонування РП у Великій Британії**

Джерело: складено за [110]

Оперує РП у Великій Британії національний ОСП – *NGET*. Для участі в аукціоні на потужність кожна ринкова одиниця потужності (*Capacity Market Unit*) повинна пройти предкваліфікацію, виконавши вимоги, викладені в Правилах РП [111], та Регламент Національної мережі передачі ЕЕ [112].

Британський РП є технологічно нейтральними. ГП, системи управління попитом, а також транскордонні пропускні потужності можуть брати участь в ньому. До аукціонів на потужність не допускаються лише ГП, які субсидуються за іншими схемами (наприклад, контрактами на різницю) та/або з якими укладені контракти на підтримання короткострокових операційних резервів [113].

Аукціони на потужність проводяться щорічно за 4 роки (аукціон Т-4) і за 1 рік (аукціон Т-1) до кожного періоду поставки ЕЕ. До початку аукціону на потужність всі учасники класифікуються таким чином [114]:

– наявні об’єкти, які на час проведення аукціону перебувають уже в експлуатації;

– наявні об’єкти, за якими прийнято інвестиційне рішення про доцільність реконструкції;

– нові об’єкти, за якими прийнято інвестиційне рішення про доцільність будівництва.

Аукціони на потужність мають низхідний формат (тобто у вигляді

редукціонів), при цьому учасники торгів виходять з аукціону, коли ціна падає нижче рівня, на якому вони готові взяти на себе зобов'язання на потужність. Існують кілька «раундів», що починаються з верхньої граничної ціни, яка поступово зменшується. За результатами аукціону наявні об’єкти та усі системи управління попитом мають право на укладення договору та отримання платежів за потужність строком на один рік, тоді як реконструйовані об’єкти – на 3 роки та нові об’єкти – на 15 років [114].

Стартова ціна першого раунду визначається *NGET*, тоді як в кожному наступному раунді встановлюється на основі результатів торгів мінімальної ціни (ціни «полу») попереднього раунду.

Перед початком кожного раунду аукціоніст має оприлюднити [111]:

1) ціновий спред за цей раунд торгів;

2) потенційну клірингову потужність на рівні ціни «полу» за цей раунд;

3) перевищення потужності станом на початок та кінець раунду торгів для аукціону Т-4 або додаткового аукціону, округленої до найближчої 1 ГВт; для випадку аукціону Т-1, округленої до найближчої 100 МВт;

4) у разі якщо перевищення потужності нижче 1 ГВт для аукціону Т-4 і нижче 100 МВт для аукціону Т-1, залишкову потужність аукціону в кінці попереднього раунду мінус потенційну клірингову потужність за попередній раунд.

Аукціон триває доти, доки загальна залишкова потужність, яка пропонується учасниками, не дорівнюватиме або буде нижчою за цільовий рівень потужності («клірингoвий раунд»). Всі учасники клірингового раунду підписують договір на потужність за маржинальною ціною [111; 115].

«Відкриття воріт» РП у Великій Британії відбувається за 22 тижні до початку проведення аукціонів, а «закриття» – через 8 робочих днів після підписання договорів на потужність (табл. 2.13).

Таблиця 2.13

Технологічний регламент проведення аукціонів на потужність у Великій Британії

№ з/п	Процедура	Аукціон Т-4
1	ОСП публікує керівні принципи аукціону на потужність, погоджені із державним секретарем	До відкриття вікна попередньої кваліфікації
2	«Відкриття вікна» попередньої кваліфікації	Т – 22 тижні
3	«Закриття вікна» попередньої кваліфікації: оголошення результатів попередньої кваліфікації	Т – 16 тижні
4	Повідомлення про оновлення параметрів аукціону і підтвердження переліку кандидатів, які пройшли попередню кваліфікацію	Т – 3 тижні
5	Повідомлення про предкваліфіковані ринкові одиниці потужності	Т – 3 тижні
6	Повідомлення про підтверджені обсяги потужності, законтрактовані на відповідному аукціоні	Т – 3 тижні
7	Повідомлення рішення прайс-мейкера аукціоністам	Т – 10 робочих днів
8	«Відкриття першого вікна» аукціону на потужність	Т
9	«Закриття воріт» аукціону на потужність	С – визначається на основі клірингового раунду
10	Повідомлення результатів торгів учасникам і визначення переможців, з якими передбачається підписання контрактів на потужність	С+1 робочий день
11	Оприлюднення результатів аукціону на потужність	С+8 робочих днів
12	Підписання контрактів на потужність	С+8 робочих днів

Джерело: складено за [111; 115]

Параметри аукціону (табл. 2.14) і цільовий обсяг закупівлі потужності переглядаються щорічно і затверджуються Державним секретарем. Цим доводиться відповідність ринковим змінам і гарантується адекватність розвитку електроенергетики для того, щоб обмежити ринкову владу окремих операторів потужності, відповідати стандарту надійності, просувати чесну конкуренцію різних технологій, зберегти великі інвестиції, що стійкі до невизначеності, ринкових змін [116].

Таким чином, РП на аукціонній основі є найбільш прогресивним серед відповідних ринків європейських країн. Однак і йому притаманні проблеми функціонування, серед яких [114; 115]:

- у покритті навантаження беруть участь багато дизельних агрегатів і незначна частка нової парогазової генерації;

- важкість попередньої відмови від законтрактованих обсягів потужності до настання граничного строку;

- занадто високий ціновий тиск, що обумовлює постійне зниження ціни потужності, що є низьким стимулом у великі інвестиції;

- ринок відкрито для всіх потужностей, що обумовлює отримання платежів у вже амортизовані об'єкти електрогенерації;

- переважання контрактів на покриття пікової, а не базової, потужності.

Згідно із законодавством Великої Британії, механізм функціонування РП повинен переглядатися кожні 5 років [118].

Таблиця 2.14

Основні параметри аукціонів на потужність у Великій Британії

Параметр	Призначення параметра	Показник
Вартість нового входу (Net-CONE)	Витрати нового учасника після вирахування доходів від оптового та допоміжного РЕЕ. Наразі визначаються за індикативною технологія CCGT	≈ 49 фунтів/кВт/рік
Гранична ціна	Верхня границя ціни, яка обмежу ринкову владу і витрати споживачів	1.5 x netCONE= 75/ фунтів/кВт/рік
Порогова ціна	Існуючі оператори потужностей є учасниками, які приймають ціни і не можуть вийти з аукціону доти, доки ціна не знизиться нижче порогової ціни	25 фунтів/кВт/рік (50% netCONE)
Допустимі відхилення цільової потужності	Діапазон потужності вище та нижче цільового обсягу, призначений як антиігровий захід, оскільки зменшує здатність однієї одиниці впливати на результат аукціону шляхом утримання потужності	±1.5 ГВт

Джерело: складено за [113; 116]

У 2014 р. Велика Британія також запровадила аукціонний механізм розвитку ринку відновлюваної електроенергетики (РВЕ) шляхом впровадження контрактів на різницю (*Contract for Difference– CfD*), які поступово, до кінця 2017 р., заміняли існуючі відновлювані облігації (*Renewable Obligations*). Наразі в країні діють два відокремлені механізми для розвитку ВДЕ-електрогенерації: для ВДЕ-потужностей до 5 МВт встановлюються «зелені» тарифи, а виробники з потужностями понад 5 МВт повинні брати участь, щоб здобути право на державну підтримку понад ринкову ціну, з переможцями яких укладаються контракти на різницю строком на 15 років [120].

Контракт на різницю (*CFD*) – це договір між виробником ЕЕ з низьким

вмістом вуглецю та державною компанією *Low Carbon Contracts Company (LCCC)*, яку було створено в рамках реформи британського РЕЕ, розпочатої з прийняття *Energy Act 2013*. Останнім нормативним документом розширено повноваження Державного секретаря, які дозволяють йому впроваджувати заходи щодо реформування РЕЕ з метою стимулювання виробництва низьковуглецевої та забезпечення безпеки постачання ЕЕ [121; 122]

Оперує британським РВЕ національний ОСП (*National Grid*), в якому створений для цих цілей відповідний підрозділ (*Delivery Body for CfD*), відповідальний за опублікування керівних принципів подання та розподілу *CfD* та управління процесом розподілу *CfD* [122].

Згідно з цим механізмом переможцю ВДЕ-аукціонів, з яким укладено договір на різницю, буде виплачуватися різниця між «страйковою ціною» – ціною на ЕЕ, що відображає вартість інвестування в конкретну технологію з низьким вмістом вуглецю, – і «еталонною ціною» – середньоринковою ціною ЕЕ на британському РЕЕ. За умовами *CfD*, коли ринкова ціна на ЕЕ із ВДЕ нижче встановленої у контракті страйкової ціни ЕЕ, різниця у ціні покривається *LCCC*, а коли, навпаки, страйкова ціна ЕЕ перевищує ринкову, то виробник ЕЕ із ВДЕ за CfD компенсує цю різницю на користь *LCCC* [122; 123]. Такий механізм забезпечує впевненість і стабільність повернення інвестицій, зменшуючи їх вплив на нестабільні оптові ціни, захищаючи споживачів від високих витрат на підтримку розвитку ВДЕ.

Зобов'язання за *CFD* і операційні витрати *LCCC* фінансуються за рахунок встановленого законом збору з усіх ліцензованих постачальників ЕЕ у Великій Британії [123]. Функціонування РВЕ у Великій Британії забезпечують різні державні органи, функції яких наведено у табл. 2.15.

Загалом право на CfD мають вітрова (берегова і морська), сонячна, геотермальна, гідро-, хвильова, приливна енергія, а також електрогенерація на основі сміттєвого газу, газу стічних вод, процесів анаеробного зброджування, газу, що утворюється при газифікації або піролізі біомаси або відходів, перетвореної біомаси та виділеної біомаси з ТЕЦ [123; 124].

Таблиця 2.15

Розподіл функцій державних органів на РВЕ у Великій Британії

Державний орган	Функції
Департамент бізнесу, енергетичної та промислової стратегії – BEIS	1. Встановлює політику і умови CfD. 2. Встановлює критерії прийнятності, яким повинні задовольняти потенційні учасники CfD, і відповідає за затвердження плану поставок. 3. Встановлює правила аукціонів і деталізує процес розподілу CfD і оголошує раунд розподілу CfD. 4. Затверджує і надає учасникам інформацію про цільові обсяги закупівлі CfD. 5. Приймає остаточне рішення про продовження, перезапуск або припинення раунду розподілу. 6. Може укладати CfD поза аукціонним процесом розподілу. 7. Затверджує бюджет операційних витрат LCCC на правах єдиного власника
Національний енергетичний регулятор – Ofgem	1. Забезпечує ефективність і своєчасність виконання обов'язків відповідального органу за CfD – ОСП. 2. Вирішує суперечки щодо права на CfD. 3. Повідомляє орган відповідальний за проведення конкурентної політики щодо зловживань / змови на ринку
Відповідальний орган ОСП – EMR Delivery Body National Grid	1. Оцінює заявки учасників щодо прийнятності умовам CfD і повідомляє заявників про відповідне рішення. 2. Оцінює необхідність проведення аукціону. 3. Запускає процес розподілу CfD. 4. Надає LCCC інформацію, необхідну для укладення CfD. 5. Проводить аналіз для встановлення державних страйкових цін. 6. Визначає суперечки щодо критеріїв прийнятності учасникам вимоги CfD
Гарантований покупець – LCCC	1. Розглядає запити про незначні необхідні зміни умов CfD. 2. Підписує контракти на CfD з переможцями аукціону, за даними ОСП і BEIS. 3. Керує і контролює CFD, включаючи інвестиційні контракти BEIS. 4. Прогнозує платежі за CfD і визначає зобов'язання постачальників ЕЕ, включаючи квартальні резерви
Постачальник розрахункових послуг – EMR Settlement Ltd	1. Збирає платежі постачальників ЕЕ і операторів ЕЕ ІЗ ВДЕ за CfD. 2. Збирає і утримує заставу у постачальників ЕЕ. 3. Здійснює взаємозаліки за несплаченими платежами. 4. Керує резервними і кредитними фондами

Джерело: складено за [123]

Тендерна процедура на РВЕ у Великій Британії складається із 6 послідовних процесів (табл. 2.16).

Таблиця 2.16

Агрегований процес проведення аукціонів на РВЕ у Великій Британії

Процес	Основні дії
Кваліфікація учасників	Всі кроки, необхідні перед подачею заявки на CfD, включаючи. схвалення ланцюга поставок BEIS (для проєктів ≥ 300 МВт); незначні та необхідні зміни контракту з LCCC; отримання всієї необхідної інформації для демонстрації критеріїв прийнятності (наприклад, планування, підключення до мережі та ін.)
Реєстрація	Для того щоб подати заявку на CfD, учасники повинні спочатку зареєструвати свої компанії та користувачів платформи EMR Delivery Body
Виконання	Заявки зареєстрованих компаній можуть бути подані до EMR Delivery Body після відкриття вікна програми
Оцінка	EMR Delivery Body визначає, чи відповідає заявка на участь у процесі розподілу
Розподіл та нотифікація	EMR Delivery Body здійснює розподіл (аукціон, якщо необхідно), а також повідомляє учасників та LCCC, якщо вони отримали CFD
Контрактація	Учасники-переможці укладають CfD з LCCC

Джерело: складено за [123]

Бюджет CfD першого алокаційного раунду поділяється на лоти [124]:

лот № 1 – освоєні технології, включаючи наземну вітрову (> 50 МВт), сонячну фотоелектричну (> 5 МВт) енергію, гідроелектростанції (від 5 МВт до 50 МВт), енергію з відходів для ТЕЦ, сміттєвий газ і газ стічних вод;

лот № 2 – малоосвоєні технології, включаючи морську вітрову, хвильову, припливну енергії, прогресивні традиційні технології, анаеробне зброджування, виділену біомасу з ТЕЦ та геотермальну енергію;

лот № 3 – технології на основі конверсії біомаси.

Всі успішні пропозиції контрактуються за CfD за клірінговою страйковою ціною, що є найдорожчою ціною в кожному з лотів. Клірингова страйкова ціна не може перевищувати відповідну адміністративну страйкова ціну, яка встановлюється урядом.

Наразі британський РВЕ на основі механізму контрактів на різницю демонструє прозорість, довгострокову стабільність грошових потоків та нівелює інфляційні ризики. За укладеними CfD виплачуються фіксовані річні платежі за згенеровану ЕЕ. Також у ринку можуть брати участь й об’єкти традиційної електрогенерації, оснащені технологіями уловлювання та зберігання вуглецю та потужності атомної енергетики [125].

Успіх впровадження CfD у Великій Британії пояснюється таким [125; 126]:

1) існує жорстка конкуренція серед учасників аукціонів;

2) не тільки ВДЕ, а всі низьковуглецеві види електрогенерації можуть брати участь в аукціонах;

3) суворий предкваліфікаційний відбір дозволяє гарантувати якість майбутніх проєктів;

4) контрактні умови CfD є стандартизованими із чітко визначеними контрольними датами;

5) механізм підтримки ВДЕ за страйковими цінами не переобтяжує споживачів.

Згідно зі ст. 29 п. 1 Закону України «Про РЕЕ» передбачено впровадження в національну практику РП на конкурсній основі, зокрема зазначається таке: «Якщо для покриття прогнозованого попиту на ЕЕ наявних генеруючих потужностей (ГП), у тому числі тих, що отримали право на будівництво, та заходів з управління попитом недостатньо, для забезпечення безпеки постачання ЕЕ застосовуються конкурсні процедури на будівництво ГП та на виконання заходів з управління попитом, які, зокрема, включають заходи з будівництва нової ГП, проведення реконструкції (модернізації) діючої ГП, подовження строку експлуатації енергоблоків АЕС. Величина необхідної ГП визначається на основі оцінки достатності ГП для покриття прогнозованого попиту та забезпечення необхідного резерву за результатами здійснення моніторингу безпеки постачання» [79].

Оперувати РП України призначено безпосередньо Кабінет Міністрів України разом із центральним органом виконавчої влади (наразі це Міненерго). Так, у п. 2 ст. 29 Закону України «Про РЕЕ» вказано, що «рішення про проведення конкурсу на будівництво ГП та виконання заходів з управління попитом, умови проведення такого конкурсу приймаються Кабінетом Міністрів України за поданням центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі», тоді як моніторинг виконання інвестором зобов’язань щодо

забезпечення розвитку генеруючої потужності, визначених за результатами конкурсу, здійснюється ОСП (п. 8 ст. 29 цього Закону [79]).

Умови проведення конкурсів на будівництво ГП та на виконання заходів з управління попитом мають враховувати вимоги щодо охорони навколишнього природного середовища та потребу в заохоченні інновацій (п. 3 ст. 29 Закону [79]).

Як стимули для розбудови потужностей на РЕЕ України можуть застосовуватися (п. 6 ст. 29 Закону [79]):

1) встановлення плати за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності;

2) сприяння відведенню земельної ділянки / виділенню майданчика для будівництва нової генеруючої потужності;

3) застосування механізмів державно-приватного партнерства;

4) надання державної допомоги суб'єктам господарювання за рахунок ресурсів держави чи місцевих ресурсів.

Як передбачається, основним стимулом буде плата за послугу із забезпечення розвитку ГП, яка буде визначатися за результатами конкурсу та сплачуватися ОСП переможцям такого конкурсу.

На виконання ст. 29 Закону України «Про РЕЕ» центральним органом виконавчої влади (тоді ще Міненерговугілля) було розроблено, а Кабінетом Міністрів України затверджено Постанову «Про затвердження Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом» від 10.07.2019 № 677, згідно з якою передбачається створення РП в Україні у формі цільових аукціонів на потужність, тобто виключно для додаткової потужності [127]. Основні положення та технологічний регламент такого конкурсу узагальнено систематизовані у табл. 2.7 та у Додатку Д.

Загалом представлений механізм функціонування ринку потужностей є недієвим, що обґрунтовується таким:

Таблиця 2.17

Основні нормативні положення конкурсу на додаткову потужність в Україні

Положення	Зміст
Об'єкти конкурсу	нова ГП; реконструкція (модернізація) діючої ГП; продовження строку експлуатації енергоблоків атомних електростанцій; виконання заходів з управління попитом
Підстава для конкурсу	Результати: а) звіту з оцінки відповідності (достатності) ГП; б) звіту про результати моніторингу безпеки постачання електричної енергії
Суб'єкти конкурсу	Учасниками конкурсу можуть бути лише суб'єкти із досвідом реалізованого проєкту з реконструкції та/або модернізації енергетичного устаткування та/або нового будівництва електростанції із встановленою потужністю не менше 20 МВт
Кваліфікаційні вимоги до пропозиції	1) основні технічні вимоги; 2) мінімальна та максимальна величину пропозиції додаткової потужності 3) необхідні режими роботи потужності; 4) максимальний граничний строк введення об'єкта у промислову експлуатацію; 5) мінімальний строк гарантованої (проектної) експлуатації (години напрацювання) потужності; 6) мінімальний строк оплати наданої послуги із забезпечення розвитку потужності
Гарантійне забезпечення	1. Для конкурсної документації дорівнює 10000 тис. євро за 1 МВт; 2. Для переможців конкурсу – 30000 тис. євро за 1 МВт
Послідовність проведення конкурсу	Конкурс проводиться двома етапами: 1) проведення кваліфікації учасників відповідно до вимог конкурсної документації; 2) визначення переможця (переможців) з числа кваліфікованих учасників шляхом відбору кращої цінової пропозиції
Ціноутворення	Відбувається за заявленою ціною виходячи з таких умов: відбираються найнижчі цінові пропозиції за рейтингом у порядку збільшення, доки сума потужностей обраних конкурсних пропозицій повністю або з перевищенням (перевищення дорівнює мінімальній величині пропозиції додаткової потужності) покриє обсяг закупівлі величини необхідної потужності. У випадку подання однакових цінових пропозицій, то рейтинг також визначається у порядку збільшення строку введення в експлуатацію об'єкта будівництва
Плата за послугу із розвитку потужності	Включається до тарифу на послуги з передачі ЕЕ як окрема складова витрат. Здійснюється рівними частинами з дня наступного за введення об'єкта в експлуатацію протягом усього договірного періоду

Джерело: складено за [127]

1) довготривала процедура проведення конкурсу, що обумовлює накладання часових границь із звітом оцінки достатності;

2) прописаний під крупних гравців ринку, які мають істотний досвід у будівництві ГП та здатні нести велике гарантійне забезпечення;

3) гарантійне забезпечення недиференційоване за типами технологій та обсягами капіталовкладень;

4) оновлення парку ГП є другорядним завданням порівняно із реконструкцією та продовження експлуатації існуючого;

5) одноетапність проведення конкурсу за ціновими пропозиціями не дозволяє розвивати конкуренцію;

6) відсутні екологічні вимоги до учасників конкурсу;

7) низька відповідальність переможців конкурсу, які ризикують

виключно гарантійним забезпеченням, відсутні штрафні санкції за недоступність потужності на РЕЕ, хоча б під час стресових ситуацій;

8) плата за послугу з розвитку потужності включається у тариф на передачу, що обумовлює розмиття функцій передачі та виробництва;

9) неоптимальність перекладання плати за потужність на споживачів, оскільки остання визначається рівними частинами.

Системні проблеми електроенергетики України (вузька диверсифікованість, неманевровість, великі понаднормативні напрацювання обладнання, ізольованість і стрімкий розвиток ВДЕ) дозволяють припустити, що цільовий підхід (тільки для додаткових потужностей) буде недостатнім для забезпечення адекватного сталого розвитку її у майбутньому.

Наразі РП України ще не запущено, що є однією з підстав вважати про недоопрацьованість засад державного регулювання стратегічного розвитку РЕЕ.

Таким чином, як засади операційного, так і стратегічного регулювання РЕЕ підлягають перегляду для забезпечення ефективності його функціонування та збалансованості розвитку.

Другим ринковим механізмом є ринок відновлюваної електроенергії (РВЕ), у вигляді «зелених аукціонів», який так само не запущено. Однак для підтримки розвитку виробництва ЕЕ із ВДЕ використовуються «зелені тарифи», які встановлені на період до 2030 р. Згідно зі ст. 91 Закону України «Про альтернативні джерела енергії» від 20.02.2003 № 555-IV за основу розрахунку цін на ЕЕ із ВДЕ прийнято тариф за кіловат-годину для 2-го класу промспоживачів станом на січень 2009 р., перерахований у євро на визначену дату і помножений на коефіцієнт залежно від виду потужності ВДЕ. Функцію розрахунку «зелених» тарифів наразі покладено на НКРЕКП [128].

Держава гарантує застосування «зелених тарифів», закупівлю ЕЕ із ВДЕ а також розрахунки у повному обсязі за вироблену ЕЕ для відповідних об’єктів введених в експлуатацію до 31 грудня 2024 р. У разі запровадження інших механізмів стимулювання виробництва ЕЕ із ВДЕ суб’єкти господарювання можуть обрати новий порядок стимулювання [128].

Із впровадженням нової моделі РЕЕ в Україні обов'язки, визначені у Законі України № 555-IV щодо купівлі ЕЕ із ВДЕ у суб'єктів господарювання, яким встановлено «зелений» тариф, перейшли до гарантованого покупця [79; 128]. Гарантований покупець зобов'язаний викупити та здійснити оплату за «зеленим тарифом» всього фактичного обсягу ЕЕ із ВДЕ за вирахуванням витрат на власні потреби таких об'єктів на підставі даних комерційного обліку, отриманих від адміністратора комерційного обліку [79].

Згідно з п. 3 ст. 65 Закону України № 2019-VIII функціонує РВЕ виключно у формі двосторонніх договорів, які укладаються між виробником, якому встановлено «зелений» тариф, та гарантованим покупцем на строк дії «зеленого» тарифу, встановленого для відповідного виробника [79].

Безпосередньо порядок купівлі ЕЕ із ВДЕ за «зеленим» тарифом визначається Регулятором [128] та був затверджений Постановою НКРЕКП від 26.04.2019 № 641 [128], згідно з якою схема договірних відносин на РВЕ виглядає таким чином (рис. 2.7).

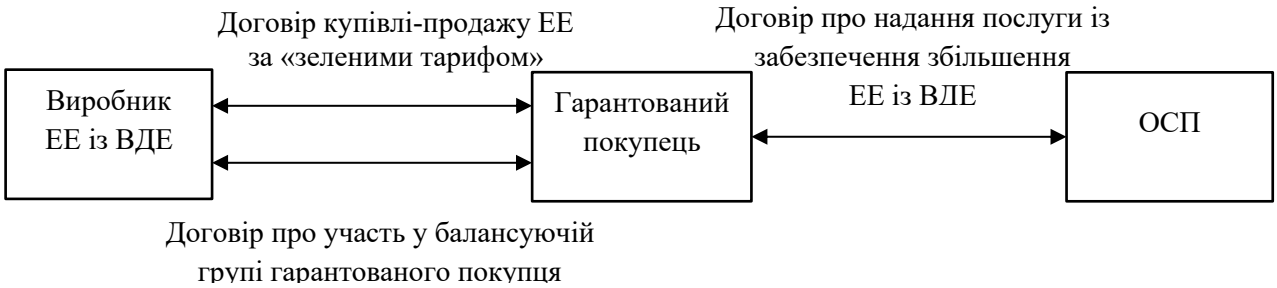


Рис. 2.7**. Схема договірних відносин на РВЕ України із виробниками ЕЕ за «зеленим тарифом»**

Джерело: складено за [128; 128]

Гарантований покупець одночасно з виконанням зобов'язань з купівлі ЕЕ за «зеленим» тарифом надає ОСП послугу із забезпечення збільшення частки виробництва ЕЕ з альтернативних джерел енергії. Така послуга надається до 2030 р. відповідно до типового договору про надання послуг, затвердженого НКРЕКП. Послуга надається на фактичні обсяги відпущеної ЕЕ суб'єктами господарювання, які входять до складу балансуючої групи гарантованого

покупця. Вартість послуги визначається як різниця між вартістю ЕЕ, купленої ним за «зеленим» тарифом, та її вартістю під час продажу на РДН та ВДР, витрат, пов'язаних із врегулюванням небалансів ЕЕ балансуючої групи гарантованого покупця, та витрат, передбачених кошторисом гарантованого покупця на його діяльність. Розмір вартості послуги визначається відповідно до порядку купівлі ЕЕ за «зеленим» тарифом та затверджується Регулятором [128; 128]. Обов'язки виробників ЕЕ із ВДЕ за «зеленим» тарифом [128]: стати учасником ринку у визначеному порядку, укласти з гарантованим покупцем двосторонній договір та увійти до балансуючої групи гарантованого покупця, щодобово подавати гарантованому покупцю свої добові графіки відпуску ЕЕ на наступну добу.

За відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску ЕЕ виробників за «зеленим» тарифом від їхніх погодинних графіків відпуску виробниками, які входять до балансуючої групи гарантованого покупця, відшкодовується частка вартості врегулювання небалансу ЕЕ гарантованого покупця відповідно до правил функціонування такої балансуючої групи (п. 5 ст. 71 [ЗУ]). Згідно із прикінцевими положеннями Закону України № 2019-VIII (п. 11 Розділ XVII) до 31.12.2020 виробники ЕЕ із ВДЕ не несуть відповідальності за небаланси ЕЕ, тоді як із 01.01.2021 передбачено поступове збільшення частки відшкодування небалансів ЕЕ на 10 % щорічно, тобто повна відповідальність таких виробників настане тільки 01.01.2030 [79].

Отже, РВЕ України функціонуватиме у формі монопсонії, де гарантований покупець-монопсоніст зобов'язаний купувати ЕЕ із ВДЕ. Агрегований механізм функціонування РВЕ України наведено на рис. Д.6.

Гарантований покупець виходить на РДН та ВДР на рівні нижніх цінових обмежень і купує ЕЕ на ВДР за найменшими заявленими цінами.

Згідно зі ст. 71 Закону України № 2019-VIII продаж ЕЕ із ВДЕ за «зеленим» тарифом не виключає можливості відповідних виробників брати участь у інших сегментах товарного РЕЕ та за бажанням та за умов сприятливої ринкової кон'юнктури виробники ЕЕ із ВДЕ можуть продати ЕЕ на різних часових сегментах замість продажу ЕЕ гарантованому покупцю [79].

В Україні пропонується запровадити аукціонний механізм до підтримки розвитку ЕЕ із ВДЕ (згідно з Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії» № 2755-VIII від 11.07.2019 [130]), що дасть змогу забезпечити прозору конкуренцію між інвесторами та встановити реальну ринкову ціну на ЕЕ із ВДЕ.

На думку заступника директора представництва ЄБРР в Україні М. Петрова, відомі закордонні девелопери незацікавлені в РВЕ України навіть в умовах найвищого в Європі «зеленого» тарифу, тоді як аукціонний механізм торгівлі РВЕ – це більш надійний інструмент, ніж закон [131]. Вимога щодо розробки та впровадження аукціонного підходу на РВЕ є ключовою також і для України у рамках співпраці з ЄБРР, тому питання впровадження аукціонного механізму торгівлі ЕЕ із ВДЕ є нагальним для забезпечення інвестиційної привабливості ВДЕ-електроенергетики України.

Для переможців аукціону пропонується надання фінансової підтримки у вигляді компенсації між аукціонною ціною з урахуванням надбавки за дотримання рівня використання обладнання українського виробництва та ціною ЕЕ, визначеною за результатами продажу її на РДН. Щорічно на аукціоні буде розподілятися квота для об’єктів генерації на основі ВДЕ, що визначається для кожного джерела альтернативної енергії (окрім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій) [130]. У табл. 2.18 наведено визначальні особливості проведення аукціонів на РВЕ України.

Згідно з постановою КМУ від 29.12.2019 № 1175 адміністратором електронної торгової системи визначено ДП «Прозорро.Продажі», а сам механізм функціонування РВЕ є аналогом тендерної процедури у сфері публічних закупівель [132].

Таблиця 2.18

Особливості механізму функціонування РВЕ України на аукціонній основі

Характеристика	Особливості
Періодичність проведення аукціонів	Двічі на рік –до 01.05 та до 01.10
Строк застосування аукціонів	із 01.07.2019 до 31.12.2029
Строк надання державної підтримки	На 20 років з дня введення об'єкта в експлуатацію
Визначення державної квоти	КМУ за поданням Міненерго встановлює річні квоти підтримки на наступні 5 років
Підстава для розрахунку квот	Міжнародні зобов'язання України щодо розвитку відновлюваної енергетики, Енергетична стратегія України, звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, план розвитку системи передачі, стану реалізації проектів будівництва об'єктів відновлюваної енергетики
Розподіл квот державної підтримки	За видами відновлюваної електрогенерації для: – СЕС – не менше 15 %; – ВЕС – не менше 15 %; – інших видів альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій), – не менше 15 %
Види аукціонів	Основна форма – технологічно спеціалізовані; додаткові – аукціони із земельними ділянками; додаткова (за можливістю) – технологічно нейтральні
Умови участі в аукціоні	СЕС потужністю понад 1 МВт та ВЕС понад 5 МВт участь є обов'язковою, а для інших видів ВДЕ – добровільною
Обмеження у розподілі квоти	За ціною – не більше встановленого «зеленого» тарифу за видами ВДЕ. За обсягами – не більше 80 % від розміру квоти За вартістю: не більше 25 % від загального обсягу на одного кінцевого бенефіціара
Місце проведення аукціону	Електронні торгівельні майданчики
Принцип побудови аукціонного механізму	Тендерна процедура у формі сліпих аукціонів. Розкриття цінових пропозицій
Метод ціноутворення	За заявленими цінами: аукціонна ціна визначається для кожного учасника окремо та фіксується в євро та у гривневому еквіваленті, визначений за офіційним валютним курсом Національного банку України на дату укладення договору. На дату сплати аукціонна ціна перераховується гарантованим покупцем у національну валюту за середнім офіційним валютним курсом Національного банку України за розрахунковий період
Ціна договору	Виражена у Євро за 1 кВт*год
Гарантійне забезпечення	Для участі в аукціоні – безвідклична банківська гарантія у розмірі 5 євро/кВт, яка повертається після визначення його результатів. Для переможців аукціону – безвідклична банківська гарантія у розмірі 15 євро/кВт, яка повертається після впровадження об'єкта в експлуатацію
Строк будівництва нової потужності	Протягом двох років для СЕС та трьох років для інших виробників ЕЕ із ВДЕ
Оплата вартості відпущеної ЕЕ із ВДЕ	Щомісячно не пізніше 20 числа місяця, що настає за розрахунковим періодом

Джерело: складено за [130]

Проте затверджений механізм РВЕ вважається недієвим, і його помилка закладена на рівні принципів функціонування, зокрема:

1) забезпечення добросовісної конкуренції серед учасників – учасники торгів не можуть конкурувати один із одним на пониження ціни, оскільки торги відбуваються в 1 раунд, тому вони можуть лише «в сліпу» змінювати власні цінові пропозиції;

2) відкритості, прозорості та недискримінації учасників – дані щодо пропозицій учасників є невідомими до оголошення результатів торгів та ціноутворення за заявленою ціною, що сприяє ціновій дискримінації учасників;

3) закритості інформації про учасників і їх пропозицій до моменту завершення аукціону – учасники торгів не можуть конкурувати один із одним;

4) автоматичної оцінки цінових пропозицій учасників електронною торговою системою – єдиним критерієм відбору переможців є ціна пропозиції;

5) об’єктивної та неупередженої перевірки гарантованим покупцем документів і відомостей учасників щодо відповідності вимогам після завершення аукціону – процедура кваліфікації учасників відбувається після завершення аукціону, що викривляє логіку процесу торгів і можливість попереднього коригування пропозицій учасників для розвитку конкуренції.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

Згідно з проведеним дослідженням отримано результати теоретичного та прикладного характеру, зокрема:

1. Проведено параметричну ідентифікацію моделей внутрішніх РЕЕ європейських країн, яка виявила ключові особливості побудови їх національних моделей, дозволила сформулювати прогресивну модель європейського РЕЕ. Цей результат містить такі основні аспекти:

– встановлено, що, попри уніфікацію правил міжкордонної ЕЕ через європейські норми, національні РЕЕ в країнах – членах ЄС мають окремі особливості, що враховують специфіку їх національних електроенергетичних

систем (структура генерації, внутрішня та зовнішня сполученість, структура і специфіка споживчого попиту);

– сформовано прогресивну європейську модель РЕЕ, що враховує найкращі практики конкурентної торгівлі в європейському просторі та повністю відповідає нормативній моделі, оскільки не порушує уніфікованих правил транскордонної торгівлі ЕЕ.

На відміну від нормативної, прогресивна модель європейського РЕЕ відрізняється такими удосконаленнями:

– розукрупненням великих контрольних територій на декілька торгових зон;

– виключенням непрозорих заявок і розвитком біржової торгівлі на строковому ринку;

– поєднанням різних методів ціноутворення на РДН і ВДР.

– делегуванням комерційних функцій з управління БР третій стороні;

– забезпеченням єдиного (маржинального) ціноутворення на БР;

– самодиспетчеризацію потоків ЕЕ з урахуванням «вузьких» місць в електроенергетичній системі.

Така ідентифікація дозволила систематизувала відмінності та спільні риси в організації внутрішніх РЕЕ в європейському просторі, а також обґрунтувати напрямки їх подальшого вдосконалення через поєднання регуляторних вимог і найкращих конкурентних практик.

2. Параметрична ідентифікація РЕЕ України за моделлю одностороннього енергетичного пулу систематизувала ключові детермінанти його структури, що дозволило виявити сильні сторони моделі у сфері енергетичної безпеки та критичні недоліки у розвитку конкуренції. Основні аспекти цієї моделі включали:

– єдину контрольну та торгову зону з централізованою диспетчеризацією, керованою ринковим оператором системи, що сприяло стабільності функціонування об’єднаної електроенергетичної системи України;

– пріоритет фізичного балансування енергосистеми над створенням

економічних стимулів для самостійного врегулювання небалансів учасниками ринку;

– функціонування у форматі спотового ринку (фактично РДН) як односторонньої енергетичної біржі з єдиним покупцем-розпорядником системи;

– обмежену конкуренцію серед виробників ЕЕ: вона існувала лише між операторами ТЕС за ціновими заявками, тоді як решта типів генерації працювала за регульованими тарифами;

– обмеження активної участі споживачів у ринкових процесах і неможливість ними самостійного управляти графіками електроенергетичного навантаження;

– згладжування цінових диспропорцій між різними типами генерації через застосування середньозваженого ціноутворення за ранжованими заявленими цінами.

Таким чином, було встановлено, що скасування моделі одностороннього енергетичного пулу на РЕЕ України сприяло розвитку конкуренції та дерегулюванню комерційних відносин, водночас підвищило ризики операційної електроенергетичної безпеки України та призвело до розбалансування комерційних і фізичних потоків ЕЕ.

3. Параметричну ідентифікацію проєвропейської моделі ринку РЕЕ в Україні, яка виявила номінальне запровадження чотирисегментної структури ринку зі збереженням значних регуляторних і системних обмежень, а також структурних проблем її функціонування, що характеризує її як квазіконкурентну. Серед ключових відмінностей української моделі конкурентного РЕЕ від нормативної європейської є:

– на відміну від європейської моделі з пріоритетом самодиспетчеризації учасників, диспетчеризація на РЕЕ України суттєво обмежується системними операціями ОСП;

– український РЕЕ функціонує як єдина торгова зона, тоді як нормативна європейська модель передбачає гнучке зонування із поділом контрольних територій на кілька торгових зон для ефективного управління перевантаженнями;

– в Україні спотові сегменти ринку обслуговуються неномінованим монопольним державним оператором ринку, на відміну від європейської моделі, де передбачено розвиток конкуренції між ними;

– українська модель поступається європейській у розвитку форм строкової торгівлі, тоді як європейські РЕЕ пропонують різноманітні позабіржові та біржові інструменти як для фізичної, так і для фінансової торгівлі;

– формально часова сегментація РЕЕ в Україні відповідає європейській моделі, хоча є понятійна плутанина між часовими межами та торговими формами;

– в Україні ринкові методи ціноутворення (маржинальне, за заявленою ціною) на всіх організованих сегментах нівелюються застосуванням адміністративних цінових обмежень;

– продуктова диверсифікація на українському РЕЕ є значно вужчою, обмежуючись переважно простими погодинними контрактами, тоді як європейська модель пропонує широкий набір продуктів.

Таким чином, параметрична ідентифікація проєвропейської моделі РЕЕ в Україні виявила її суттєву невідповідність нормам європейської моделі та необхідність на впровадження подальших реформ, проте їх імплементація потребує адаптації до умов національної електроенергетичної системи задля забезпечення її комерційно-фізичної збалансованості.

Основні наукові результати розділу опубліковано у працях автора [24; 52; 60; 67; 80; 100].

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Eurostat Database. European Commission. DOI: https://doi.org/10.2908/NRG_CB_E

2. ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. ACER, ACER, April, 2022. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Final_Assessment_EU_Wholesale_Electricity_Market_Design.pdf

3. ENTSO-E transparency platform. URL: https://transparency.entsoe.eu/

4. List of European TSOs // Next Kraftwerke. URL: https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/european-tsos-list

5. Electricity market reports // European Commission. URL: https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis#gas-and-electricity-market-reports

6. Power derivatives market // EEX. URL https://www.eex.com/en/products/power-derivatives-market/power-futures

7. Power futures // Nasdaq Commodities. URL: https://www.nasdaq.com/solutions/power-futures

8. Power Futures // The ICE. URL: https://www.theice.com/products/57609953/German-Power-Financial-Peak-Futures

9. Power derivatives portfolio // OMIP. URL: https://www.omip.pt/en/content/power-derivatives-portfolio

10. NEMO Designations. List of NEMO // ACER. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/Documents/NEMO_list.pdf

11. Epex Spot Se. URL: http://www.epexspot.com/en/

12. Nord Pool. URL: https://www.nordpoolgroup.com/

13. EXAA. URL: https://www.exaa.at/en/marketdata/trade-results/GreenPower-DE

14. Regelleistung. URL: https://www.regelleistung.net/ext/

15. Overview of European Electricity Markets. METIS Technical Note T4 // European Comission. 2019. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_technical_note_t4_-_overview_of_european_electricity_market.pdf

16. Balancing mechanism and frequency ancillary services // RTE. URL: https://www.rte-france.com/en/article/balancing-mechanism-and-frequency-ancillary-services

17. Elexon. URL: https://www.elexon.co.uk/about/about-elexon/

18. Gestore dei Mercati Energetici SpA. URL: http://www.mercatoelettrico.org/En/Default.aspx

19. IDEX. London Stock Exchange. URL: https://www.lseg.com/areas-expertise/our-markets/borsa-italiana/derivatives-markets/idex

20. OMIE. URL: https://www.omie.es/en/mercado-de-electricidad

21. Red Eléctrica de España. URL: https://www.ree.es/en/activities/realtime-demand-and-generation

22. How does the MIBEL electricity market work? // Aleasoft – energy forecasting. URL: https://aleasoft.com/how-mibel-electricity-market-work/

23. Mercado Ibérico de Electricidade. URL: https://www.mibel.com/en/home_en/

24. 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)**

25. Kolcun M., Rusek K. Analysis of prices for electricity at the polish power exchange. *Polish Journal of Management Studies.* 2018. Vol. 17. No. 1. P. 155–163.

26. Products of PXE // Power Exchange Central Europe. URL: https://www.pxe.cz/Produkty/

27. Commodity Market // Towarowej Giełdzie Energii. URL: https://tge.pl/about-tge#o-spolce

28. TGE Annual Report 2023. URL:

https://tge.pl/pub/TGE/files/statystyki/raporty_roczne/RAPORT_2023.pdf

29. The Detailed Trading and Clearing Rules for Electricity Traded on the Day-Ahead Market // TGE. URL: https://tge.pl/regulations

30. The Detailed Trading and Clearing Rules for Electricity Traded on the Intraday Market // TGE. URL: https://tge.pl/regulations

31. Siewierski T. Of Intraday and Real-time Markets in Europe: Poland. URL: https://www.researchgate.net/publication/281120102_Empirics_of_Intraday_and_Real-time_Markets_in_Europe_POLAND

32. Nordic power market design and thermal power plant flexibility. Energinet: Danish Energy Agency. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/nordic_power_market_design_and_thermal_power_plant_flexibili._.pdf

33. An overview of the Nordic Electricity Market // NordREG. URL: https://www.nordicenergyregulators.org/about-nordreg/an-overview-of-the-nordic-electricity-market/

34. Nordic Power Products // Nasdaq. URL: https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-power-products-european-commodities

35. Nordic Imbalance Settlement Handbook Instructions and Rules for Market Participants. 12th of December 2019 // Esett. URL: https://www.esett.com/handbook/

36. What is an energy-only market? // Next Kraftwerke. URL: https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/energy-only-market/

37. European Electricity Forward Markets and Hedging Products – State of Play and Elements for Monitoring // ACER. 2015. URL: https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents_Public/ECA%20Report%20on%20European%20Electricity%20Forward%20Markets.pdf

38. EEX Annual reports archive // EEX. URL: https://www.eex.com/en/about/eex/annual-report

39. Monthly Market Reports // Nasdaq Commodities. URL: https://www.nasdaq.com/solutions/monthly-market-reports-european-commodities

40. Polish gas and electricity exchange: lessons for the CESEC region // European Commission. URL https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/tge_20191008_cesec_gas_plenary_meeting_presentation.pdf

41. Nord Pool Annual Reports. URL: https://www.nordpoolgroup.com/

42. European Electricity Markets Panorama: Nordic Countries // AleaSoft – energy forecasting. URL: https://aleasoft.com/european-electricity-markets-panorama-nordic-countries/

43. Value of global CO_2 markets hit record 144 billion euros in 2018: report // Reuters. URL: https://www.reuters.com/article/us-global-carbontrading-report/value-of-global-co2-markets-hit-record-144-billion-euros-in-2018-report-idUSKCN1PA27H

44. Trading rules general trading terms // Nord Pool. URL: https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/archive/trading-rules_general-trading-terms.pdf

45. Annual report 2018 'Investing for the Customer' // Nord Pool. URL: https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/Annual-report/

46. Ilyukhin S. Maintaining electricity security across the Nord Pool market. CEER. 28 April 2016. URL: https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9b640235-a0af-a7c4-9d5b-da87928963a6

47. Annual reports // Epex Spot. URL: https://www.epexspot.com/en/extras/download-center/annual_reports

48. Market rules // Epex Spot. URL: https://www.epexspot.com/en/extras/download-center

49. History of EXAA // Europex. URL: https://www.europex.org/members/exaa-energy-exchange/

50. Annual reports // EXAA. URL: https://www.exaa.at/en/exaa/exaa/annual-reports

51. Trading Concept on day-ahead trade in EXAA // EXAA. URL: https://www.exaa.at/en/spotmarket-energy/marketplace/trading-concept

52. Кизим М. О., Салашенко Т. І. Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування. *Проблеми економіки.* 2020. № 2. С. 130–143. DOI: https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143

53. Про утворення державного підприємства «НЕК Укренерго». Наказ Міністерства енергетики України від 15 квітня 1998 року № 54. Міністерство енергетики України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245265601&cat_id=245196754

54. Про утворення державного підприємства "Енергоринок" : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.2020 № 755. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-%D0%BF#Text

55. Мартинюк В. І., Буць З. Ю. Огляд діяльності реформованих ринків електроенергії та тенденції ціноутворення на ринках електроенергії країн ОЕСР та Європейського Союзу // Світ енергетики України : інформаційно-аналітичне видання, 2018. URL: energyworld.com.ua/2_75_14-46.pdf

56. Модель енергоринка до 01.07.2019 // УкрЕнергоЕкспорт. URL: http://www.ukrenergoexport.com/uk/node/49

57. Про електроенергетику : Закон України від 16.10.1997 № 575/97-ВР. URL: http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80/

58. Договір між членами Оптового ринку електричної енергії України // ДП «Енергоринок». URL: http://www.er.gov.ua/doc.php?f=2543

59. Звіти про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2014–2018 рр. // НКРЕКП. URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=31942.

60. Салашенко Т. І. Національні особливості реорганізації енергетичних ринків України у контексті реалізації її міжнародних зобов’язань // Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця : матеріали Міжнародної наукової конференції (м. Харків, 01-02 червня 2017 року). Харків : ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2017. С. 477–480.

61. Історія розвитку Міністерства. Міністри // Міністерство енергетики

України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=244915407&cat_id=244915403

62. Правила Оптового ринку електричної енергії України. Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії / Національна комісія з питань регулювання електроенергетики України від 2 березня 1996 року. URL: https://ips.ligazakon.net/document/view/gk020?an=1492&ed=1999_07_30

63. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон Украъни від 22.09.2016 № 1540-VIII. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1540-19

64. Звіти про результати діяльності НКРЕ у 1999-2013 рр. // Національна комісія регулювання електроенергетики України. URL: http://www3.nerc.gov.ua/?id=2380

65. Ліцензійний реєстр // НКРЕКП. URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=16087

66. Про природні монополії : Закон України від 20.04.2000 № 1682-III. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1682-14#Text

67. Салашенко Т. І. Управління об’єктами державної власності на ринку електричної енергії України // Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики : матеріали Міжнародної науково-практичної інтернет-конференції (13 листопада 2020 р., м. Харків). Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. С. 176–181.

68. ДП «Енергоринок». URL: http://www.er.gov.ua

69. Про встановлення тарифів на електроенергію, що відпускається населенню : Постанова НКРЕКП від 26.02.2015 № 220 // НКРЕКП. URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=14359

70. Крижанівський О. Ринок електричної енергії. Тягар чи потенціал? // Главком. URL: https://glavcom.ua/pub/pdf/49/4975/energy.pdf

71. Бочаров І. Впровадження нової моделі ринку ЗУ «Про ринок електричної енергії» (№ 2019). URL: https://www.slideshare.net/JuliaLoboda1/ss-

78449094

72. Коссе І. Реформа ринку електроенергії в Україні / Інститут економічних досліджень і політичних консультацій. URL: www.ier.com.ua/files/.../Policy.../Policy_Paper_4_final.pdf

73. Завербний А. С. Аналізування проблем реформування українського ринку електричної енергії // Lviv Polytechnic National University Institutional Repository. URL: ena.lp.edu.ua:8080/bitstream/ntb/23249/1/45-311-321.pdf

74. Оржель О. Реформа ринку електроенергії: запасний варіант // Економічна правда. 2018. URL: https://www.epravda.com.ua/columns/2018/04/25/636161/

75. Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України : Постанова Кабінету Міністрів України від 16.11.2002 № 1789. URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1789-2002-%D0%BF

76. Про схвалення плану заходів щодо реалізації положень Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.11.2007 № 1056-р. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1056-2007-%D1%80

77. Про утворення Координаційного центру із забезпечення впровадження нової моделі ринку електричної енергії : Постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2014 № 530. URL: http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/530-2014-%D0%BF

78. Про засади функціонування ринку електричної енергії України : Закон України від 24.10.2013 № 663-VII. URL: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/663-18

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

80. Напрямки ринкових перетворень у сфері теплопостачання України : монографія / за ред. М. О. Кизима, Є. І. Котлярова; авт. кол.: Кизим М. О.,

Котляров Є. І., Хаустова В. Є., Салашенко Т. І., Пономаренко Є. В., Колбасін Є. С., Філатова Т. А. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2024. 338 с. Укр. Мова

81. Директива 2009/72/ЄС «Про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії та про скасування Директиви 2003/54/ЄС». URL: https://ips.ligazakon.net/document/EU090143?utm_source=chatgpt.com

82. Регламент (ЄС) № 714/2009 європейського парламенту та ради від 13.07.2009 про умови доступу до мережі для транскордонного обміну електроенергією та скасування Регламенту (ЄС) №1228/2003. URL: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3A0015%3A0035%3AEN%3APDF&utm_source=chatgpt.com

83. Про затвердження плану заходів щодо виконання зобов'язань в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 03.08.2011 № 733-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/733-2011-%D1%80#Text

84. Про імплементацію Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 17.09.2014 № 847-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/847-2014-%D1%80#Text

85. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18

86. Про затвердження Правил ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18

87. Механізми функціонування нової моделі ринку електричної енергії України. Рекомендації секретаріату енергетичного співтовариства // НКРЕКП. URL: http://www.nerc.gov.ua/?id=19761

88. Насулко Ю. Реформування енергоринку України. 2013. URL: https://uba.ua/documents/doc/julia_nosulko_04_06_14.pdf

89. Про заходи, спрямовані на подолання кризових явищ та забезпечення фінансової стабільності на ринку природного газу : Закон України від 17.07.2021

№ 1639-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1639-20#Text

90. Про внесення зміни до Закону України «Про ринок електричної енергії" щодо врегулювання відносин з продажу електричної енергії виробниками електричної енергії за двосторонніми договорами» : Закон України від 08.07.2022 № 2371-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2371-20#n2

91. Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг : Закон України від 22.09.2016 № 1540-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1540-19#n807

92. Про затвердження Порядку проведення електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами та Порядку відбору організаторів електронних аукціонів з продажу електричної енергії за двосторонніми договорами : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.06.2019 № 499. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/499-2019-%D0%BF#Text

93. Про затвредження правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. URL: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18

94. АТ «Оператор ринку». URL: https://www.oree.com.ua/index.php/web/9000

95. Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 08 квітня 2020 р. № 766 : Постанова НКРЕКП від 06.08.2021 № 1296. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/v1296874-21

96. Про внесення змін до постанови НКРЕКП від 08 квітня 2020 р. № 766 : Постанова НКРЕКП від 17.06.2020 № 1117. URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/v1117874-20

97. Постанова НКРЕКП «Про затвердження Змін до Правил ринку та Змін до Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку» від 26.11.2019 № 2485 // НКРЕКП. URL: https://www.nerc.gov.ua/?id=46319

98. Про затвердження Змін до Правил ринку : Постанова НКРЕКП від 28.02.2020 № 516 // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у

сферах енергетики та комунальних послуг. URL: https://www.nerc.gov.ua/?id=49906

99. Energy Community (2023). *Overall implementation performance score*. URL: https://www.energy-community.org/implementation/report.html?showyear=2023

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

101. Energy Community (2024). *Overall implementation performance score 2024*. URL: https://www.energy-community.org/implementation/report.html?showyear=2024

102. Tennbakk B., Capros P., Delkis C., Tasios N., Zabara M., Noreng C. H., ... & Jenssen, Å. (2013). Capacity mechanisms in individual markets within the IEM. *Report to the European Commission DG ENERGY, prepared by Thema, E3MLab (NTUA) and COWI*.

103. Kozlova M., Huhta K., Lohrmann A. The interface between support schemes for renewable energy and security of supply: Reviewing capacity mechanisms and support schemes for renewable energy in Europe. *Energy Policy*. 2023. Vol. 181. 113707. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113707

104. Bonaldo C., Fontini F., Moretto M. The energy transition and the value of Capacity Remuneration Mechanisms. *Energy Economics*. 2024. Vol. 139. 107882. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107882

105. Bhagwat P. C., de Vries L. J., Hobbs B. F. Expert survey on capacity markets in the US: Lessons for the EU. *Utilities Policy*. 2016. Vol. 38. P. 11–17. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.11.005

106. Hawker G., Bell K., Gill S. Electricity security in the European Union-The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market. *Energy Research & Social Science*. 2017. Vol. 24. P. 51–58. DOI: https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.12.009

107. Mastropietro P., Rodilla P., Batlle C. National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours. *Energy Policy*. 2015. Vol. 82. P. 38–47. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.03.004

108. Tao J., Li R., Chen S., Qu H., Xiang Y. Reverse impact of capacity markets for a renewable-dominated power system. *Applied Energy*. 2024. Vol. 375. 124154. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124154

109. The Electricity Capacity Regulations // UK Legislation. 2014. URL: http://www.legislation.gov.uk/uksi/2014/2043/pdfs/uksi_20142043_en.pdf

110. EMR Delivery Body's. URL: https://www.emrdeliverybody.com/cm/home.aspx

111. Amendments To The Capacity Market Rules. EMR Delivery Body's. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/629953/capacity-market-amendment-rules-2017.pdf/

112. Grid Code // OFGEM. URL: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/55007/7885-gridcodebetta04b.pdf

113. Capacity Remuneration Mechanisms 23rdEnergy Community Electricity Forum7 June 2018, Athens // Energy Community Secretariat. 2018. URL: https://www.energy-community.org/events/2018/06/AF.html

114. Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2017/18 // OFGEM. URL: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/20180802_annual_report_on_the_operation_of_cm_2017-18_final.pdf

115. Electricity Market Reform Capacity Market Operational Plan // EMR Delivery Body's. URL: https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/190/Capacity%20Market%20Operational%20Plan%202018%20v1.pdf

116. Background on setting Capacity Market parameters // Government of the UK. URL: ttps://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/324176/Implementing_Electricity_Market_Reform.pdf

117. Willis P., Partridge J., Rudd M. Tempus Energy Ltd and Tempus Energy Technology Limited v European Commission – what does it mean for the GB Capacity Market? // Bird & Bird. URL: https://www.twobirds.com/en/news/articles/2018/uk/tempus-energy-ltd-and-tempus-energy-technology-limited-v-european-commission

118. Capacity market – Five-year Review (2014 – 2019) // OFGEM. URL https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/819760/cm-five-year-review-report.pdf

119. EA Capacity Market Auction for 2017/18. Provisional Auction Results // Delivery Body's. URL: https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Early%20Auction%2017-18%20Provisional%20Results.pdf

120. Kim Y. UK PV markets and national support policie. 2015. URL: https://www.slideshare.net/FinSolar/yukyeong-uk-march

121. Clean Energy UK Finance Guide 2014 // Clean Energy Pipeline. 2014. URL: http://cleanenergypipeline.com/Resources/CE/ExpertGuides/CleanEnergyUKFinanceGuide2014.pdf

122. Contracts for Difference. Policy paper // Government of the UK. URL: https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference

123. Contracts for Difference (CFD) Booklet 2016/17: Overview of the CFD mechanism and Delivery Partner // LCCC. 2016. URL: https://www.lowcarboncontracts.uk/sites/default/files/CFD%20Booklet%202016-17.pdf

124. Dominic FitzPatrick. UK legislative framework for renewable energy // Taylor Wessing. URL: https://www.taylorwessing.com/fileadmin/files/docs/UK_legislative_framework_for_renewable_energy.pdf

125. Hayden T. UK Renewable Energy Policy. Department for Energy and

Climate Change. 2013. URL: https://slideplayer.com/slide/2552311/

126. All change in green energy: results of the first Contracts for Difference auction // The In-House Lawyer. URL: https://www.inhouselawyer.co.uk/legal-briefing/all-change-in-green-energy-results-of-the-first-contracts-for-difference-auction/?shared=email&msg=fail&pdf=1726

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

128. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20.02.2003 № 555-IV. URL: http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15/ed20081021

129. Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом : Постанова НКРЕКП від 26.04.2019 № 641 // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php?id=40637

130. Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії : Закон України від 11.07.2019 № 2755-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text

131. Кільницький О. «Зелена» конкуренція: як запровадити аукціони для поновлюваних джерел енергії // Mind.ua. 2018. URL: https://mind.ua/publications/20184366-zelena-konkurenciya-yak-zaprovaditi-aukcioni-dlya-ponovlyuvanih-dzherel-energiyi

132. Про запровадження конкурентних умов стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії : Постанова Кабінету Міністрів України від 29.12.2019 № 1175. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1175-2019-%D0%BF#Text

РОЗДІЛ 3
МЕТОДИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ З АНАЛІЗУ ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ В ЄВРОПЕЙСЬКОМУ ПРОСТОРІ У ДОВОЄННИЙ ПЕРІОД

3.1. Декомпозиційний аналіз фундаментальних зрушень у розвитку електроенергетики ЄС

ЄС прагне змінити свій енергетичний ландшафт і зробити Європу першим кліматично нейтральним континентом на Землі до 2050 р. [1]. Для цього здійснюються фундаментальні тектонічні зрушення, центральне місце серед яких належить трансформації електроенергетики. Ідея перебудови електроенергетики ЄС не є новою, вона вперше була зафіксована в Робочому документі Комісії ЄС «Внутрішній енергетичний ринок» (1988) і поступово прогресувала, постійно підвищуючи цілі шляхом впровадження першого (1996), другого (2003 р.), третього (2009 р.) та четвертого (2018–2019 рр.) енергетичних пакетів ЄС [2–6]. В останньому, зимовому енергетичному пакеті «Чиста енергія для всіх європейців», 4 нормативні документи безпосередньо присвячені ЕЕ, тоді як інші розглядають ЕЕ як важливу частину енергетичного переходу всієї Європи [6]. Після початку російського вторгнення в Україну Європейська комісія знову підвищила свої цілі, і наразі, згідно з планом RePowerEU, передбачається забезпечення виробництва відновлюваної ЕЕ вище 45% до 2030 р. [7]. Однак така мета не виглядає надто амбітною, враховуючи, що частка відновлюваної ЕЕ у валовому виробництві зросла з 14% у 1995 р. до 35% у 2021 р. [8]. Водночас цей виклик потребує розуміння чинників позитивних фундаментальних зрушень в електроенергетиці у минулому для їх транспонування в майбутнє, а також подолання негативного впливу інших.

Учені приділяють значну увагу проблемам розвитку електроенергетики. Широке коло проблем розвитку електроенергетики сформулювало науковий поле її досліджень в економіці, серед яких сталість розвитку електроенергетики

[9–13], лібералізація РЕЕ [14–18], цінова політика та коливання цін на ЕЕ [19–22] та багато інших. Наразі розвиток електроенергетики розглядається як спосіб забезпечення енергетичної безпеки ЄС [23–26], що сприяє його енергетичному переходу до декарбонізації [27–33].

Декомпозиційний аналіз слід розглядати як один із потужних інструментів дослідження довгострокових екстенсивних, структурних та інтенсивних зрушень в енергетичному секторі. Цей підхід виник на початку 1980-х рр. [34] і на сьогодні на практиці існують дві групи його методів: структурна декомпозиція (SDA) [35] та індексний декомпозиційний аналіз (IDA) [36, 37]. Як стверджували Хукстра та ван дер Берг, відмінності між ними полягають у тому, що перший базується на моделі «витрати-випуск» та кінцевому попиті за секторами економіки, тоді як другий використовує обсяги виробництва за секторами. Для аналізу агрегованих галузевих даних найчастіше використовується IDA, який також більш придатний для детальних досліджень в часі та за країнами [38].

Спочатку IDA проводили на основі декомпозиції Ласпейреса [39–42], але пізніше дослідження переключилися до декомпозиції Дівізіа [43–48], використовуючи метод середнього арифметичного індексу Дівізіа (AMDI) [49; 50], і до логарифмічногосереднього індексу Дивізії (LMDI) [51–53], або одразу обидвох [54]. LMDI-декомпозиція, запропонована Анг і Фенг [36], дає майже ідеальний розклад і не залишає залишків моделі декомпозиції порівняно з іншими [55]. Як було виявлено одним із винахідників, після понад 15 років застосування LMDI-декомпозиції було доведено, що вона дає результати без залишків, залучає багато факторів і просторову декомпозицію, інтегрує фізичну та економічну складові [34, с. 234]. Існують 2 типи моделей LMDI: LMDI-I та LMDI-II, які можна застосовувати адитивно або мультиплікативно. Надані ними результати дуже схожі, тому дослідники вважають за краще використовувати LMDI-I через легкість обчислювальних процедур [34; 36; 37; 44].

Можна знайти багато застосувань LMDI-декомпозиції для великомасшабних енергетичних досліджень ([56-60] тощо), але наразі безпосередньо декомпозиційному аналізу електроенергетики приділяється

недостатньо уваги, і здебільшого такий аналіз зводиться до однієї стадії потоків ЕЕ, сектора чи країни. В базі даних Web of Sciences містить 1163 публікації, присвячені LMDI-декомпозиції, з них лише 108 публікацій стосуються проблем розвитку електроенергетики (станом на 10.05.2023) [61]. Для формалізації наукового поля досліджень LMDI-декомпозиції розвитку електроенергетики було проведено бібліографічний аналіз за допомогою VOSviewer (Додаток Е, рис. Е.1), який був розроблений Центром науково-технічних досліджень Лейденського університету [62]. Такий аналіз дав змогу встановити, що LMDI-декомпозиція розвитку електроенергетики ставить у центральне місце питання викидів CO_2, прагнучи досягти вуглецевої нейтральності та пом'якшити зміну клімату. Серед основних рушійних сил розглядаються урбанізація, економічне зростання, інтенсивність, ефективність, які можуть впливати на споживання та виробництво ЕЕ. У табл. 3.1 наведено типові дослідження LMDI-декомпозиції розвитку електроенергетики.

Таблиця 3.1

Огляд попередніх досліджень щодо LMDI-декомпозиції розвитку електроенергетики

Дослідження	Результуючий фактор	Фактори впливу	Країни	Роки дослідження
Чжунфу та ін. (2011) [63]	Викиди CO_2 в електроенергетиці	Коефіцієнт викидів CO_2, енергоємність виробництва електроенергії, співвідношення виробництва та споживання електроенергії, електроємність валового внутрішнього продукту (ВВП), структурні зміни на рівні провінцій та енергоємність ВВП для інших видів діяльності	Китай	1998-2008
Сіе та ін. (2019) [64]	Викиди CO_2 в електроенергетиці	Споживання енергії при виробництві електроенергії, структура теплової енергетики, структура виробництва електроенергії, втрати при передачі та розподілі, електрифікація, енергоємність та економічний масштаб	Китай	1985-2016
Де Олівейра-Де Жезус (2019) [65]	Інтенсивність викидів CO_2 в електроенергетиці	Паливний баланс, теплова ефективність, частка викопного палива та географічні ефекти	Латинська Америка	1990-2014
Кармелос та ін. (2016) [66]	Викиди CO_2 в електроенергетичному секторі	Рівень активності, електроємність, торгівля електроенергією, ефективність виробництва та паливний баланс	ЄС-28	2000-2012

Закінчення таблиці 3.1

Дослідження	Результуючий фактор	Фактори впливу	Країни	Роки дослідження
Цзян (2017) [67]	Викиди CO_2 в електроенергетичному секторі	Ефект обсягу виробництва електроенергії, ефект енергетичного балансу, ефект ефективності перетворення	США	1990–2014
Рустемоглу (2019) [68]	Викиди CO_2 в електроенергетичному секторі	Економічна активність, ефект структури палива, ефект забруднення та електроємність	Німеччина	1990 - 2015.
Садорський (2021) [72]	Споживання вітрової енергії	Компонент частки відновлюваної енергії та покращення енергоємності	17 європейських країн	2002–2017
Міскініс та ін. (2021) [71]	Викиди CO_2	Вплив зміни чисельності населення, економічного зростання, зниження енергоємності, впровадження ВДЕ та зниження інтенсивності викидів на зміну викидів ПГ	Країни Балтії	2010-2019
Чен та ін. (2019) [69]	Виробництво фотоелектричної енергії	Ефективність сонячних систем, проблеми обмеження генерації та сонячні ресурси	Китай та США	2008-2015
Ю та ін. (2020) [75]	Виробництво теплової електроенергії	Економічне зростання, ефект заміщення для енергетичної безпеки, електроємність та технологічна структура	25 країн ЄС	1997-2017

Джерело: відібрано автором з бази даних Web of Science [62]

Таким чином, наразі існує нестача глибоких досліджень декомпозиції електроенергетики за стадіями потоків ЕЕ. Більшість попередніх досліджень зосереджено на розкладі викидів CO_2, пов’язаних з електроенергетикою [60–69], і рідко декомпозиція проводилася за типами виробництва ЕЕ [70–72]. Також існує прогалина у проведенні широкомасштабної декомпозиції електроенергетики ЄС, лише автори [66] дослідили її за 5 імпакт-факторами для розкладання викидів CO_2, пов’язаних з електроенергетикою, а автори [72] і [75] розробили модель декомпозиції вітрової та теплової електроенергетки ЄС за 2 та 5 імпакт-факторами відповідно.

Водночас зміни на кожній стадії потоків ЕЕ обов'язково спричиняють зміни всього балансу електроенергетичної системи, оскільки його необхідно підтримувати постійно. Проведення декомпозиційного аналізу електроенергетики відразу за всіма стадіями потоків ЕЕ дозволяє комплексно відслідковувати зрушення за окремими імпакт-факторами. Таким чином, існує

об’єктивна необхідність поглибити декомпозиційний аналіз за стадіями потоків ЕЕ та провести його в широкому масштабі в європейському просторі.

Проведення декомпозиційного аналізу електроенергетики ЄС передбачає формування бази даних на основі Eurostat Database за 1995–2021 як по ЄС в цілому, так і по країнах-членах (окрім Люксембургу, Мальти та Кіпру). Вибір періоду обумовлений доступністю даних за всіма складовими та містить такі набори даних [8]:

вхідні дані про трансформацію ЕЕ та комбіноване виробництво теплової енергії та ЕЕ з бази даних діаграми «Енергетичні потоки Санкі» [78];

дані про постачання, трансформацію та споживання ЕЕ [79];

валове та чисте виробництво ЕЕ за видами палива [80];

потужності з виробництва ЕЕ за основними групами палива [81];

а також економічний випуск за галузями та витрати домогосподарств.

Проблемою декомпозиційного аналізу електроенергетики є відмінності у класифікаціях даних – як за видами палива в енергетичних базах даних, так і за видами економічної діяльності. У деяких випадках ці питання можна вирішити шляхом об’єднання в загальні групи:

у таблиці Е.1 наведено згруповану класифікацію між ресурсами трансформації та типами виробництва ЕЕ відповідно до класифікації ООН [84];

у таблиці Е.2 наведено згруповану класифікацію між видами економічної діяльності згідно з класифікацією Європейського Співтовариства [85] та секторами кінцевого споживання ЕЕ.

В інших випадках необхідно розкласти рівняння декомпозиції на компоненти: для валового та чистого виробництва ЕЕ, а також для доступної ЕЕ та кінцевої споживання електроенергії.

Розподіл електроенергетичного сектора на стадії трансформації, постачання і споживання ЕЕ дозволяє скласти такі рівняння, які були покладено в основу декомпозиційного аналізу:

1) для декомпозиції зі сторони пропозиції:

$$GEG = \sum_{i=1}^{N} TI \times \frac{TI_i}{TI} \times \frac{GEG_i}{TI_i}, \quad (3.1)$$

$$NEG = \sum_{j=1}^{M} GC \times \frac{GC_j}{GC} \times \frac{GEG_j}{GC_j \times 8760} \times \frac{NEG_j}{GEG_j}, \quad (3.2)$$

2) для декомпозиції зі сторони попиту:

$$FEC = \sum_{l=1}^{L} EO \times \frac{EO_l}{EO} \times \frac{FEC_l}{EO_l}, \quad (3.3)$$

3) і додаткове рівняння для збалансування попиту та пропозиції на ЕЕ:

$$FEC = (NEG + Imp - Exp) \times \frac{FEC}{AVEl}, \quad (3.4)$$

де GEG – валова електрогенерація; TI – трансформовані енергоресурси для виробництва ЕЕ; $i \dots N$ – деталізована класифікація за видами палива для виробництва ЕЕ; $\frac{TI_i}{TI}$ – структура трансформованих енергоресурсів для виробництва ЕЕ; $\frac{GEG_i}{TI_i}$ – ефективність трансформації енергоресурсів виробництва електроенергії;

NEG – чиста електрогенерація; GC – генеруючі потужності; $j \dots M$ – загальна класифікація за видами палива для виробництва електроенергії; $\frac{GC_j}{GC}$ – структура генеруючих потужностей; $\frac{GEG_j}{GC_j \times 8760}$ – коефіцієнт використання генеруючих потужностей (КВГП); $\frac{NEG_j}{GEG_j}$ – чиста ефективність електрогенерації;

FEC – кінцеве електроспоживання; EO – економічний випуск; $l \dots L$ – класифікація видів економічної діяльності; $\frac{EO_l}{EO}$ – структура економічної діяльності; $\frac{FEC_l}{EO_l}$ – інтенсивність електроспоживання.

$AVEl$ – доступна електроенергія, яка дорівнює $NEG + Imp - Exp$; Imp – імпорт ЕЕ; Exp – експорт ЕЕ, $\frac{FEC}{AVEl}$ – ефективність дистрибуції (передачі і розподілу) ЕЕ.

Як бачимо, кожне з рівнянь, крім (3.4), має екстенсивний, структурний та інтенсивний вплив.

На основі методу LMDI-I, запропонованого B.W. Ang [36], ми застосували такі моделі для декомпозиційного аналізу:

$$Impact, GWh = \frac{EF_{i,t} - EF_{i,t-1}}{(\ln EF_{i,t} - \ln EF_{i,t-1})} \times \ln \frac{IF_{i,t}}{IF_{i,t-1}} \quad (3.5)$$

$$Impact, \% = \exp\left(\frac{\frac{EF_{i,t} - EF_{i,t-1}}{(\ln EF_{i,t} - \ln EF_{i,t-1})}}{\frac{EF_t - EF_{t-1}}{(\ln EF_t - \ln EF_{,t-1})}} \times \ln \frac{IF_{i,t}}{IF_{i,t-1}} \right) \quad (3.6)$$

де $Impact, GWh$, $Impact, \%$ – вплив екстенсивних, структурних та інтенсивних факторів в абсолютному та відносному вираженні; $EF_{i,t}$, $EF_{i,t-1}$ – потоки ЕЕ з окремих джерел у поточному та попередньому роках (GEG, NEG і FEC); EF_t і EF_{t-1} – загальні потоки ЕЕ у поточному та попередніх роках; $IF_{i,t}$ and $IF_{i,t-1}$ – імпакт-фактор поточного та попередніх років.

Проведення широкомасштабної декомпозиції електроенергетики країн в європейському просторі вимагає застосування прикладних програм, як-то Microsoft Power BI [86] для аналізу та візуалізації великих масивів даних.

У результаті такого аналізу можна визначити 14 фундаментальних імпакт-факторів в електроенергетиці ЄС (табл. 3.2) та встановлено внесок кожної країни у її розвиток.

Таблиця 3.2

Розрахунок фундаментальних зрушень в електроенергетичному секторі

Впливовий фактор	Впливаючий фактор	Розрахунок впливу в абсолютному вираженні (ГВт-год)
Валова електрогенерація	Обсяг вхідних енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{TI_{\ t}}{TI_{\ t-1}}$
	Структура вхідних енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{S_{TI_i\ t}}{S_{TI_i\ t-1}}$
	Ефективність трансформації енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{TI_i\ t}}{Eff_{TI_i\ t-1}}$
Чиста електрогенерація	Обсяг генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{GC_{\ t}}{GC_{\ t-1}}$
	Структура генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{CUF_{J\ t}}{CUF_{J\ t-1}}$
	Коефіцієнт використання генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{CUF_{J\ t}}{CUF_{J\ t-1}}$
	Чиста ефективність генерації	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{NEG_j\ t}}{Eff_{NEG_j\ t-1}}$
Кінцеве електроспожи-вання	Чиста електрогенерація	$\frac{FEC_{\ t} - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{\ t-1})} \times \ln \frac{NEG_{\ t}}{NEG_{\ t-1}}$
	Імпорт електроенергії	$\frac{FEC_{\ t} - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{\ t-1})} \times \ln \frac{Imp_{\ t}}{Imp_{\ t-1}}$
	Експорт електроенергії	$\frac{FEC_{\ t} - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{\ t-1})} \times \ln \frac{Exp_{\ t}}{Exp_{\ t-1}}$

Закінчення таблиці 3.2

Впливовий фактор	Впливаючий фактор	Розрахунок впливу в абсолютному вираженні (ГВт-год)
Кінцеве електроспожи-вання	Ефективність дистрибуції	$\frac{FEC_t - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{t-1})} \times \ln \frac{Eff_{D\,t}}{Eff_{D\,t-1}}$
	Економічний випуск	$\frac{FEC_{l,t} - FEC_{l,t-1}}{(\ln FEC_{l,t} - \ln FEC_{l,t-1})} \times \ln \frac{EO_t}{EO_{t-1}}$
	Структура економічної діяльності	$\frac{FEC_{l,t} - FEC_{l,t-1}}{(\ln FEC_{l,t} - \ln FEC_{l,t-1})} \times \ln \frac{S_{EO_l\,t}}{S_{EO_l\,t-1}}$
	Інтенсивність електроспоживання	$\frac{FEC_{l,t} - FEC_{l,t-1}}{(\ln FEC_{l,t} - \ln FEC_{l,t-1})} \times \ln \frac{Int_{EO_l\,t}}{Int_{EO_l\,t-1}}$

Джерело: розроблено автором [87]

Для пояснення впливу окремих чинників в електроенергетиці ЄС *LMDI* декомпозицію проведено за стадіями трансформації ЕЕ, які надалі подано послідовно.

На рис. 3.1 подано декомпозиційний аналіз валової електрогенерації за вхідними потоками енергоресурсів, а у табл. Е.3 – розподіл цих впливів за країнами ЄС.

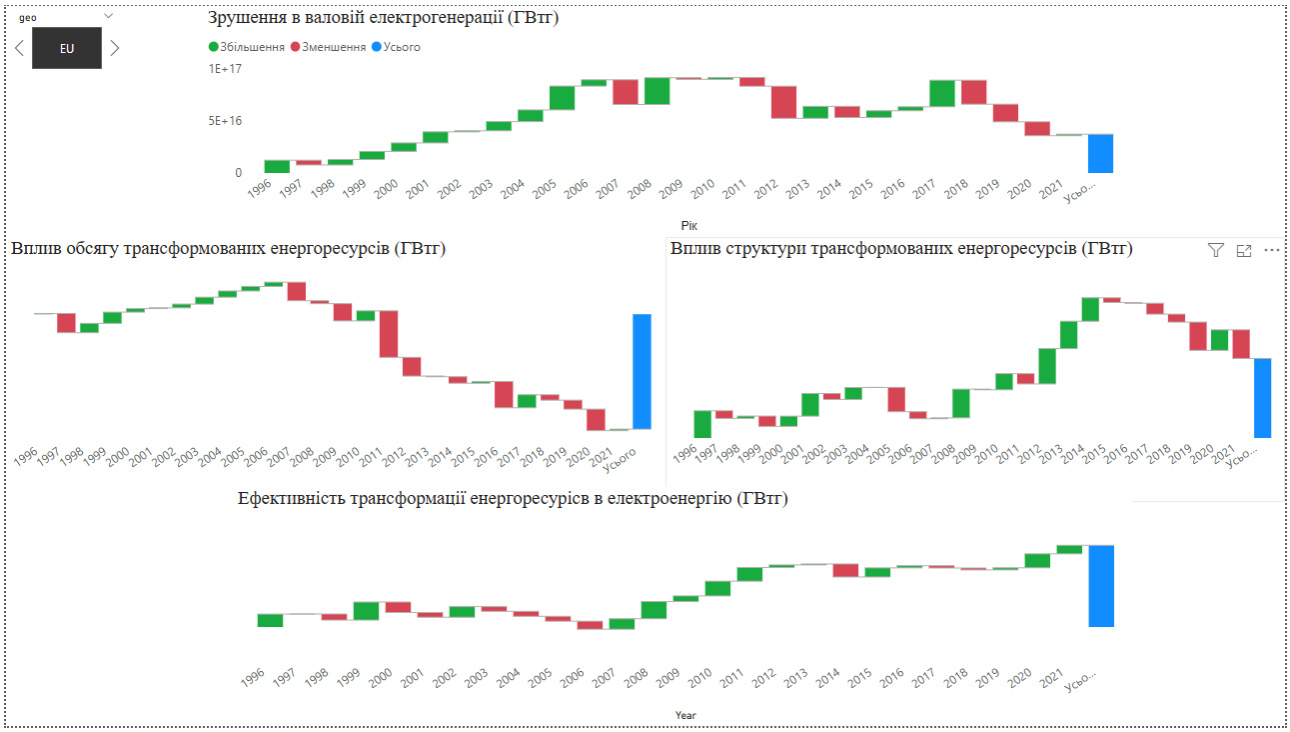


Рис. 3.1. **Декомпозиційний аналіз валової електрогенерації ЄС, 1995–2021**

Джерело: розраховано автором на основі [78; 79]

У 1995–2021 рр. валова електрогенерація ЄС зросла на 612 ТВтг, або на 21,2 %, у т.ч. у 1995–2008 рр. спостерігався крутий тренд на зростання, що обумовило її збільшення на 637 ТВтг, або на 22,1 %, тоді як у 2008–2021 рр. мала місце її мінлива динаміка. та у підсумку її рівень знизився на -26 ТВтг, або на -0,2 %. Найбільше падіння валової генерації в ЄС мало місце у кризові 2009 р. та 2020 р. – на -154 ТВтг, або на -4,5 %, та -134 ТВтг, або на -4,0 %, відповідно, але у наступні періоди відновлення, 2010 р. та 2021 р., зростала на 184 ТВтг (5,7 %) та 147 ТВтг (4,6 %) відповідно.

Прагнення до відповідального споживання енергоресурсів обумовило скорочення обсягів трансформованих енергоресурсів електроенергетикою ЄС (екстенсивний імпакт-фактор), що призвело б до валової електрогенерації на -134 ТВтг, або на -1,7 %. При цьому можна спостерігати, що у 1995–2006 рр. саме збільшення обсягу трансформованих енергоресурсів обумовлювало зростання валової електрогенерації на 479 ТВтг, або на 15,8 %, тоді як у 2007–2021 рр. вже відзначається негативний вплив цього фактору на динаміку валової електрогенерації, внаслідок чого вона мала б скоротитися на -612 ТВтг, або на -17,5 %. Однак цього не сталося за рахунок структурних та інтенсивних чинників. І тільки у періоди відновлення після кризи, у 2010 р. та 2021 р., виникала потреба в акумулюванні додаткових енергоресурсів для забезпечення додаткових потреб в електрогенерації: на +199 ТВтг, або 3,6 %, та 183 ТВтг, або +5,8 %, відповідно.

Збільшення обсягів валової елеткрогенерації в ЄС здебільшого було спричинено зміною її структури трансформованих енергоресурсів (структурний імпакт-фактор), що дозволило виробити додаткові 600 ТВтг, або +19,2 %, у 1995–2021 рр. При цьому протягом усього досліджуваного періоду зміни у структурі трансформованих енергоресурсів обумовлювали позитивні зрушення у структурі валової електрогенерації, і лише в окремі роки, 2002, 2011, 2014 та 2021, несприятливі ринкові умови обумовлювали структурні зрушення, які негативно позначалися на електроенергетиці ЄС.

Розвиток технологій електрогенерації в ЄС також дозволив досягти позитивних зрушень за ефективністю трансформації енергоресурсів (інтенсивний імпакт-фактор). Загалом ефективність трансформації

енергоресурсів в ЄС зросла із 41,8 % у 1995 р. до 53,5 % у 2021 р., що обумовило позитивний вплив на обсяги валової електрогенерації на +145 ТВтг, або на +4,6 %. При цьому, хоча і має місце загальний позитивний вплив ефективності трансформації енергоресурсів на валову електрогенерацію, однак динаміка впливу цього чинника є мінливою.

Таким чином, збільшення валової електрогенерації було здебільшого спричинено зміною її структури (на 98 %), тоді як ефективність трансформації енергоресурсів і обсяг трансформованих енергоресурсів чинили взаємокомпенсуючий вплив, і тільки незначна частина приросту ефективності трансформації енергоресурсів (2 %) впливала на приріст валової електрогенерації.

Найбільше зростання валової електрогенерації ЄС забезпечили такі країни, як: Іспанія (на +55,5 %, або 18,4 % від загального по ЄС), Німеччина (на +19,2 %, або 18 % від загального по ЄС), Італія (на +39,1 %, або 16,8 % від загального по ЄС), Франція (на +17,2 %, або 13,9 % від загального по ЄС) та Швеція (на +26,9 %, або 6,8 % від загального по ЄС). Серед країн, які зменшили валову електрогенерацію, були тільки Румунія (на -47,2 %, або -7,9 % від загального по ЄС), Литва (на -5,4 %, або -2,0% від загального по ЄС), Болгарія (на -3,6 %, або -0,8 % від загального по ЄС), Данія (на -8,6 %, або -0,4 % від загального по ЄС) та Угорщина (на -0,2 %, або -0,3 % від загального по ЄС). Серед країн, які знизили потреби в трансформації енергоресурсів. всі ж з них і скоротили обсяги валової електрогенерації, тоді як серед країн, які розвивали електрогенерацію, всі з них потребували і додаткових енергоресурсів. Виключеннями були Німеччина, Греція, Швеція, Словаччина, Словенія й Естонія. Найбільшого позитивного впливу структурних зрушень на валову електрогенерацію досягли Німеччина (+34 %), Іспанія (+49 %), Франція (+9 %), Італія (+15 %), Швеція (+26 %). Негативно впливала структура трансформованих енергоресурсів на валову електрогенерацію лише в Румунії (-3 %), Словаччині (-0,6 %), Чехії (-0,8 %) та Латвії (-2 %). Найбільше зростання валової електрогенерації за рахунок підвищення її ефективності трансформації енергоресурсів були досягнуті в Італії (+16 %), Німеччині (+7 %), Нідерландах (+12 %), Австрії (+20 %) та Бельгії (+13

%). Негативний вплив ефективність трансформації енергоресурсів на валову електрогенерацію здійснювала в таких країнах, як Іспанія (-2 %), Франція (-0.5 %), та Естонія (-6 %).

Декомпозиція трансформованих енергоресурсів за їхніми типами дозволяє оцінити окремий внесок кожного з них у валове виробництво електроенергії (табл. 3.3).

Таблиця 3.3

Загальний вплив трансформації енергоресурсів на валове виробництво електроенергії в ЄС у 1995–2021 роках

Енергоресурс	Структурний вплив (%)		Вплив ефективності трансформації (%)	
	темп приросту	приріст в частці ЄС	темп приросту	приріст в частці ЄС
Природний газ	11.90	60.77	2.80	60.40
Лігніт	-4.60	-24.89	0.60	11.85
Бітумінозне вугілля	-8.50	-47.22	0.40	9.99
Відходи	2.20	11.41	0.40	9.09
Атомне тепло	-1.70	-9.61	0.30	6.20
Біопаливо	7.60	40.50	0.20	5.44
Гідроенергія	1.20	5.69	0.10	2.41
Сонячна енергія	5.20	28.92	0.10	1.86
Промислові газ	0.00	0.80	0.10	1.79
Інше тверде паливо	0.00	-0.20	0.10	1.17
Вітрова енергія	12.60	70.09	0.00	0.21
Нафта та нафтопродукти	-6.70	-36.26	-0.50	-10.40

Джерело: розраховано автором на основі [78; 79]

Найбільший позитивний вплив на валову електрогенерацію в ЄС здійснювала вітрова енергетика, збільшення частки якої із 0,1 % у 1995 до 6,2 % у 2021 р. дозволило отримати приріст валового виробництва електроенергії у 420 ТВтг. Водночас зростала і газова електрогенерація, із 9,5 % у 1995 до 17,9 % у 2021 р., що забезпечило додатковий приріст валової електрогенерації у 364 ТВтг. У 10 разів збільшилася і частка біопалива, із 0,7 % до 7,1 %, що позначилося на збільшенні валової електрогенерації на 243 ТВтг. Сумарно відновлювані джерела енергії забезпечили додаткове виробництво валової електроенергії в обсязі 871 ТВтг, або на +26,6 %, тоді як викопні види палива скоротили

виробництво на 708 ТВтг, або на -21,5 %. Серед видів трансформованих енергоресурсів найбільший внесок у зростання валової електрогенерації за рахунок зростання енергоефективності мав природний газ на +88 ТВтг, або +2,8 %, тоді як внесок кожного з інших був менший за 1 %, а ефективність трансформації нафти та нафтопродуктів мала негативний вплив. Таким чином, у 1995–2021 рр. відбувався вітро-газовий перехід електроенергетики ЄС, що відзначався відмовою від генерації на викопних джерелах енергії на користь вітрової генерації разом із розвитком і підвищенням ефективності газової генерації.

На рис. 3.2 наведено декомпозиційний аналіз чистої електрогенерації за генеруючими потужностями в ЄС, а у табл. Е.4 – розподіл цих впливів за країнами – членами ЄС.

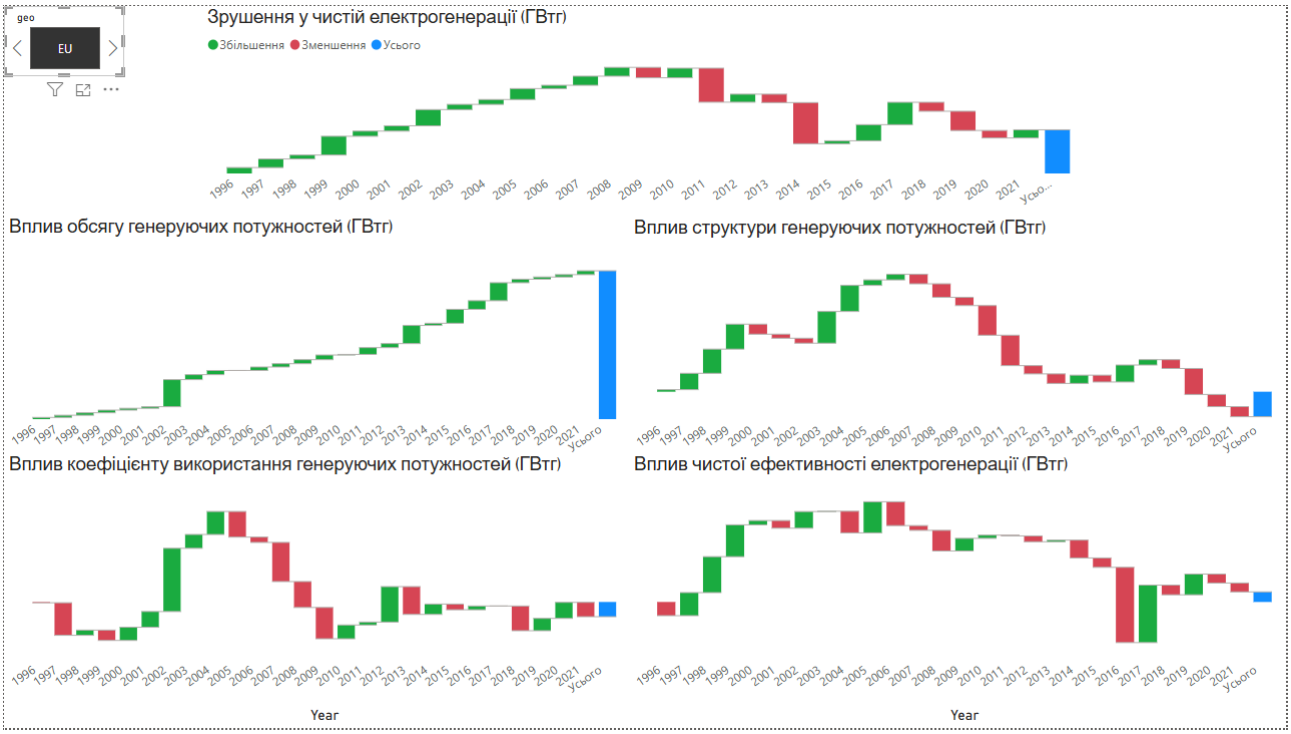


Рис. 3.2. **Декомпозиційний аналіз чистої електрогенерації ЄС, 1995–2021**

Джерело: розраховано автором на основі [80; 81]

У 1995–2021 рр. чиста електрогенерація в ЄС зросла на 515 ТВтг, або на 21,1 %, у т.ч. у 1995–2008 рр. мало місце зростання на 577 ТВтг, або 22,8 %, тоді як у 2009–2021 рр. спостерігалося її скорочення на -63 Твтг, або -1,7 %. Спричинили таке зростання збільшення потужностей електроенергетики на 431 ГВт, або на

+57,9 %, що мало забезпечити приріст чистої електрогенерації на 1556 ТВтг. Проте зміни в структурі генеруючих потужностей здійснювали негативний вплив, призвівши до падіння чистої електрогенерації на -766 ТВтг, або на -27 %. Так само і КВГП спричинив негативний вплив, обумовивши падіння чистої електрогенерації на -199 ТВтг, або на -5,7 %. При цьому до 2005 р. КВГП сприяв зростанню чистої електрогенерації на 121 ТВтг, або на +4,9 %, тоді як після 2006 р. мав місце мінливий негативний вплив, призвівши до її падіння на -319 ТВтг, або на -12 %. Здійснювала негативний вплив і чиста ефективність генерації на -75 ТВтг, або на -2,5 %. До 2007 р. її підвищення призвело до зростання чистої електрогенерації на 53 ТВтг, або на 2 %, тоді як після 2008 р. через зниження ефективності відбулося падіння чистої генерації на -128 ТВтг, або на -4,6 %. Таким чином, вітро-газовий перехід електроенергетики ЄС супроводжувався негативними зрушеннями в структурі та використанні генеруючих потужностей та чистої ефективності електрогенерації.

Серед країн ЄС найбільший внесок у збільшення чистої електрогенерації здійснювали Іспанія, Німеччина, Франція, тоді як найбільші темпи її зростання мали місце у Латвії, Хорватії, Ірландії, і тільки в Литві чиста електрогенерація зазнала скорочення. Найбільший вплив зростання обсягу генеруючих потужностей ЄС на чисту електрогенерацію мало місце у Німеччині, Іспанії та Італії, тоді найбільшого її приросту за цим видом впливу було досягнуто в Болгарії, Естонії, Хорватії, і тільки в Литві фіксувався від'ємний приріст. У всіх країнах зміни у структурі генеруючих потужностей негативно впливали на чисту електрогенерацію, найсильніше – у Німеччині, Болгарії та Бельгії. КВГП демонстрував різний вплив на чисту ефективність електрогенерації: найбільше зниження фіксувалося в Іспанії, Нідерландах та Польщі, тоді як найбільше збільшення – у Болгарії, Швеції та Іспанії. За рахунок зниження чистої ефективності електрогенерації було досягнуто від'ємного приросту в Італії та Литві, а найбільше падіння фіксувалося у Естонії і Данії. Підвищення чистої ефективності електрогенерації призвело до позитивних зрушень у Румунії, Польщі та Нідерландах. Таким чином, хоча вплив високорозвинутих країн на

збільшення чистої електрогенерації є найбільш відчутним, однак найбільші зусилля прикладають саме країни, які розвиваються.

Декомпозиція за типами генеруючих потужностей дозволяє визначити індивідуальний вплив кожного з них на чисту електрогенерації (табл. 3.4).

Таблиця 3.4

Вплив різних типів генеруючих потужностей на чисту електрогенерацію в ЄС у 1995–2021 рр.

Тип генеруючих потужностей	Вплив структури генеруючих потужностей (%)		Вплив КВГП (%)		Вплив чистої ефективності генерації (%)	
	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС
Потужності генерації на спалюваних видах палива	-17.2	-62.8	-7.1	-110.9	-2.8	-107.7
Гідроенергетичні потужності	-5.8	-20.5	-0.9	-16.1	0.2	4.1
Атомні потужності	-19.1	-69.2	0.9	8.7	0.2	5.1
Сонячні потужності	4.8	17.4	0.3	3.4	-0.0	-0.9
Вітрові потужності	9.8	35.1	1.1	14.9	-0.0	-0.7

Джерело: розраховано автором на основі [80; 81]

Як видно з табл. 3.4, найбільший негативний вплив мали потужності, що працюють на спалюваних видах палива, обумовивши сумарне падіння чистої електрогенерацію в ЄС на -782 ТВтг. За рахунок виводу із експлуатації атомних потужностей було зменшено чисту електрогенерацію в ЄС на -530 ТВтг. Зниження обсягу та використання гідроенергетичних потужностей обумовили скорочення чистої електрогенерацію на -189 ТВтг, тоді як підвищення їх ефективності забезпечило додаткові 3.5 ТВтг. За рахунок розбудови переривчастих потужностей на ВДЕ вдалося збільшити чисту електрогенерацію на +439 ТВтг, проте фіксувалося незначне падіння їх ефективності, що призвело до скорочення чистої електрогенерації на -1 ТВтг. Таким чином, темпи та обсяги відмови від традиційних генеруючих потужностей випереджали розвиток потужностей на відновлюваних джерелах енергії, що негативно позначилося на обсягах чистої електрогенерації.

На рис. 3.3 наведено, як зміни зі сторони пропозиції вплинули на кінцеве електроспоживання, а у табл. Е.5 – розподіл цих впливів за країнами ЄС.

У 1995–2021 рр. кінцеве електроспоживання в ЄС зросло на 495 ТВтг, або на 21,5 %, у т. ч. у 1995–2008 рр. фіксувався зростаючий тренд, який забезпечив приріст на 568 ТВтг, або 23,7 %, тоді як у 2009–2021 рр. була наявна мінлива спадна динаміка, через що приріст склав -73 ТВтг, або -2,2 %. Отже, після кризи 2009 р. кінцеве електроспоживання скорочувалося швидшими темпами, ніж зростала електрогенерація в ЄС.

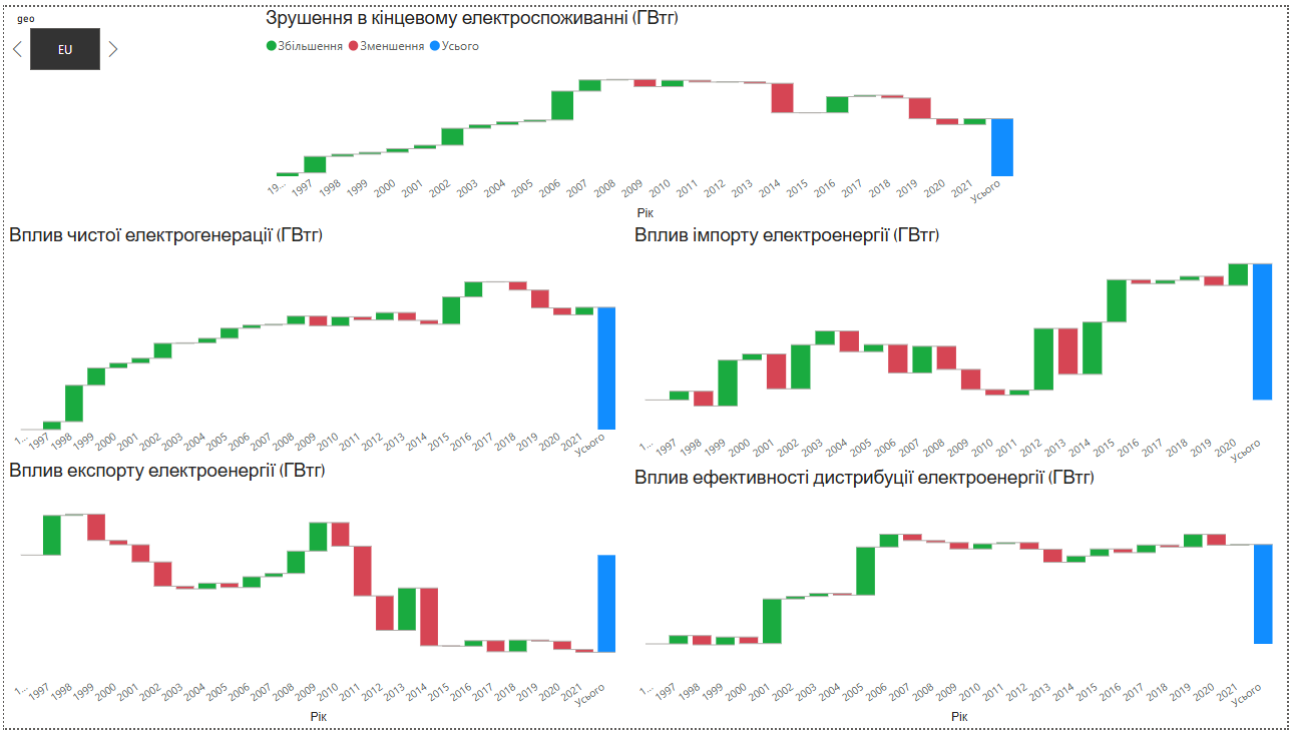


Рис. 3.3. **Декомпозиційний аналіз балансу електроенергетики ЄС, 1995–2021**

Джерело: розраховано автором на основі [79]

Забезпечила потреби в кінцевому електроспоживанні ЄС чиста електрогенерація на 410 ТВтг, або на 82 %, у т.ч. у 1995–2008 р. за рахунок її зростання було покрито 470 ТВтг, тоді як у 2009–2021 рр., навпаки, за рахунок скорочення знижено на -60 ТВтг. Зростання імпорту спричинило мінливу висхідну динаміку, забезпечивши додаткові 167 ТВтг, або 34 %, у кінцевому електроспоживанні ЄС, тоді як вплив експорту, навпаки, мав мінливу низхідну динаміку, знизивши доступну електроенергію для кінцевого електроспоживання

на -156 ТВтг, або на -31 %. За рахунок скорочення витрат на дистрибуцію електроенергії (передачі та розподілу) було покрито додаткові 74 ТВтг, або 14 % від загального кінцевого електроспоживання в ЄС. Однак, якщо до 2011 р. зростання ефективності дистрибуції електроенергії призвело до економії 104 ТВтг, то після 2012 р. відбувалося падіння її ефективності, що призвело до додаткових вилучень 30 ТВтг із обсягу, доступного до кінцевого електроспоживання.

Усі країни ЄС збільшили кінцеве електроспоживання у досліджуваному періоді. Найбільший приріст електроспоживання спостерігався в Ірландії, Хорватії та Іспанії у діапазоні від 48 % до 66,8 %. Однак 57,2 % від загальноєвропейського приросту кінцевого електроспоживання припадало на Іспанію, Францію, Італію та Польщу. Найбільший вплив на забезпечення додаткових потреб в кінцевому електроспоживанні ЄС за рахунок приросту власної чистої електрогенерації забезпечували такі країни, як Іспанія, Німеччина, Італія, Франція і Нідерланди, сумарно покривши 60,1 % від загальних додаткових потреб по ЄС. Серед країн, чиста електрогенерація яких негативно вплинула на забезпечення кінцевого електроспоживання ЄС, були Данія, Естонія та Латвія. Приріст обсягів імпорту електроенергії на 49,1 % забезпечили Франція, Фінляндія, Данія та Угорщина, тоді як приріст експорту був покритий на 48,8 % за рахунок Нідерландів, Чехії та Бельгії. Такі країни, як Німеччина та Швеція, суттєво скоротили потреби в імпорті, тоді як Франція, Данія та Німеччина знизили експорт електроенергії. Найбільша економія електроенергії за рахунок збільшення ефективності дистрибуції мала місце у Фінляндії, Франції та Чехії, тоді як найбільші надлишкові перевитрати електроенергії за рахунок її зниження несли Австрія, Німеччина та Данія.

На рис. 3.4 наведено декомпозиційний аналіз кінцевого електроспоживання в ЄС, а у табл. Е.6 – розподіл цих впливів за країнами-членами.

Зміни в кінцевому електроспоживанні спричинили збільшення економіки ЄС на 67,1 %, що обумовило додаткову потребу в кінцевому електроспоживанні на 1620 ТВтг, у т.ч. у 1995–2008 рр. на 1523 ТВтг, або на 62,8 %, і у 2009–2021 рр. на 97 ТВтг, або на 4,3%. Однак зміна структури економіки ЄС призвела до його

скорочення на -165 ТВтг, або на -13 %, та лише в окремі періоди відновлення економіки структурні зрушення спричиняли його зростання. Зменшення інтенсивності електроспоживання спонукало також до його скорочення на -883 ТВтг, або на -34,5 %. І тільки під пресом кризових явищ відбувалося зростання кінцевого електроспоживання внаслідок недостатньої уваги до питань ефективності. Таким чином, рушійною силою енергетичного переходу в ЄС було відповідальне кінцеве електроспоживання.

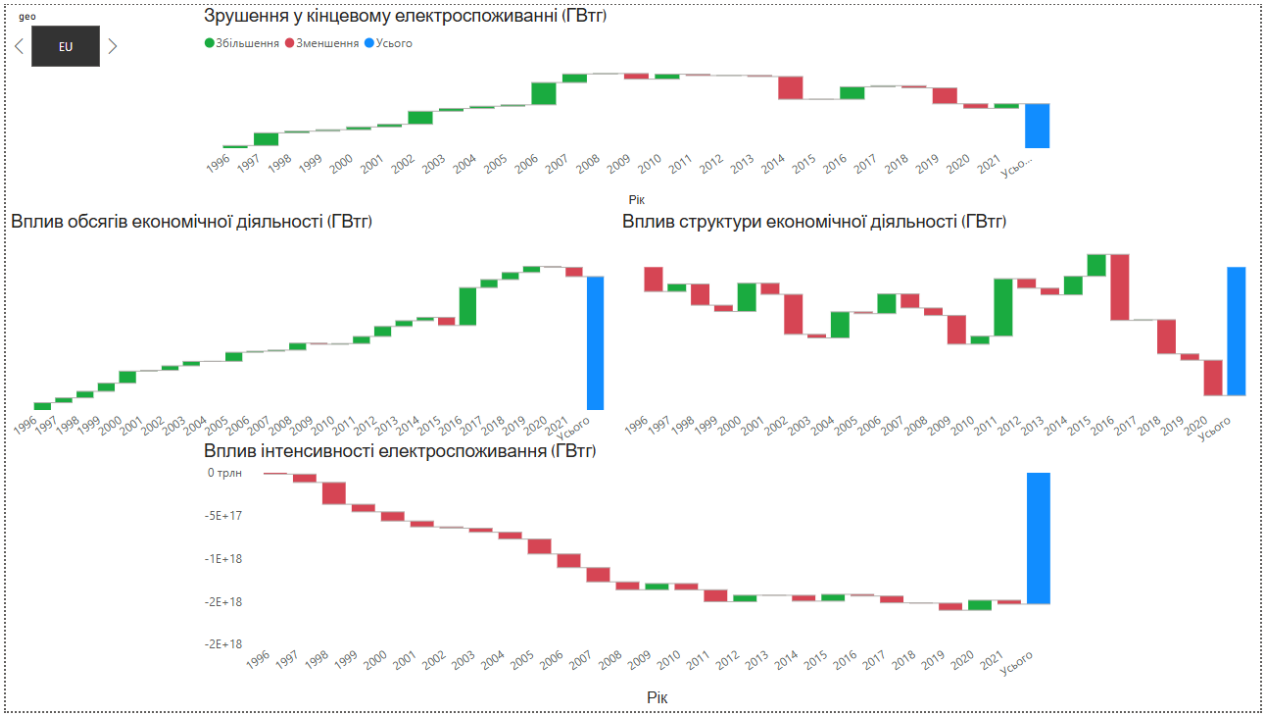


Рис. 3.4. **Декомпозиційний аналіз кінцевого електроспоживання ЄС в 1995–2021 рр.**

Джерело: розраховано автором на основі [79; 82; 83]

Серед країн ЄС найбільший вплив на зростання кінцевого електроспоживання мало збільшення економіки в країнах, що розвиваються, – Естонія, Литва, Латвія, Румунія та Словаччина, на більш ніж 200 %, проте у загальноєвропейському вимірі внесок цих країн склав лише 12,2 %. А такі високорозвинуті країни, як Німеччина, Франція, Іспанія й Італія, мали стриманий приріст кінцевого електроспоживання за рахунок розвитку економіки – від 42,1 % до 79,8 %, покривши при цьому 55,4 % від загальноєвропейського приросту. Структурні економічні зрушення в економіці здійснювали здебільшого негативний вплив на зменшення кінцевого електроспоживання, найпотужніший

у Фінляндії та Румуніъ – близько -20 %, тоді як лише в деяких країнах структурні зрушення в економіці призводили до його зростання, особливо в Хорватії та Швеції, близько 60 %. Зменшення електромісткості також сприяло зниженню кінцевого електроспоживання у всіх країнах ЄС. Особливо відчутний цей вплив був в Латвії, Естонії та Литві, проте внесок балтійських країн у загальноєвропейське скорочення кінцевого електроспоживання склав лише -3,5 %, тоді як скорочення електромісткості в Німеччині, Франції, Іспанії та Італії забезпечувало від 26,2 % до 37,2 %, склавши -61,3 % від загальної економії електроенергії в кінцевому споживанні за цим чинником.

Декомпозиція за видами економічної діяльності дозволяє визначити окремі впливи на кінцеве споживання електроенергії в ЄС (табл. 3.5).

Таблиця 3.5

Вплив різних видів економічної діяльності на кінцеве споживання електроенергії в ЄС у 1995–2021 рр.

Вид економічної діяльності	Структурний вплив економічної діяльності (%)		Вплив інтенсивності електроспоживання (%)	
	темп приросту	приріст у частці ЄС	темп приросту	приріст у частці ЄС
Сільське господарство, рибальство та лісове господарство	-6.0	-0.5	-0.3	-0.1
Хімія та хімічні продукти	-35.3	-2.7	-3.1	-0.7
Кокс та продукти нафтопереробки	6.2	0.5	-3.8	-0.8
Будівництво	-0.2	0.0	-0.5	-0.1
Продукти харчування, напої та тютюн	-9.5	-0.7	-1.1	-0.2
Домогосподарства	-8.3	-0.6	-33.8	-7.2
Машинобудування	-15.5	-1.2	1.8	0.4
Метал та металеві продукти	-8.5	-0.7	-12.2	-2.6
Гірничодобувна промисловість і розробка кар'єрів	-6.8	-0.5	-4.2	-0.9
Неметалеві мінерали продукти	-6.5	-0.5	-3.4	-0.7
Інші	-19.5	-1.5	-1.6	-0.4
Папір, целюлоза та поліграфія	-22.9	-1.7	-0.7	-0.2
Послуги	34.8	2.7	-23.7	-5.1
Текстильна та шкіряна промисловість	-8.4	-0.6	-1.4	-0.3
Транспорт	5.2	0.4	-7.3	-1.6
Транспортне обладнання	4.1	0.3	-4.3	-1.0
Деревина та вироби з деревини	-3.1	-0.2	-0.4	-0.1

Джерело: розраховано автором на основі [79; 82; 83]

Як видно з табл. 3.5, майже всі види економічної діяльності мали скорочення кінцевого електроспоживання, найсуттєвіше – у хімічній, паперово-целюлозній промисловості та інших секторах економіки, що зрештою призвели до економії електроенергії на -35,3 %, -22,9 % та -19,5 % від загальної економії по ЄС за цим чинником. Збільшення кінцевого електроспоживання внаслідок позитивних структурних зрушень мало місце тільки за сектором послуг, виробництвом коксу та нафтопереробкою, транспортним сектором і транспортним машинобудуванням, які разом обумовили зростання кінцевого електроспоживання в ЄС на 36,0 %. Внаслідок скорочення інтенсивності споживання всі види діяльності показували скорочення кінцевого електроспоживання, найсуттєвіше – домогосподарства, сфера послуг, гірничо-видобувна промисловість, які сумарно забезпечили -69,7 % економії електроенергії в ЄС за цим чинником.

Таким чином, декомпозиційний аналіз електроенергетики ЄС дозволив виявити такі тенденції її розвитку [87]:

• в ЄС відбувається вітро-газовий перехід електроенергетики. Завдяки цьому було покрито 131 % додаткової потреби в електроенергії, у тому числі 70% за рахунок вітрової генерації, решта – за рахунок газової. Загалом розвиток відновлюваної генерації забезпечив +145% додаткової електроенергії. При цьому виробництво електроенергії на викопному паливі скоротилося на -105%, у тому числі на органічному викопному паливі – на -95% і ще на -10% – на ядерному теплі;

• такий перехід супроводжувався підвищенням енергоефективності потоків електроенергії, що дозволило забезпечити загальну економію електроенергії в обсязі 1028 ТВт·год, у тому числі 85% за рахунок зниження інтенсивності споживання електроенергії. Тоді як решту 15% економії забезпечило підвищення ефективності трансформації ресурсів у електрогенерації. Однак цей перехід призвів до зниження ефективності чистої генерації та дистрибуції, а отже, до перевитрат електроенергії на 145 ТВт·год.

• але цей перехід також супроводжувався негативними структурними зрушеннями в генеруючих потужностях та ефективності їх використання, що

зрештою призвело до недоотримання 966 ТВтг чистої генерації електроенергії, у тому числі на -50% за рахунок органічних потужностей, на -55% за рахунок до атомного тепла та на -16% за рахунок гідроенергетики, тоді як за рахунок переривчастих ВДЕ (сонячних та вітрових) вдалося забезпечити додаткове виробництво лише +42% електроенергії;

• розширення економічної діяльності ЄС вимагало збільшення кінцевого споживання електроенергії, але структурні зрушення в економіці переорієнтували ці обсяги з промисловості (-12%) на домогосподарства та сферу послуг і транспорт (+10%);

• такі зміни вимагали збільшення зовнішніх потоків електроенергії ЄС, що спричинило додатковий експорт електроенергії із чистого виробництва електроенергії на 31% разом із збільшенням імпорту електроенергії на +34% для покриття дефіциту кінцевого споживання електроенергії.

Крім того, декомпозиційний аналіз дав змогу виявити переломні тенденції у розвитку електроенергетики ЄС, серед яких: зміна трендів у валовому та чистому виробництві ЕЕ та кінцевому споживанні ЕЕ після 2009 р., а також із 2007 р. змінився вплив трансформації ресурсів, із 2006 р – вплив використання потужності, із 2008 р – вплив ефективності виробництва, із 2012 р. – вплив ефективності розподілу.

Загалом розроблене методичне забезпечення декомпозиційного аналізу дозволило фундаментальні зрушення в розвитку електроенергетики, порівнювати загальні тенденції в ЄС та між державами-членами.

3.2. Визначення протиріч розвитку електроенергетики України в європейському просторі

Розвиток електроенергетичного сектора України розглядається в контексті її інтеграції до європейського енергетичного простору. Результатом такої інтеграції має стати отримання значних вигід як для європейських, так і для українських споживачів електроенергії з точки зору якості, надійності постачання та нижчих цін під тиском конкуренції. Наразі Україна є членом

Енергетичного співтовариства, і з середини 2019 року в країні впроваджується проєвропейська модель електроенергетичного ринку, хоча і в квазіконкурентному форматі [21]. З 24 лютого 2022 р. українська об'єднана енергетична система синхронізована з європейською, а з 16 березня 2022 р. оператор української системи передачі ЕЕ став спостерігачем у ENTSO-E. Незважаючи на те, що зараз українські електромережі технічно відповідають європейським правилам, сам електроенергетичний сектор залишається застарілим, а його розвиток не відповідає європейським тенденціям. Недоліки українського електроенергетики ставлять під сумнів її конкурентоспроможність у відкритому європейському просторі та потребують вирішення питання щодо визначення пріоритетних напрямів його подальшому розвитку. Проблема розвитку електроенергетики значно загострилася внаслідок російського вторгнення в Україну. Наразі неможливо проаналізувати масштаби пошкоджень у сфері електроенергетики через вимоги кібербезпеки (усі дані закриті з 24 лютого 2022 року о 15:00). Проте, за оцінками BBC, українська енергосистема зазнала понад 1 400 ракет і 500 дронів, не залишилося жодної електростанції, яка б не була пошкоджена [89; 90]. Враховуючи це, необхідно дослідити досвід України для відбудови електроенергетики після війни на основі європейських принципів без нехтування національними інтересами.

Стан і тенденції розвитку українського електроенергетичного сектора у європейському контексті можна проаналізувати, побудувавши Модель «витрати-випуск» потоків електроенергії та порівнявши українські тенденції з загальноєвропейськими, визначивши їх подібності, відмінності, переваги та недоліки. Модель «витрати-випуск» широко використовується для кількісної оцінки взаємозв'язків між різними секторами національної або регіональної економіки [91], адже ЕЕ є суспільним благом, яке використовується в усіх без винятку сферах економіки [92]. Чонг та ін. вважають, що модель «витрати-випуск» є придатним методом для аналізу складних мережевих структур даних, а її візуалізацією є діаграма Санкея [93]. Історично модель «витрати-випуск» базується на працях Леонтьєва (1936) [94], а першу діаграму Санкея побудував Го́манн у 1949 році [95]. Сьогодні діаграми Санкея використовуються для

виявлення неефективностей та потенціалу для економії ресурсів [96], аналізу енергетичного балансу та енергоефективності енергосистеми [97], а також для програмної обробки даних з візуалізацією розподілу енергії та обліком коефіцієнтів перетворення первинної енергії для зв'язку кінцевого та первинного споживання [98]. Ці методи також застосовуються в інших галузях [99–101], проте найчастіше використовуються саме для аналізу енергетичних потоків і викидів парникових газів [10, 102]. Так, Eurostat розробив діаграму Санкея для побудови загального енергетичного балансу та основних енергетичних потоків певної території [18], хоча вона не дозволяє розділити потоки за типами джерел або носіїв енергії.

Для виявлення протиріч розвитку електроенергетики України в європейському просторі доцільно розробити методичне забезпечення для аналізу вхідно-вихідних потоків електроенергії. Гіпотеза дослідження полягає в існуванні суттєвих протиріч у розвитку електроенергетики України та ЄС.

Таким чином, порівняльний аналіз вхідно-вихідних потоків ЕЕ в Україні та ЄС може бути здійснений на основі діаграм Сенкі, які можливо побудувати за допомогою програмного забезпечення Power BI (розробленого корпорацією Microsoft [86]). Джерелом даних для дослідження є база даних Eurostat [78–81], яка формується відповідно до Регламенту (ЕС) № 1099/2008 [105] і забезпечує уніфікацію та порівнянність даних за параметрами електроенергетичної системи, джерелами енергії та видами діяльності. База даних охоплює період з 1991 по 2020 роки для України та країн ЄС-27 (наразі оновлення даних для України неможливе через вимоги кібербезпеки у воєнний час). Проте використання розробленої моделі вхідно-вихідних потоків електроенергії дозволить оперативно оновлювати дані та здійснювати їх аналіз за періодами та країнами.

Побудована модель вхідно-вихідних потоків ЕЕ зображена на рис. 3.5 та візуалізована в Power Pivot (рис. 3.6). На її основі сформовано діаграми Сенкі для вхідних і вихідних потоків ЕЕ за етапами функціонування електроенергетичної системи. Перевірка достовірності даних у моделі вхідно-вихідних потоків здійснюється на основі термодинамічного закону збереження енергії, який вимагає, щоб уся енергія в ланцюгу електропостачання – від постачання

паливно-енергетичних ресурсів до кінцевого споживання електроенергії – залишалася збалансованою.

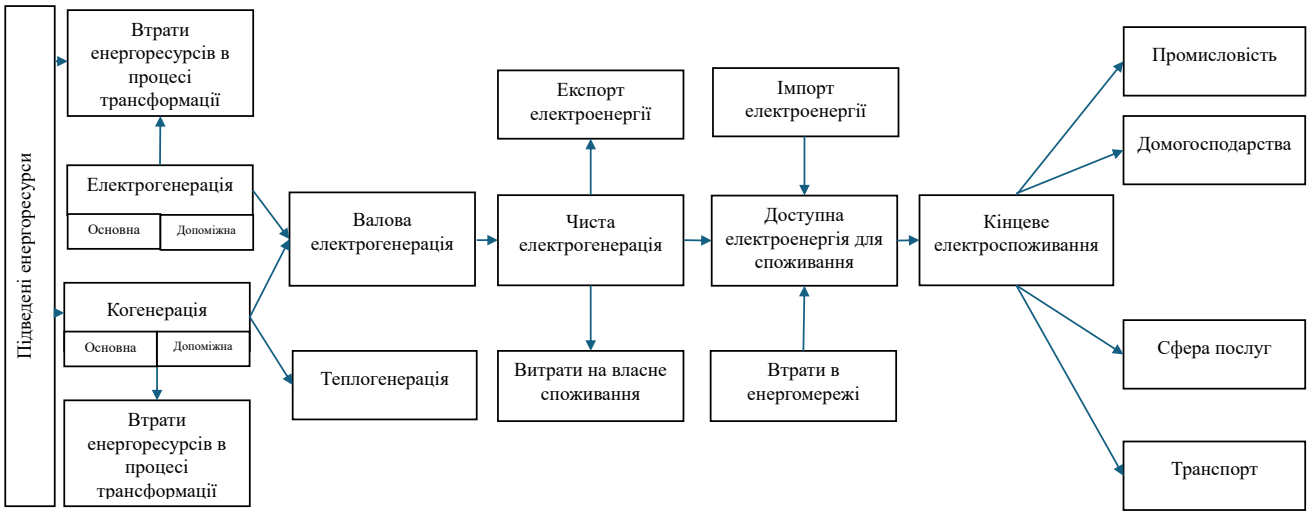


Рис. 3.5. **Агрегована модель вхідних та вихідних потоків ЕЕ**

Джерело: розроблено автором [105; 106; 107]

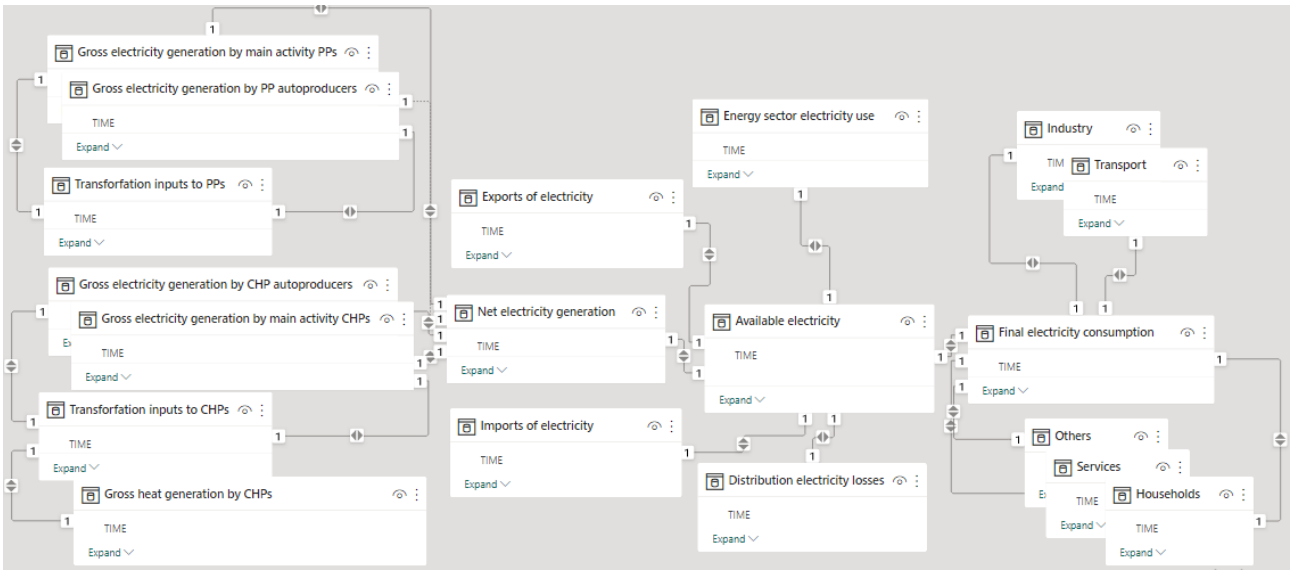


Рис. 3.6. **Модель вхідних і вихідних потоків ЕЕ в програмному просторі Power Bi**

Джерело: розроблено автором [105; 106; 107]

На основі розробленої моделі вхідних та вихідних потоків ЕЕ можливо визначити якісні показники розвитку електроенергетичного сектора, які поділяються на три групи: енергоефективність, структурні показники та показники безпеки й інтеграції (табл. 3.9). Усі ці індикатори також можуть бути розраховані в середовищі Power BI за допомогою відповідних формул.

Таблиця 3.6

Якісні показники розвитку електроенергетики

Група показників	Показник	Формула розрахунку	Позначення
Показники енергоефектив-ності	Енергоефективність перетворення на електростанціях (η_PP)	η_PP = Gross_Output_PP/ Trans_Input_PP	Gross_Output_PP – валовий обсяг виробленої ЕЕ на електростанціях; Trans_Input_PP – обсяг спожитого палива електростанціями; Gross_Output_CHP – валовий обсяг виробленої ЕЕ на когенераційних установках; Input _CHP – споживане паливо ТЕЦ; Net_Output – чистий обсяг виробленої ЕЕ; Total_Input – загальний обсяг первинного палива, спожитого для генерації; Losses – обсяг втрат ЕЕ у мережі; Final_input – кінцеве споживання ЕЕ; CO_2 – обсяги викидів парникових газів; RES_output – виробництво ЕЕ з ВДЕ; RES_input – підведені ВДЕ; OFF_output – виробництво ЕЕ з органічного викопного палива; Auto_output – обсяг ЕЕ, виробленої активними споживачами; Comm_input – комерційне споживання ЕЕ; House_input – побутове споживання ЕЕ; Import_input – обсяг імпортованої ЕЕ; Export_ouput – обсяг експортованої ЕЕ;
	Енергоефективність перетворення на теплоелектроцентралях (η_CHP)	η_CHP = Gross_Output_CHP / Trans_Input _CHP	
	Чиста ефективність виробництва ЕЕ (η_GEN)	η_GEN = Net_Output/ Gross_Output	
	Частка втрат ЕЕ в мережі (η_LOS)	η_LOS = Losses / Net_Output	
	Загальна енергоефективність електроенергетики(η_TOTAL)	η_TOTAL = Final_input / Total_Input	
	Вугелецеємність електроенергетики (CO2_ges)	CO2_ges = CO2 / Gross_Output	
Структурні показники	Частка ВДЕ у електроенергетиці (S_RES)	S_RES = RES_output / Gross_Output RES_input / Total_Input	
	Частка органічного викопного палива у вхідних ресурсах сектору (S_OFF)	S_OFF = OFF_output / Gross_Output; OFF_input / Total_Input	
	Частка когенерації у валовому виробництві електроенергії (S_COGEN)	S_COGEN = Net_Output_CHP / Net_Output	
	Частка автопродюсерів у валовому виробництві електроенергії (S_AUTO)	S_AUTO = Auto_output / Net_Output	
	Частка комерційного споживання ЕЕ (S_COMM)	S_COMM = Comm_input / Final_input	
	Частка побутового споживання ЕЕ (S_HOUSE)	S_HOUSE = House_input / Final_input	
Показники безпеки та інтеграції	Самодостатність електроенергетичного сектора (SEC_SELF)	SEC_SELF = Final_input / (Transmitted_output + Import_input – Export_ouput)	
	Залежність електроенергетики від експорту (SEC_EXP)	SEC_EXP = Export_ouput / Final_input	
	Залежність електроенергетики від імпорту (SEC_IMP)	SEC_IMP = Import_input / Final_input	

Джерело: складено автором [105; 106; 107]

Діагри Сенкі потоків ЕЕ зображені для України та ЄС (рис. 3.7 – рис. 3.8), які містять ідентифікацію потоків моделі, наведеної вище.

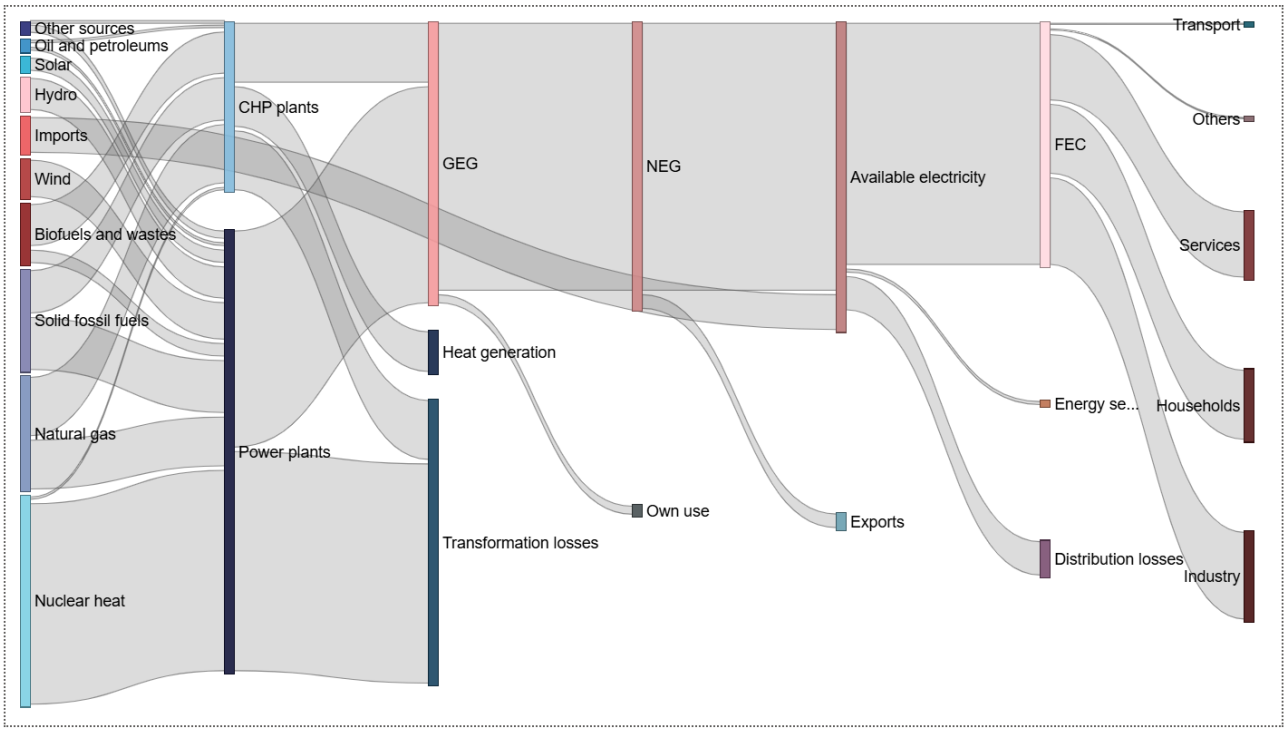


Рис. 3.7. **Діаграма Сенкі електроенергетики ЄС у 2023 році**

Джерело: розроблено автором на основі [78–81]

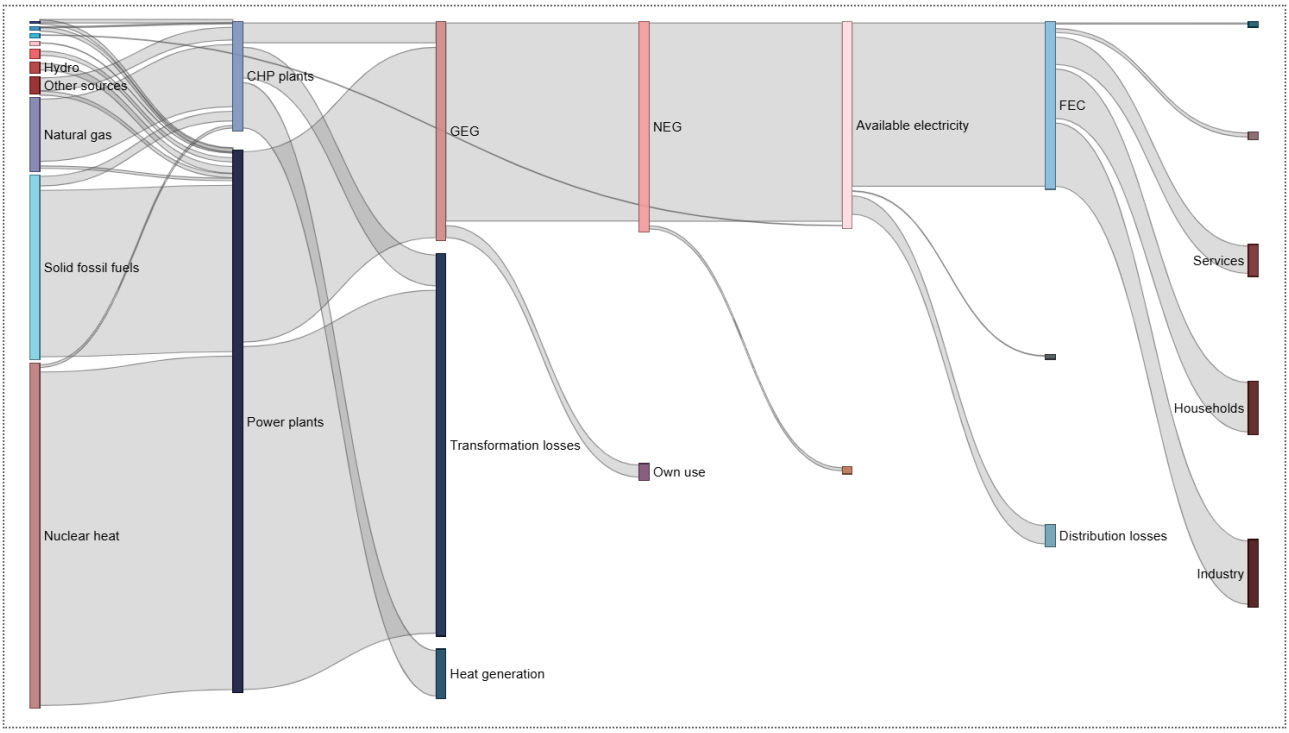


Рис. 3.8. **Діаграма Сенкі електроенергетики України у 2020 році**

Джерело: розроблено автором на основі [78–81]

Перший потік представляє первинні джерела енергії, які використовуються для виробництва ЕЕ (тверді викопні палива, ядерне тепло, відновлювані джерела

енергії тощо), а також імпорт ЕЕ як потік ззовні. Первинні джерела розподіляються між електростанціями та теплоелектростанціями (другий потік). Третій потік складається з валової електрогенерації основними та автовиробниками (активними споживачами), валового виробництва тепла та втрат при перетворенні. Четвертий потік охоплює валове виробництво ЕЕ, яке залежить від рівня розвитку використовуваних технологій. П'ятий потік представляє чисте виробництво ЕЕ як суму валової електрогенерації мінус витрати на власне споживання електростанцій. Сума чистого виробництва ЕЕ та її імпорту дає загальний обсяг ЕЕ, доступної для споживання (шостий потік). Із доступної ЕЕ віднімається та, яка експортується, а також обсяги втрат при транспортуванні (сьомий потік). Восьмий потік формує кінцеве споживання ЕЕ, яке розподіляється між кінцевими споживачами: промисловим і транспортним секторами, сферою послуг, домогосподарствами та іншими. Декомпозиція цих потоків відбувається у зворотному порядку.

Порівняльну динаміку кінцевого електроспоживання в ЄС та України наведено на рис. 3.9.

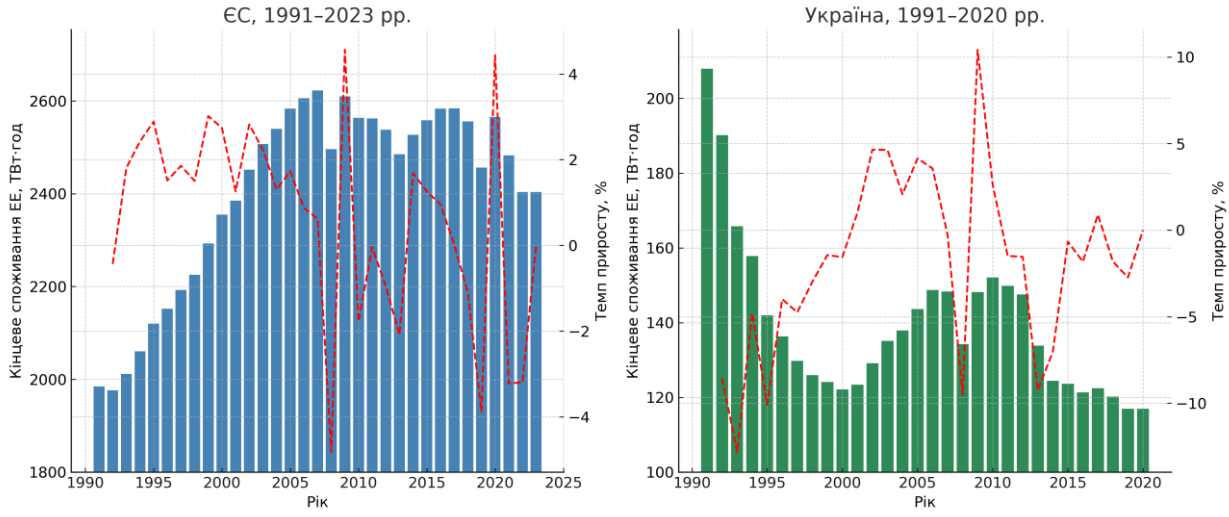


Рис. 3.9. **Порівняльна динаміка кінцевого споживання ЕЕ в ЄС-27 та Україні**

Джерело: розроблено автором на основі [79]

У 1991–2023 рр. кінцеве електроспоживання в ЄС зросло на 17,4 %, із середнім річним приростом 11,1 ТВт·год. Однак ретроспективна динаміка

демонструє змінність трендів:

у 1991–2000 рр. спостерігався переважно зростаючий тренд, електроспоживання збільшилось на 9,6 %, що становить у середньому 21,9 ТВт·год на рік;

у 2001–2010 рр. після швидкого зростання на початку десятиріччя споживання стабілізувалось у 2007–2008 рр., а з початком кризи 2009 р. відбулося різке падіння. У 2010 р. рівень споживання повернувся до рівня 2007–2008 рр. За весь період спостерігалось зростання на 6,2 %, або в середньому на 15,8 ТВт·год щорічно;

у 2011–2020 рр. зафіксовано спадний тренд, частково компенсований намаганнями декарбонізації та стимулювання електроспоживання. Загалом за цей період обсяги зменшились на 1,3 %, у середньому на 3,4 ТВт·год щорічно. Споживання ЕЕ так і не досягло рівня 2007–2008 рр.;

у 2021–2023 рр., які можна вважати постковідним періодом, спостерігалося помірне зростання кінцевого електроспоживання в ЄС, незважаючи на зовнішні виклики. У 2021 р. відбулося відновлення електроспоживання після спаду, викликаного пандемією COVID-19, яке становило 0,5 %, або 12,5 ТВт·год порівняно з 2020 р. Це було пов’язано з активізацією економічної діяльності, але йшло у супроводі європейської енергетичної криз. У 2022 р., після початку військової агресії рф проти України, електроспоживання в ЄС зросло ще на 0,6 % (14,4 ТВт·год). У 2023 р. електроспоживання знову зросло на 0,5 % (11,2 ТВт·год).

Ці тенденції свідчать про поступову адаптацію економіки ЄС до нових умов, впровадження заходів енергоефективності та зростання значущості ЕЕ у структурі енергоспоживання (поглиблена електрифікація всіх сфер життєдіяльності). Особливу роль в цьому виконав RePowerEU Plan [7], прийнятий Єврокомісією у травні 2022 року як відповідь на енергетичну кризу та залежність від російських енергоносіїв. Цей план спонукав до: масштабного розгортання ВДЕ, електрифікації опалення, транспорту та промисловості, прискореної модернізації енергетичної інфраструктури, включаючи розширення мережі зарядних станцій та електромереж, розгортання цифрових технологій.

У спадщину від радянської імперії Україна отримала високий рівень електрифікації території та розгалужену інфраструктуру електроенергетичного комплексу, що здебільшого базувався на власних енергоресурсах. Після здобуття незалежності в 1991 р. цей комплекс почав поступово зношуватися, зазнавши істотних структурних змін у виробництві та споживанні ЕЕ [83].

Кінцеве електроспоживання в Україні у 1991–2020 рр. скоротилося на 43,3 % – з приблизно 206,1 ТВт·год до 116,9 ТВт·год:

- найстрімкіше падіння відбулося у 1991–2000 рр., коли обсяг споживання зменшився майже наполовину (-45,0 %, або -92,8 ТВт·год). Причинами цього стали розрив господарських зв’язків з колишніми республіками СРСР, гіперінфляція, бартеризація розрахунків, масова неплатоспроможність споживачів та енергетична криза, що призвела до віялових відключень у 1998–2000 рр.;
- період 2000–2013 рр. характеризувався відновленням економіки та впровадженням енергоринку, що стабілізувало ситуацію та навіть призвело до помірного зростання споживання на 9,2 %, або в середньому на 0,8 ТВт·год на рік. Винятком став 2009 р., коли через світову фінансову кризу було зафіксовано короткочасне падіння;
- із 2014 р. почався новий спадаючий тренд, пов'язаний із втратою контролю над частиною територій на сході та півдні України, зниженням промислової активності та демографічними чинниками. У 2013–2020 рр. споживання скоротилося на 5,5 %, або приблизно -1,0 ТВт·год щороку.

Таким чином, наприкінці 2010-х рр. Україна вийшла на енергетичне «плато» споживання – близько 120 ТВт·год, що можна було розглядати як нову рівновагу в умовах обмеженого попиту та структурної трансформації економіки.

За окремими експортними оцінками, у 2022–2023 рр. в Україні спостерігалося суттєве скорочення електроспоживання, викликане повномасштабною війною, руйнуванням критичної інфраструктури, виїздом населення за кордон та зупинкою промислових об’єктів: у 2022 р. загальне споживання ЕЕ становило приблизно 106,15 ТВт·год, що на 31,5 % менше за попередній рік, у 2023 р. споживання ЕЕ знизилось до 99,25 ТВт·год, тобто ще

на 6,5 % порівняно з 2022 р., або на 36 % щодо довоєнного рівня 2021 р. [104].

Отже, першим протиріччям у розвитку електроенергетики ЄС є фундаментальна довгострокова розбіжність: ЄС трансформує електроенергетику як чинник економічного зростання та енергетичної автономії, а Україна вимушено зменшує споживання електроенергії через економічний спад, шокові глобальні впливи та через воєнні втрати.

Основним джерелом покриття потреб в ЕЕ в ЄС та України було власне виробництво (рис. 3.10).

У 1991–2023 рр. чиста електрогенерація ЄС збільшилася на 31,3 %, тоді як імпорт ЕЕ зріс на 140,9 %, а експорт – на 119,6 %. Розбудова міжсистемних зв'язків з країнами-не-членами ЄС, зниження втрат при транспортуванні, а також гнучке управління попитом дозволили утримувати темпи зростання електрогенерації нижчими за темпи зростання кінцевого електроспоживання на 0,8 %. Торговельне сальдо ЕЕ в ЄС залишалося від'ємним, з поступовим зростанням негативного балансу. Якщо у 1991 р. експорт майже дорівнював імпорту (-3 ТВт·год), то у 2023 р. від'ємне сальдо сягнуло -44 ТВт·год, що стало найвищим значенням за останні три десятиліття. Переважання експорту ЕЕ над імпортом спостерігалося лише у поодинокі роки, зокрема у 1999, 2003 та 2008 рр.

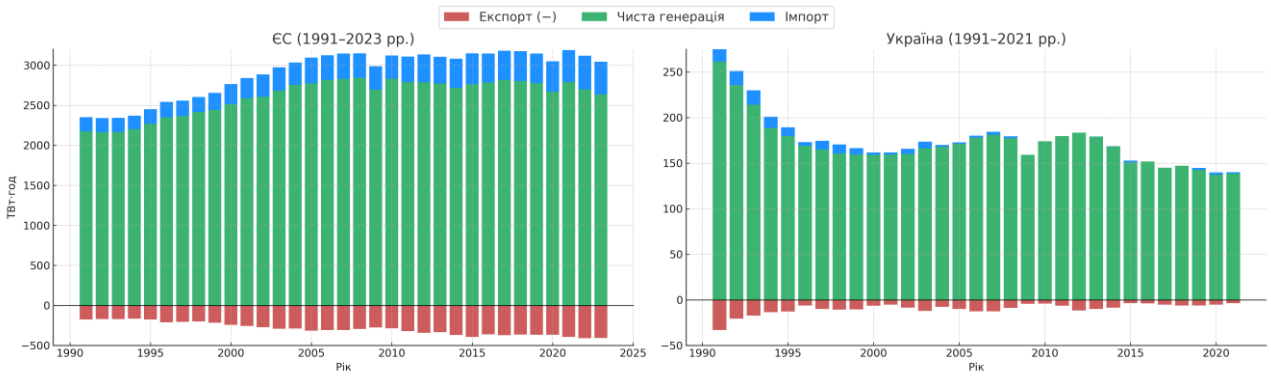


Рис. 3.10. **Порівняльна динаміка джерел покриття потреб в ЕЕ в ЄС та Україні**

Джерело: складено автором за [79]

У 1991–2021 рр. чиста електрогенерація України зменшилася на 41,5 %.

Таке скорочення обумовлено загальним падінням електроспоживання, втратою частини генерувальних потужностей, а також тривалим зниженням інвестиційної активності в енергетичному секторі. Динаміка зовнішньої торгівлі мала мінливі тенденції, залежачи від транскордонних пропускних потужностей України та визначаючись політико-економічними відносинами із сусідніми країнами. Так, у 1990-х – 2000-х рр. Україна активно торгувала ЕЕ із країнами СНД, однак обсяги цієї торгівлі поступово зменшувалися і з 2010-х рр. практично зійшли нанівець. Із середини 2002 р. Бурштинська ТЕС стала працювати у складі ENTSO-E, що обумовило відкриття експорту ЕЕ до Європи відповідно до європейських умов торгівлі. Імпорт ЕЕ з ЄС був неможливим через невідповідність українського ринку вимогам ENTSO-E. Починаючи з 2019 р., після впровадження нової моделі РЕЕ, було відкрито імпорт ЕЕ із Європи до України, зокрема в об'єднану енергосистему (ОЕС). Одночасно було обмежено торгівлю ЕЕ з країнами, які не є членами Енергетичного співтовариства (переважно країнами СНД). У 2021 р. структура зовнішньої торгівлі ЕЕ в Україні мала такий вигляд: експорт становив 4,7 ТВт·год, переважно в межах Бурштинського енергоострова; імпорт – 1,7 ТВт·год, що відображає початкову фазу відкриття ринку. Сальдо залишалося позитивним, однак порівняно з 1990-ми роками обсяги зовнішньої торгівлі були значно нижчими.

Основним напрямом імпорту ЕЕ в 2021 р. була Словаччина, що склало 56 %. Український вугільно-атомний електроенергетичний комплекс був привабливим для словацького атомно-гідроенергетичного комплексу, що дозволяло останньому імпортувати до України дорогі виробничі надлишки. Тоді як основними напрямами експорту були Угорщина та Польща, які склали 45 % та 30 % відповідно. Навпаки, дорогі виробничі надлишки з Бурштинської ТЕС та Добротвірської ТЕС надходили до атомно-газового угорської та вугільної польської електроенергетичних систем відповідно. Із країнами СНД відбувалися переважно технічні перетоки ЕЕ, які складали в режимі імпорту 12 %, а в режимі експорту – 2 %, тоді як обсяг торгівлі ЕЕ з країнами СНД – лише 0,2 %. Загальна частка транскордонних перетоків ЕЕ в Україні склала лише 6 %, що дозволяє класифікувати українську енергосистему як внутрішньо орієнтовану. Обмежені

пропускні потужні транскордонних перетинів України, які у режимі імпорту складають 1450 МВт з країнами ENTSO-E та 1200 МВт із Молдовою та у режимі експорту – 1860 МВт з країнами ENTSO-E та 550 МВт із Молдовою, не дозволяли українській електроенергетиці бути значущим гравцем європейського ринку.

У 2022–2024 рр. структура зовнішньої торгівлі ЕЕ в Україні набула кризового характеру: експорт скоротився через втрату генерувальних потужностей, тоді як імпорт став критично важливим джерелом покриття дефіциту, особливо в пікові періоди. Руйнування енергетичної інфраструктури внаслідок повномасштабного вторгнення РФ та нові умови роботи в ENTSO-E суттєво змінили баланс зовнішньої торгівлі. У 2022 р. імпорт становив 820,4 ГВт·год, понад 99 % з яких припали на січень–лютий, переважно з Білорусі. У другому і третьому кварталах імпорт був відсутній, а восени відновився з Молдови та Словаччини. Експорт склав 6,47 ТВт·год, здебільшого до Угорщини та Польщі. У 2023 р. імпорт залишився на рівні попереднього року – 806,4 ГВт·год, із піковим зростанням у червні. Експорт суттєво скоротився: у травні впав утричі, а в червні був відсутній, що вказує на зростання внутрішнього дефіциту. У 2024 р. імпорт сягнув рекордного за 11 років рівня – 4,44 ТВт·год, у 5,5 разу більше, ніж у 2023 р. Основними постачальниками стали Угорщина та Словаччина. Експорт, навпаки, впав до 348,5 ГВт·год – історичного мінімуму, хоча в грудні був у 32 рази вищим, ніж роком раніше [107].

Розвиток ринкової торгівлі, розбудова відновлюваної електрогенерації, бажання створення єдиного енергопростору на території ЄС та поза його межами ініціювали зростання зовнішньої залежності електроенергетичних систем країн-членів (рис. 3.11).

У 1991–2023 рр. експортна залежність електроенергетики ЄС зросла з 8,1 % до 13,9 %, тоді як імпортна – з 8,9 % до 15,2 %. Посилення транскордонної торгівлі ЕЕ було наслідком поглиблення інтеграції РЕЕ країн-членів та розширення зовнішніх зв’язків із країнами-партнерами ENTSO-E. Зростання зовнішньої залежності мало суперечливий вплив на розвиток електроенергетики ЄС. З одного боку, вона стримувала нарощування національної генерації,

знижуючи економічну доцільність модернізації окремих енергоблоків. З іншого – сприятливо впливала на розвиток конкуренції, стимулюючи міждержавну торгівлю, оптимізацію генеруючих потужностей та вирівнювання цін на ЕЕ в межах європейського ринку. У 2022–2023 рр. в умовах енергетичної кризи, посиленої війною рф проти Україні та обмеженням постачання природного газу, високий рівень взаємозалежності енергосистем країн ЄС забезпечив оперативне реагування на дефіцити потужності. Імпорт із сусідніх країн дозволив пом'якшити наслідки дефіциту генерації. Таким чином, висока імпортна й експортна залежність ЄС стала ознакою гнучкості та адаптивності європейської електроенергетики, яка спирається на ринкові механізми балансування, ніж на ізольовану національну генерацію.



1 – експортна залежність; 2 – імпортна залежність

Рис. 3.11. **Порівняльна динаміка зовнішньої залежності електроенергетичних систем ЄС та України**

Джерело: складено автором за даними [79; 80]

У 1991–2021 рр. електроенергетика України залишалася самодостатньою, здатною забезпечувати власні потреби в ЕЕ за рахунок внутрішньої генерації. Про це свідчить висока частка національного виробництва у структурі покриття споживання, а також низький рівень імпортної залежності. Зовнішня залежність української електроенергетики поступово зменшувалась. Так, імпортна залежність скоротилася з 8,1 % у 1991 р. до 1,6 % у 2021 р., а експортна – з 12,7 % до 2,2 % відповідно. Це зумовлено зменшенням транскордонної торгівлі, структурними змінами в економіці та обмеженими технічними можливостями

для синхронного експорту до країн ЄС. Запровадження конкурентної моделі РЕЕ у 2019 р. обумовило зростання імпортної залежності. Водночас експорт залишався обмеженим, а його частка у кінцевому споживанні продовжила знижуватись. Таким чином, український РЕЕ виявився відкритим до імпорту з Європи, натомість експортні можливості України залишаються обмеженими.

Таким чином, другим протиріччям розвитку електроенергетики України в європейському просторі є діаметрально протилежні умови та результати інтеграційних процесів. ЄС продовжує курс на поглиблення енергетичної інтеграції, де висока зовнішня залежність сприймається як інструмент стійкості, конкуренції та оперативного реагування. Україна, навпаки, перейшла від самодостатності до критичної залежності від імпорту, при цьому втративши експортну спроможність.

У процесі виробництва частина ЕЕ використовується на власні потреби електрогенерації, що обумовлює виокремлення таких показників, як валова та чиста генерація. Збільшення чистої генерації порівняно із валовою генерацією засвідчує підвищення ефективності чистої генерації ЕЕ (рис. 3.12).

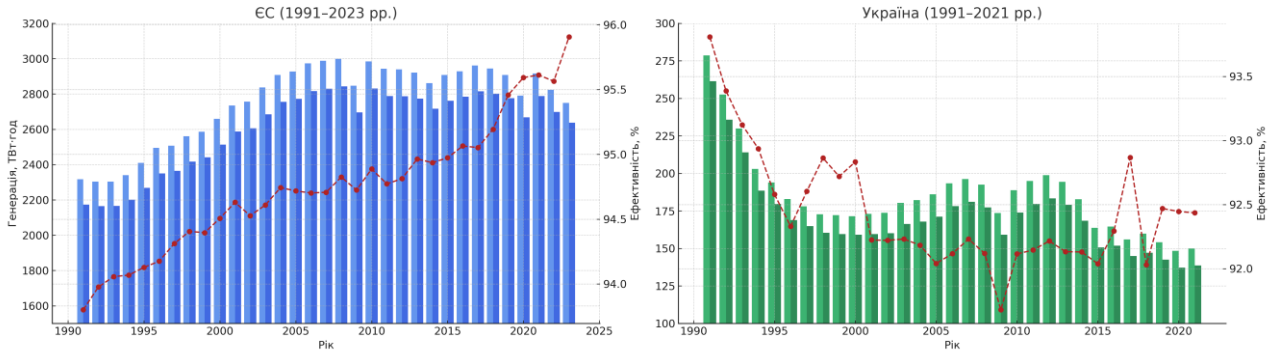


Рис. 3.12. **Порівняльна динаміка генерації ЕЕ в ЄС та Україні**

Джерело: складено автором за даними [79]

У 1991–2023 рр. в електроенергетиці ЄС відслідковується стабільна тенденція до підвищення ефективності генерації ЕЕ, що проявляється у скороченні розриву між валовою та чистою генерацією. Так, якщо валова генерація зросла на 18,7 %, то чиста генерація – на 21,3 %, що свідчить про зменшення частки ЕЕ, що витрачається на власні потреби електростанцій.

Ефективність чистої генерації ЕЕ зросла з 93,8 % у 1991 р. до 95,9 % у 2023 р., тобто на 2,1 в.п. за 32 роки. Найбільш відчутне покращення зафіксовано в останнє десятиріччя (2013–2023 рр.), за яке ефективність підвищилася на 0,9 в.п., тоді як у 1991–2012 рр. – лише на 1,2 в.п. Таким чином, поступове вдосконалення технологій генерації, розвиток відновлюваної енергетики та зменшення втрат на власні потреби забезпечили підвищення ефективності електроенергетики ЄС.

Україна має розгалужений електрогенеруючий комлекс, який складається із 4 атомних електростанцій (15 енергоблоків потужністю 13 835 МВт), каскаду з 7 гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер (103 гідроагрегата потужністю 4 637 МВт ГВт), 3 гідроакумулюючих електростанцій (сумарною потужністю в генераторному режимі 1 488 ГВт та в насосному режимі приблизно 2 ГВт), 12 теплових електростанцій на вугіллі (18 587 МВт), газу (9 360 МВт). Серед потужностей електроенергетики працювали теплові електростанції на біопаливі (199 МВт), гідроелектростанції проточного типу (192 МВт), сонячна генерація (5 363 МВт) та вітрова генерація на суходолі (1 111 МВт). Таким чином, загальна потужність електроенергетичного комплексу України на початок військової агресії становила 54 812 МВт (без тимчасово неконтрольованих територій) [106]. Здебільшого українська електроенергетика була радянською спадщиною централізованого типу, фізично і морально застарілою, що призводило до значних витрат ЕЕ на власне споживання електростанцій. Порівняно із ЄС, де ефективність виробництва ЕЕ постійно підвищувалася, ефективність виробництва ЕЕ в Україні поступово знижувалася, та у 2000–2020 рр. її значення коливалися у діапазоні 91,7–92,9 %. Порівняно з ЄС, де ефективність виробництва електроенергії демонструвала стійке зростання, в Україні, навпаки, спостерігалася тенденція до її поступового зниження. Якщо у 1991 р. частка чистої генерації у валовій складала 93,9 %, то у 2021 р. вона зменшилася до 92,4 %, тобто ефективність виробництва знизилася на 1,5 в.п. У середньому це відповідає темпу зниження на 0,05 в.п. на рік.

У 1991–2023 рр. генерації ЕЕ в ЄС та Україні змінювалася у протилежних напрямках розбудови моноелектрогенерації та когенерації (рис. 3.13).

У ЄС у 1991–2023 рр. обсяги валової генерації на моноелектростанціях

зросли з 1885 ТВт·год до 2213ТВт·год (+17,4 %), що доводить стабільне функціонування централізованих джерел виробництва ЕЕ. Обсяги генерації на ТЕЦ також зросли – з 452 ТВт·год до 546 ТВт·год (+20,9 %), що свідчить про посилення ролі когенераційних технологій у забезпеченні потреб енергосистеми. Ефективність виробництва ЕЕ на моноелектростанціях підвищилась з 38,8 % до 52,6 %, а на ТЕЦ – з 54,9 % до 62,3 % через модернізацію технологічної бази та зростання енергоефективності електроенергетики ЄС.

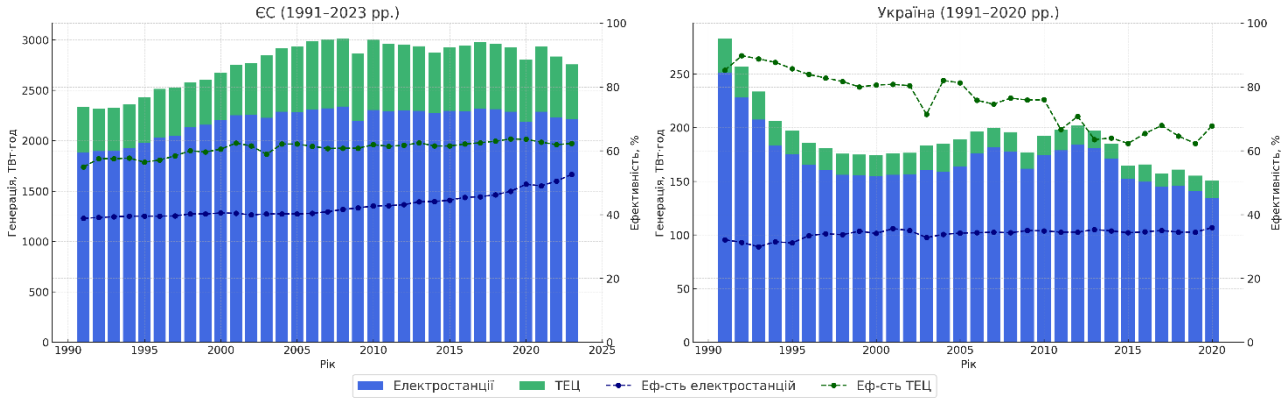


Рис. 3.13. **Порівняльна динаміка валової генерації ЕЕ в ЄС та Україні**

Джерело: складено автором за даними [78]

Натомість в Україні у 1991–2020 рр. обсяги генерації на моноелектростанціях зменшились майже вдвічі – з 251 ТВт·год до 134 ТВт·год (–46,7 %), а на ТЕЦ – з 32 ТВт·год до 17 ТВт·год (–47,4 %), що відображає загальне скорочення попиту та фізичне старіння генерувальних потужностей. Ефективність моноелектростанцій в Україні залишалася значно нижчою, ніж у ЄС, коливаючись від 32,1 % у 1991 р. до 35,9 % у 2020 р. Водночас ефективність ТЕЦ, яка у 1991 р. становила 85,2 %, знизилась до 67,8 %, що свідчить про фізичний знос технологічної бази когенерації в Україні.

Частка втрат ЕЕ в мережі є одним із показників енергоефективності електроенергетичного сектору, що відображає рівень технічної досконалості та ефективності функціонування систем передачі й розподілу (рис. 3.14).

У 1991–2023 рр. частка втрат ЕЕ в мережі в країнах ЄС-27 залишалася відносно стабільною, коливаючись у межах 6,3–7,7 %. Модернізація мереж передачі, підвищення ефективності мереж розподілу та розвиток технологій

обліку та диспетчеризації ЕЕ обумовлювали поступовий низхідний тренд. Найвищого рівня втрати сягнули у 1995 р. (7,66 %), після чого поступово знижувалися до 6,53–6,64 % упродовж 2015–2023 рр.

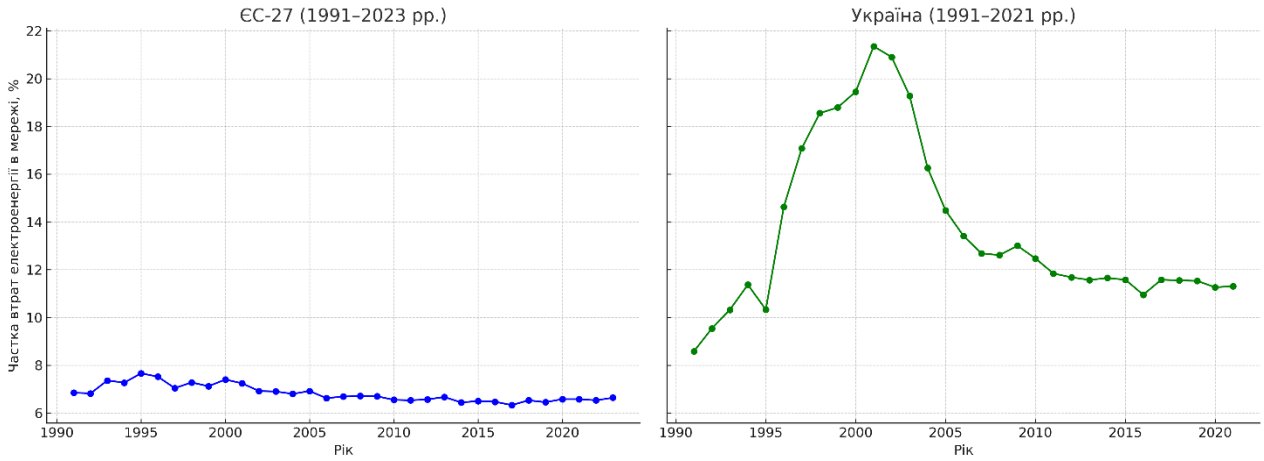


Рис. 3.14. **Порівняльна динаміка втрат ЕЕ в енергомережах ЄС та України**

Джерело: складено автором за даними [79]

Натомість в Україні у 1991–2021 рр. спостерігалися суттєво вищі відносні втрати ЕЕ у мережах, яка в окремі періоди перевищувала 20 %. У 1991–1995 рр. показник зростав із 8,58 % до 10,33 % внаслідок поступової деградації інфраструктури та низької ефективності експлуатації мереж. Після 1995 р. відбулося різке зростання до 21,35 % у 2001 р. через кризовий стан енергетичної системи, зношеність обладнання, недосконаліть обліку та високий рівень технологічних і комерційних втрат при роботі ОРЕ. З 2002 р. почалося поступове зниження частки втрат: до 13,41 % у 2007 р. та 11,26 % у 2020 р., що вказує на певні зрушення у сфері обліку та модернізації, хоча загальний рівень залишається суттєво вищим за європейські стандарти.

Загальна енергоефективність електроенергетики визначає ефективність перетворення первинної енергії в кінцеву ЕЕ доступну для споживання та є комплексним індикатором технічного рівня, структури генерації та втрат у мережах (рис. 3.15).

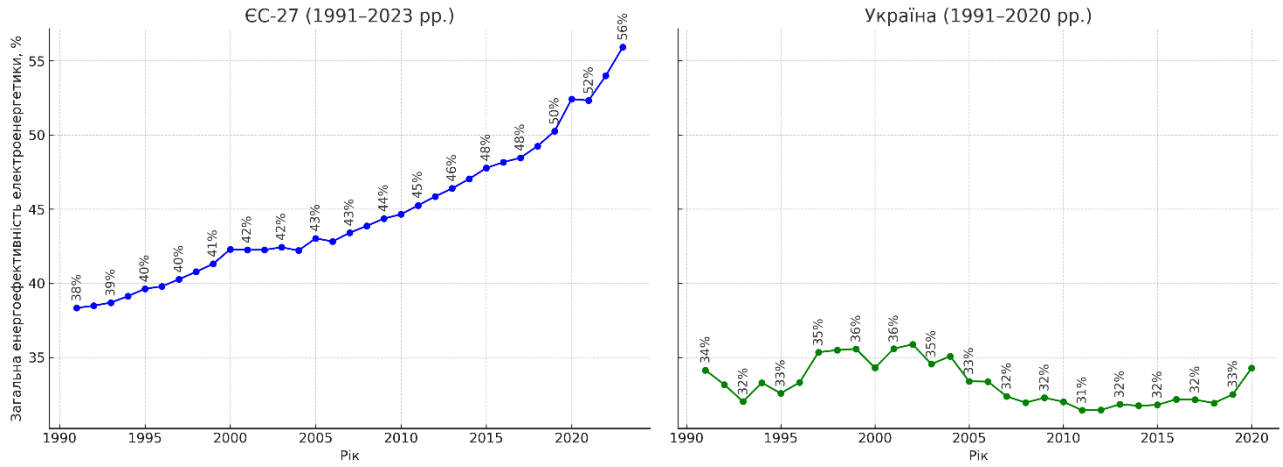


Рис. 3.15. **Порівняльна динаміка загальної енергоефективності електроенергетики ЄС та України**

Джерело: складено автором за даними [78]

У ЄС упродовж 1991–2023 рр. спостерігалося поступове, але стійке зростання загальної енергоефективності електроенергетики– з 38,3 % у 1991 р. до 55,9 % у 2023 р. Це зростання стало результатом цілеспрямованої політики декарбонізації, модернізації генераційних потужностей, переходу на високоефективні технології когенерації та зростаючої ролі ВДЕ, розбудови енергомережі. Особливо приріст фіксується з 2015 року, що відповідає періоду активної реалізації Зеленої угоди та зменшення частки вугільної генерації.

Натомість в Україні у 1991–2020 рр. показник загальної енергоефективності електроенергетики залишався стабільно нижчим та у 2020 р. дорівнював рівню 1991 р. у 34 %, демонструючи стагнацію з періодичними спадами. Коливання ефективності у 1990-х – на початку 2000-х років обумовлені зношеністю обладнання, структурною перевагою великих централізованих генерацій із низьким ККД (передусім вугільної та атомної), а також обмеженим впровадженням новітніх технологій. З 2010-х років спостерігається деяка стабілізація показника, але без суттєвого зростання, що свідчить про відсутність системної модернізації виробничих потужностей.

Таким чином, третім ключовим протиріччям розвитку електроенергетики України у європейському просторі є те, що: на тлі системного зростання енергоефективності всіх ланок європейської електроенергетики

електроенергетика України залишається інертною в аспекті ефективності, демонструючи зниження власної енергоефективності внаслідок глибокої техніко-технологічної відсталості, зношеності генерувальних потужностей і відсутності комплексної модернізації енергетичної інфраструктури.

Для оцінки глибини інтеграції ВДЕ в електроенергетику доцільно розглядати два комплементарні показники: частку ВДЕ у структурі трансформованих первинних енергоресурсів, що використовуються в електрогенерації, та частку електрогенерації на ВДЕ у структурі валової генерації ЕЕ (рис. 3.16).

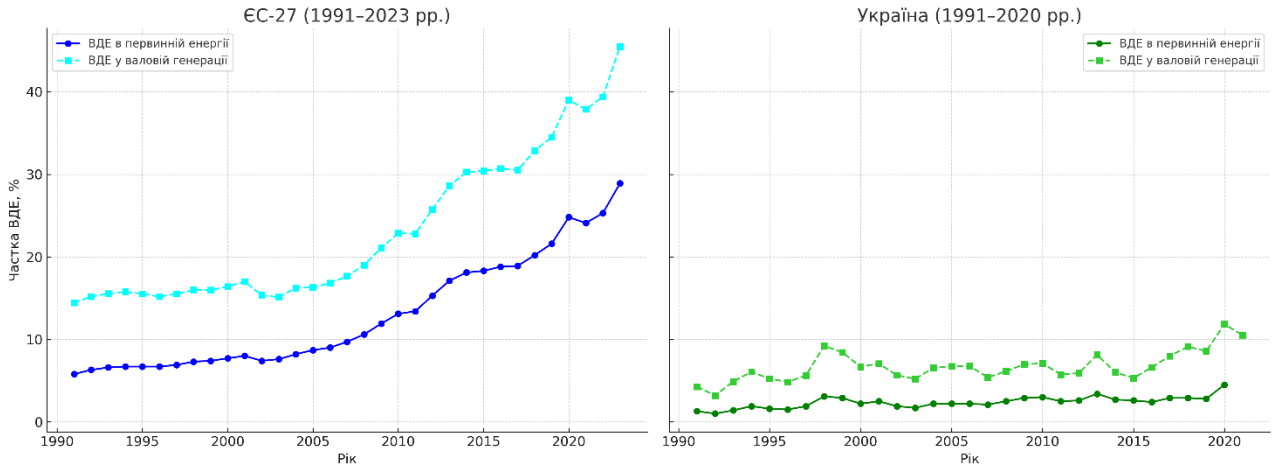


Рис. 3.16. **Порівняльна динаміка розгортання ВДЕ в електроенергетиці ЄС та України**

Джерело: складено автором за даними [80]

Упродовж 1991–2023 рр. ЄС демонстрував послідовне зростання обох показників. Частка ВДЕ у первинній енергії для електрогенерації зросла з 5,8 % до 28,9 %, а у валовій генерації ЕЕ – з 14,5 % до 45,5 %. Така динаміка свідчить про активну реалізацію європейської політики декарбонізації, масове впровадження потужностей ВДЕ, а також зростання ефективності перетворення первинної енергії ВДЕ в ЕЕ. Переважання частки ВДЕ у генерації над їх часткою у первинному енергопостачанні відображає технологічну перевагу цих джерел над викопними, які мають значні втрати на етапі перетворення.

На противагу цьому, в Україні у 1991–2020 рр. темпи розвитку ВДЕ залишались низькими та нерівномірними. Частка ВДЕ у первинній енергії зросла

з 1,3 % до 4,5 %, а у валовій генерації ЕЕ – з 4,3 % до 11,8 %. При цьому частка у генерації на ВДЕ перевищувала їх частку у первинній енергії, що пов'язано із розгортанням в Україні саме таких, типів як СЕС, ВЕС, ГЕС, які виробляють електроенергію без проміжних перетворень і втрат. Водночас обсяги розгортання ВДЕ в електроенергетиці України залишаються критично низькими порівняно із ЄС, що свідчить про структурну інертність її інтеграції в глобальні тренди енергетичного переходу.

Для оцінки розвитку електроенергетики доцільно також розраховувати частку органічного викопного палива (ОВП) у валовій генерації ЕЕ та трансформованих нею енергоресурсах, що в сукупності відображає як кінцеву результативність використання ОВП, так і глибину ресурсної залежності електроенергетики на етапі первинного енергоперетворення (рис. 3.17).

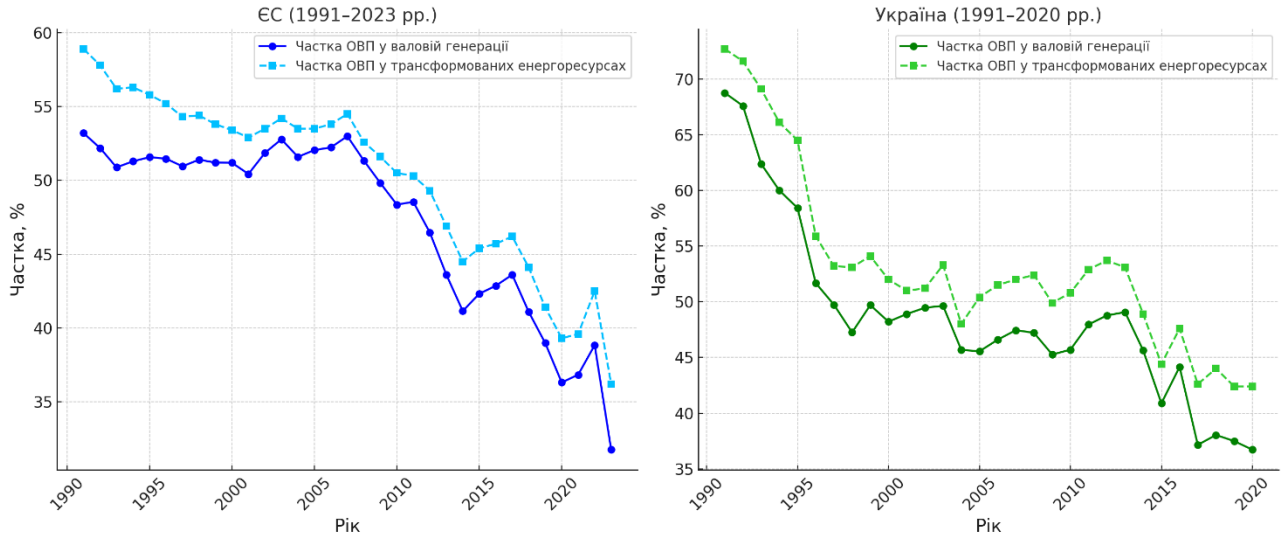


Рис. 3.17. **Порівняльна динаміка використання ОВП в електроенергетиці ЄС та України**

Джерело: складено автором за даними [78; 80]

У 1991–2023 рр. в електроенергетиці ЄС відбулося послідовне зниження залежності від органічного викопного палива як у структурі валової генерації (з 53,2 % до 31,8 %), так і у трансформованих енергоресурсах (з 58,9 % до 36,2 %). Це свідчить про системну реалізацію курсу на декарбонізацію, модернізацію генераційних потужностей та розширення використання ВДЕ. Узгоджена динаміка обох показників відображає інтегрований характер енергетичного

переходу в межах єдиної стратегії сталого розвитку.

В Україні в 1991–2020 рр. частка органічного палива у валовій генерації знизилась із 68,8 % до 36,7 %, а у трансформованих ресурсах — з 72,7 % до 42,4 %. Основним чинником цього скорочення стало зростання частки атомної генерації на тлі старіння теплових потужностей і зменшення загального попиту. Водночас відсутність чіткої державної стратегії енергетичного переходу та обмежене впровадження ВДЕ зумовили несистемний характер зрушень, зберігаючи критичну залежність від викопного палива на рівні перетворення первинних ресурсів.

Визначальним показником розвитку електроенергетики у контексті «зеленого» енергетичного переходу є динаміка викидів парникових газів та вуглецеємність електроенергетики (рис. 3.18).

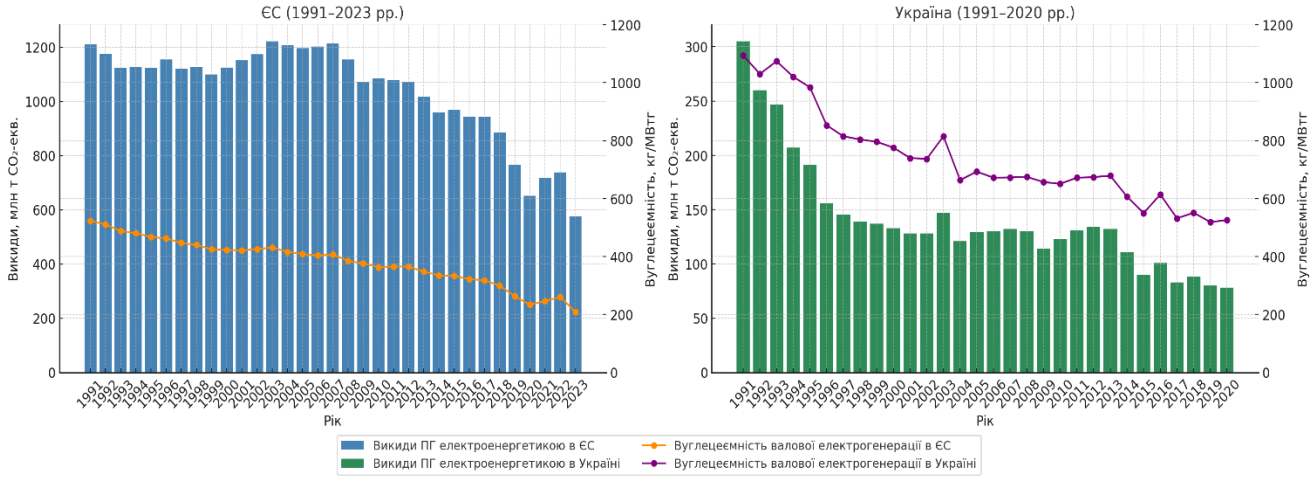


Рис. 3.18. **Порівняльна динаміка викидів парникових газів і вуглецеємності електроенергетики ЄС та України**

Джерело: складено автором за даними [78; 80]

Упродовж 1991–2023 рр. електроенергетика ЄС демонструвала послідовне і стрімке скорочення обсягів викидів парникових газів: від 1,21 млрд т CO_2-екв. у 1991 р. до 575 млн т CO_2-екв у 2023 р. Водночас рівень вуглецеємності валової електрогенерації знизився з 523 до 209 кг CO_2-екв /МВтг, що свідчить як про зменшення масштабів використання ОВП, розгортання ВДЕ та зростання енергоефективності генерації. Така динаміка є наслідком системної реалізації кліматичної політики ЄС, включаючи згортання вугільної генерації, розвиток

ВДЕ, впровадження ринкових механізмів скорочення викидів (зокрема системи торгівлі квотами EU-ETS).

В Україні викиди парникових газів в електроенергетиці зменшилися з 305 до 78 млн т CO_2-екв. у 1991–2020 рр. Вуглецеємність при цьому скоротилась із 1094 до 526 кг CO_2-екв/МВтг. Характер низхідного тренду суттєво відрізнявся від європейського: загальне зниження обсягів електроспоживання, занепад частини теплових потужностей, економічна трансформація, а також зростання частки атомної енергетики. Зменшення вуглецеємності відбулося на тлі збереження високої залежності від вугільної генерації і недостатньо активного впровадження ВДЕ. Особливістю української електроенергетики кінця 2010-х років став так званий атомно-вугільний парадокс: стрімкий розвиток сонячної енергетики (як основної складової "зеленої" генерації) замість витіснення вугільної генерації призвів до скорочення частки атомної, що, навпаки, погіршувало вуглецевий профіль системи. Таким чином, вуглецеємність в Україні станом на 2020 р. залишалася майже вдвічі вищою за відповідний показник ЄС.

Таким чином, четвертим протиріччям розвитку електроенергетики України в європейському просторі можна визначити те, що, на відміну від країн ЄС, нарощування генерації на ВДЕ в Україні не призвело до системного витіснення органічного викопного палива з електроенергетики. Основні структурні зрушення були зосереджені в атомній генерації, тоді як частка вугільної генерації залишалася відносно стабільною. Це зумовило обмежений вплив ВДЕ на зниження вуглецеємності української електроенергетики порівняно з європейськими трендами.

Розбудова когенерації, як форми одночасного виробництва електричної та теплової енергії, є елементом підвищення енергоефективності та зменшення викидів у електроенергетиці, особливо в умовах енергетичного переходу та декарбонізації (рис. 3.19).

Упродовж 1991–2023 рр. у ЄС обсяг генерації ЕЕ на когенераційних установках зростав упродовж 1990-х і досяг піку в середині 2000-х рр. Частка когенерації у валовій електрогенерації стабільно зростала від 19 % до понад

22 %, після чого почала поступово знижуватися — до 19 % у 2023 р. Така динаміка зумовлена поєднанням кількох чинників: інтеграцією принципів енергоефективності в енергетичну політику ЄС, також пізнішими структурними змінами — зменшенням питомої ваги парових електростанцій та зростанням ролі ВДЕ, які не пов'язані з когенерацією.

На відміну від ЄС, в Україні як абсолютні обсяги виробництва ЕЕ на когенераційних установках, так і їх частка у загальній генерації мали тенденцію до зменшення. Якщо у 1991 р. частка когенерації становила понад 11 %, то у 2020 р. — менш як 11 %, із загальною тенденцією до подальшого зниження. Причинами цього стали фізичне старіння ТЕЦ, скорочення споживачів у сфері централізованого теплопостачання, а також брак інвестицій у модернізацію та відсутність цілісної політики підтримки когенераційних технологій.

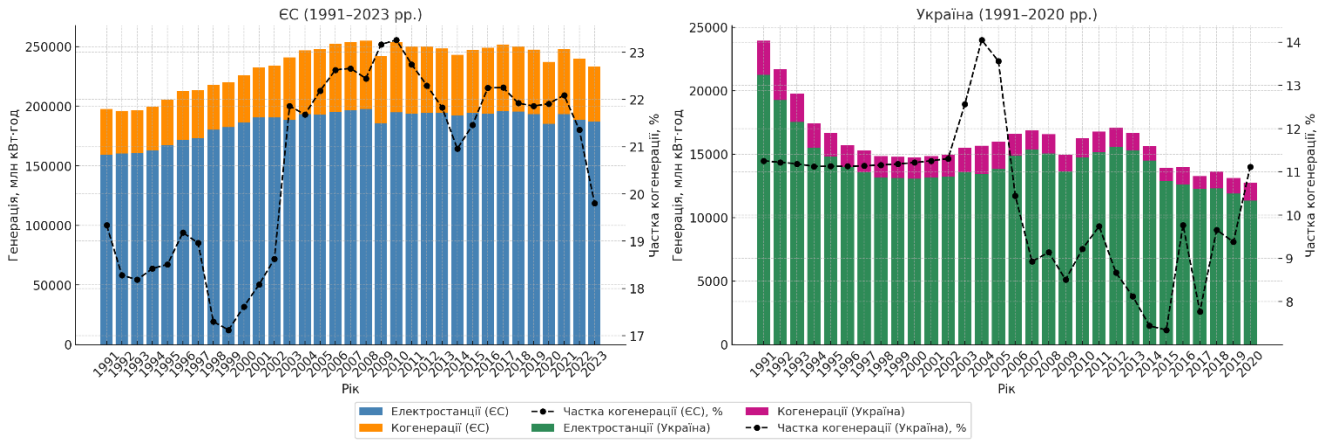


Рис. 3.19. **Порівняльна динаміка розгортання когенерації в ЄС та Україні**

Джерело: складено автором за даними [78; 80]

Виробництво ЕЕ може здійснюватися як в процесі основної, так і допоміжної діяльності. Останнім часом спостерігається чітка тенденція до зростання питомої ваги допоміжної електрогенерації, тим самим активнішою стає така група гравців на європейському ринку, як автовиробники / активні споживачі, які виробляють ЕЕ для власного споживання, а надлишок продають на ринку (рис. 3.20).

Упродовж 1991–2023 рр. валова електрогенерація автовиробниками в ЄС демонструвала поступову тенденцію до зростання, зокрема: з 191,0 ТВт·год у

1991 р. до 301,6 ТВт·год у 2023 р. (+57,9 %). Основне зростання припадає на період після 2000-х років через розвиток децентралізованої генерації при лібералізації РЕЕ Частка автовиробників у загальному обсязі електрогенерації зросла з 8,2 % у 1991 р. до 11,0 % у 2023 р., досягнувши локального максимуму у 12,6 % у 2020 р.

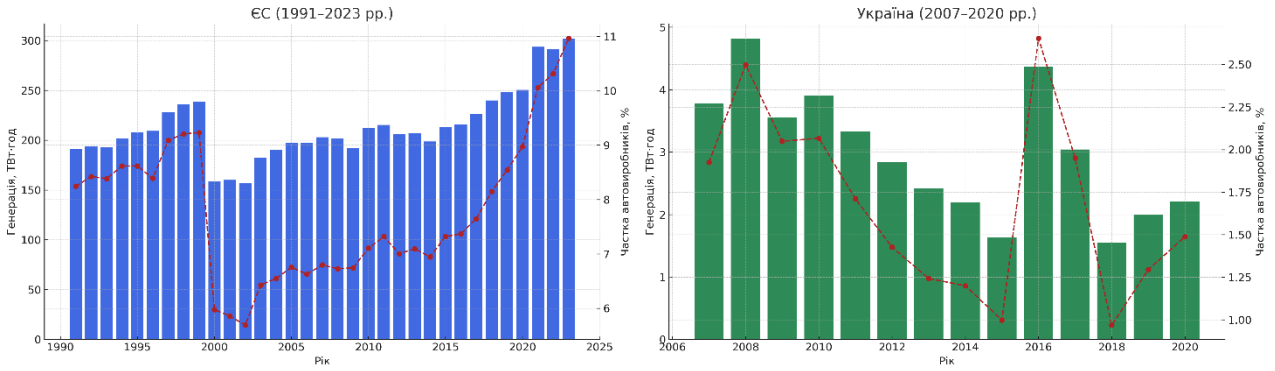


Рис. 3.20. **Порівняльна динаміка валової електрогенерації в ЄС та Україні автовиробниками**

Джерело: складено за даними [80]

В Україні виробництво ЕЕ автовиробниками почало відображатися лише з 2007 р. та розвивалося повільно, зокрема: з 3,8 ТВт·год у 2007 р. до 2,2 ТВт·год у 2020 р., з максимумом у 2017 р. (4,8 ТВт·год). Частка автовиробників у валовій генерації протягом усього періоду залишалася низькою та знизилася від 1,7 % у 2007 р. до 1,5 % у 2020 р., із максимумом у 2,4 % у 2016 р., що свідчить про відсутність стимулів для розвитку автономної генерації в межах національної моделі енергоринку, високу централізацію виробництва, а також обмежений доступ споживачів до механізмів енергетичної незалежності.

Таким чином, постає п’яте протиріччя розвитку електроенергетики України в європейському контексті – між збереженням централізованої структури національної енергосистеми та домінуючими в ЄС тенденціями до децентралізації. На відміну від ЄС, де електроенергетика поступово трансформується в напрямку децентралізації за рахунок розгортання когенераційних установок, активного розвитку малорозподіленої генерації на базі ВДЕ, зростання ролі автовиробників електроенергії та зменшення втрат у мережах, в Україні переважає традиційна централізована модель із низькою

часткою когенерації, слабко розвиненим сегментом локальної генерації та високими мережевими втратами.

Врешті-решт, ще однією відмінністю є різні структурні зрушення в кінцевому електроспоживанні ЄС та України. Тоді як у ЄС спостерігається глибоке проникнення ЕЕ у всі сфери господарювання, в Україні такі тенденції супроводжувалися втратою економічного потенціалу (рис. 3.21 – рис. 3.22).

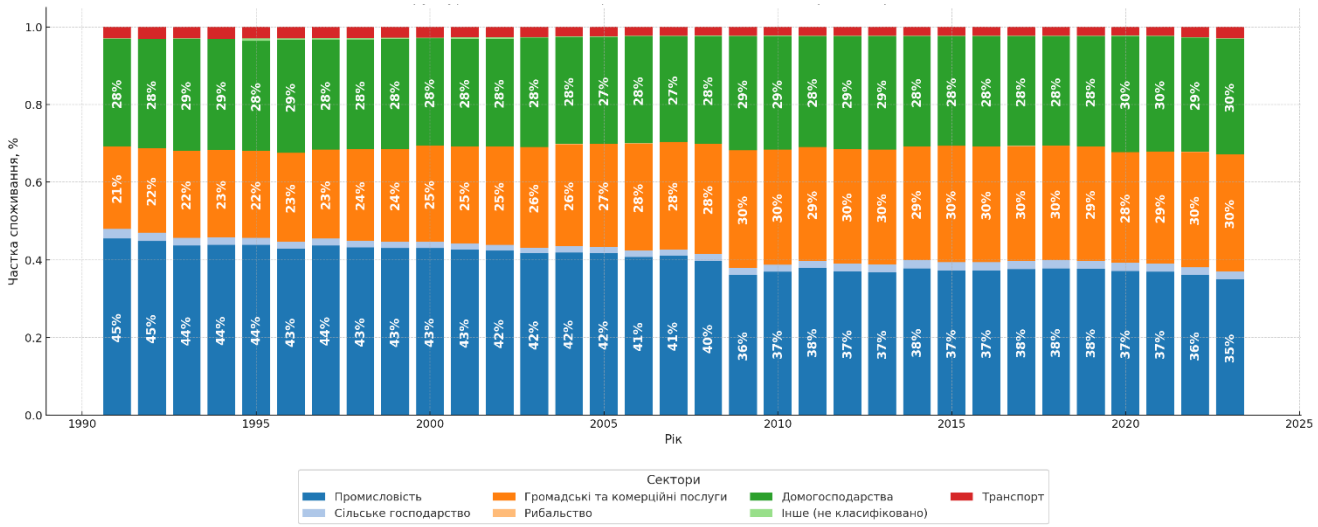


Рис. 3.21. **Структура кінцевого електроспоживання ЄС у 1991-2023 рр.**

Джерело: складено автором за даними [79]

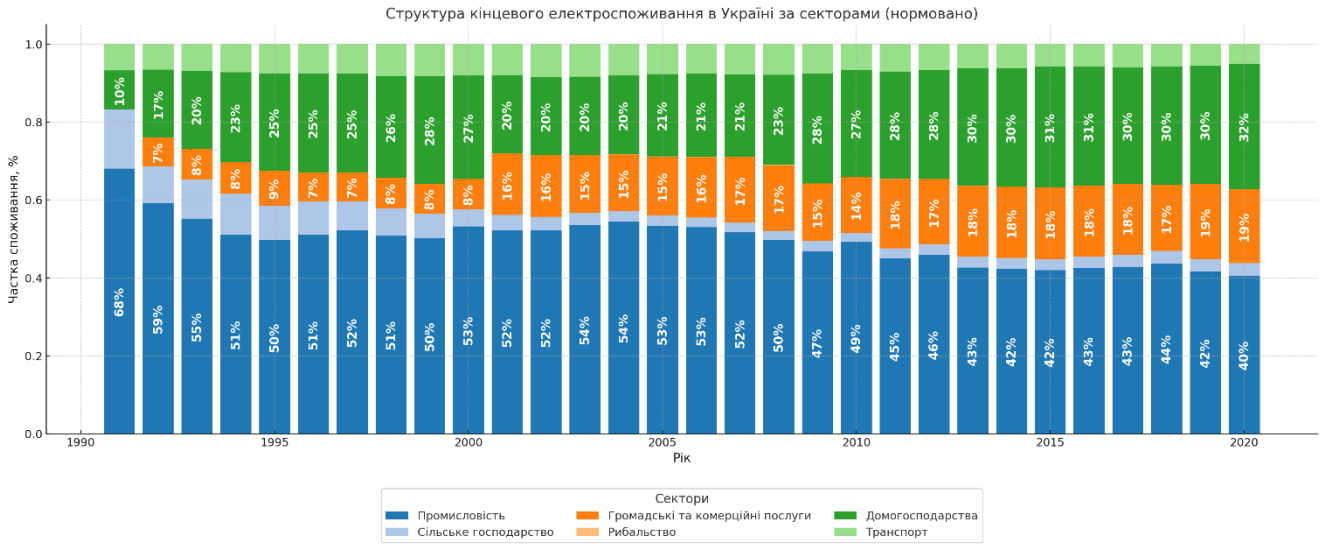


Рис. 3.22. **Структура кінцевого електроспоживання України у 1991-2020 рр.**

Джерело: складено автором за даними [79]

У 1991–2023 рр. структура електроспоживання ЄС змінювалась

хвилеподібно під впливом економічних і геополітичних чинників. Частка промисловості знизилася з 42 % у 1991 р. до 32 % у 2023 р. через цифровізацію та підвищення енергоефективності. Натомість сектор послуг зріс із 20 % до 28–29 %, що зумовлено розвитком інформаційних технологій, охорони здоров'я, освіти та адміністративного управління. Домогосподарства залишалися стабільними (24–28 %), зростаючи під час криз. Після кризи 2008–2009 рр. електроспоживання скоротилося, особливо в промисловості. У період пандемії COVID-19 зросла частка побутового сектора (до 28 %) через перехід на дистанційну роботу. З 2022 р. енергоспоживання адаптується до умов енергетичної кризи, спричиненої війною рф проти України. Загалом частка промисловості скорочується, тоді як роль послуг і домогосподарств зростає.

Упродовж 1991–2020 рр. структура кінцевого електроспоживання в Україні зазнала глибоких трансформацій, що відбувалися переважно під впливом економічних спадів, зниження промислового потенціалу та соціально-економічних потрясінь. У 1991 р. промисловість домінувала у структурі споживання з часткою понад 75 %, однак уже у 2000-х роках ця частка зменшилася до 65–70 %, а до 2020 р. знизилася до 40 %. Це зумовлено як структурною деіндустріалізацією, так і занепадом частини виробничих потужностей, при низькому ступені поширення енергозберігаючих технологій.

На цьому тлі домогосподарства поступово відігравали зростаючу роль: їхня частка зросла з 11–12 % у 1990-х до 32% у 2020 р. На початку 2000-х в електроспоживанні почала зростати частка громадських і комерційних послуг, з 4–5 % до 19% через формування адміністративних та соціальних інституцій, переорієнтацією на сервісну та торговельну економіку.

Сектори сільського господарства, транспорту та рибальства зберігали незначну частку в структурі споживання – здебільшого у межах 5–7 %. Загалом зміни у структурі електроспоживання в Україні мають менш збалансований характер порівняно з ЄС і значною мірою є результатом зовнішніх шоків, а не цілеспрямованої політики структурної модернізації.

Таким чином, шосте протиріччя розвитку електроенергетики України в європейському просторі полягає в асиметричних структурних зрушеннях у її

кінцевому електроспоживанні порівняно з ЄС. У той час як країни ЄС демонструють поступове вирівнювання структури кінцевого електроспоживання через технологічне оновлення та диджиталізацію, в Україні зміни відбуваються під впливом кризових спадів, а не цілеспрямованої структурної політики.

Розроблене аналітичне забезпечення моделювання вхідних і вихідних потоків ЕЕ дозволило визначити 6 принципових протиріч розвитку електроенергетики України у європейському просторі: фундаментальна розбіжність у динаміці та асиметричні структурні зрушення в кінцевому електроспоживанні, протилежні безпекові умови та результати інтеграції, розбіжність у енергоефективності, невідповідність у заміщенні викопного палива відновлюваними джерелами енергії та різні тенденції у централізації/децентралізації. Ці протиріччя свідчать про необхідність впровадження збалансованого підходу у реформування та розвитку ринку електроенергії України для забезпечення її відповідності європейським трендам розвитку електроенергетики.

3.3. Теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем у регіональному просторі

ЕЕ є пріоритетною формою сталої енергії, здатною задовольнити потреби суспільства. За даними МЕА, світ рухається до високо електрифікованих систем з високою часткою ВДЕ: зростає попит на ЕЕ в промисловості, транспорті та опаленні, відбувається відмова від котлів на викопному паливі. Водночас це вимагає розвитку гнучких рішень – «розумних» мереж, цифрових та акумуляторних технологій [91]. Тому сталий розвиток електроенергетики безпосередньо пов’язаний із Цілями сталого розвитку (ЦСР), затверджених ООН [110], зокрема соціальні аспекти пов’язуються із ЦСР 1, 8, 12 та стосуються подолання енергетичної бідності та сприяння зростанню через відповідальне споживання ЕЕ; економічні аспекти кореспондуються із ЦСР 7, 12 та потребують забезпечення ефективного і чистого виробництва ЕЕ відповідно до споживчих

потреб; а екологічні пов’язані із ЦСР 13 та вимагають зниження викидів парникових газів (ПГ) в процесі електрогенерації, оскільки виробництво ЕЕ відповідає за понад 40% енергетичних викидів [111]. Забезпечення сталості електроенергетичних систем вимагає постійного наукового пошуку компромісів між конкуруючими цілями сталого розвитку.

Поняття «сталість електроенергетичної системи» увійшов у науковий обіг на початку 2000-х років, хоча окремі аспекти досліджувалися й раніше. Перші згадки зустрічаються у роботах Санніно, Хаммонса, Макконаха, а також Янічека, Сімунека, Феко, Брези та Ганзела [10, 112]. Широка увага науковців до різних аспектів теми свідчить про її складність і багатовимірність. Це зумовлює постійну увагу науковців до проблем сталості електроенергетичних систем. У базі Web of Science за 1991–2023 роки зафіксовано 5340 публікацій, пов’язаних із цією проблематикою [61]. Бібліографічний аналіз (Додаток Ж, рис. Ж.1) із використанням VOSviewer, розробленого Центром наукових і технологічних досліджень Лейденського університету [62], показав, що домінуючим підходом є оцінка життєвого циклу (наприклад, [10, 112]). На думку Сантойо-Кастелазо та Азапагіч [16], такий аналіз дозволяє поєднувати три виміри сталості на системному рівні. Проте його застосування залежить від мети й масштабу енергетичної системи [115]. Оцінка життєвого циклу включає три стадії: ресурсний аналіз, оцінка впливу та інтерпретація фактичних та прогнозних результатів [116]. Деякі дослідники охоплюють усі стадії [114, 115, 117], інші обирають лише одну або дві [118, 119, 120, 121].

На першому етапі (ресурсний аналіз від англ. inventory analysis) визначаються локальні та інтегральні індикатори сталості електроенергетичних систем. Серед таких досліджень є:

праця [122], в якій дослідники розробили інтегрований індекс, що охоплює 5 аспектів (технічний, економічний, екологічний, соціальний, інституційний) за 13 критеріями. Вони оцінили 7 технологій і встановили, що найбільш сталою є газова генерація, за якою йде ВДЕ;

праця Кирстеа, Молдован-Теселіос та ін. [120], в якій розроблено індекс сталості відновлюваної енергетики, який складається з 4 аспектів і 23 показників.

Дослідники показали зростаючий вплив ВДЕ на розвиток електроенергетики та поступовий перехід до цих джерел;

дослідження Фуентес, Вільяфафіла-Роблес та ін. [123], в якому вони запропонували індекс безпеки, що охоплює 5 аспектів і 44 показники. Їхні висновки свідчать, що гнучкість електроенергетичних систем посилюється через міжнародні з'єднання та використання газових блоків.

Вибір індикаторів оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем у кожному дослідженні є суб'єктивною думкою авторів та залежить від мети аналізу.

На другому етапі (impact assessment) визначаються чинники, що впливають на сталий розвиток електроенергетичних систем. Зокрема, Ма, Чон, Чжан, Лю, Лі, Лі, Ні на основі діаграм Санкі дослідили коефіцієнти трансформації первинної енергії та викидів CO_2 та показали, що найбільший вплив має зростання ВВП на душу населення, що сприяє збільшенню викидів [96]. Гомес-Камачо, Руджері запропонували підхід до аналізу сталості з урахуванням повної енергетичної траєкторії – від джерела до корисної енергії [121]. Ролдан-Блей, Міранда, Карвальо, Ролдан-Порта вивчили профілі попиту та генерації для кращої інтеграції ВДЕ [12].

На третьому етапі (interpretation) формулюються рекомендації щодо сталості розвитку електроенергетичних систем з використанням різних методів моделювання: нечіткої синтетичної оцінки [124, 125], моделювання Монте-Карло [126, 127], багатоцільової оптимізації [128–131] тощо. Багатоцільова оптимізація є найдоцільнішою для планування стратегічних рішень, тоді як Монте-Карло – для врахування невизначеностей. Аль Шидхані, Іоанноу, Фалконе пропонують оптимізацію за чотирма цілями: витрати, викиди CO_2, землекористування, соціальна опозиція, показавши відсутність компромісу між деякими з них [128]. Джунне, Чао, Міскіу та ін. оцінили компроміси між витратами та викидами ПГ протягом життєвого циклу. Вони виявили пріоритет наземної вітрової генерації, мереж і зниження ролі фотоелектрики та акумуляторів, тоді як офшорні ВЕС, атомна й концентрована сонячна енергія мають вищу вартість [129]. Ван, Тан, Джі та ін. дослідили оптимальне поєднання вітрової й сонячної енергії з

системами зберігання і тарифами, що залежать від часу споживання [130].

Усі наведені дослідження мають емпіричний характер і відображають суб'єктивне бачення авторів. Універсального, повністю об'єктивного підходу до оцінки сталості електроенергетичних систем наразі не існує. Сама проблема залишатиметься актуальною доти, доки потребуватиме подальших досліджень.

В цьому параграфі оцінка сталості електроенергетичних систем також опирається на методологію оцінки життєвого циклу (LCA). Відповідно до ISO 14040:2006 [116], у табл. 3.7 подано загальну структура оцінки життєвого циклу сталості електроенергетичних систем.

Таблиця 3.7.

Загальна структура оцінки життєвого циклу електроенергетичних систем

Етап оцінки життєвого циклу	Атрибути
Визначення мети та області застосування	*Загальна мета:* оцінити можливості мінімізації екологічних наслідків функціонування електроенергетичних систем без перешкоди соціально-економічного розвитку. *Межі системи:* внутрішні енергетичні потоки – від надходження ПЕР до кінцевого споживання ЕЕ та викидів ПГ у довкілля. *Функціональна одиниця:* 1 МВт·год (або 1 т у.п. – для оцінки первинних потоків енергії). *Обмеження*: 1. Екологічний вплив враховує лише викиди ПГ від виробництва ЕЕ; інші забруднювачі вважаються другорядними. 2. Вхідна енергія охоплює всі придбані енергоресурси незалежно від країни походження. *Припущення*: оцінка сталості базується на агрегованій моделі життєвого циклу енергосистеми.
Ресурсний аналіз	Збір даних охоплює інформацію про вхідні й вихідні потоки енергії та викиди ПГ на етапах життєвого циклу. Аналіз базується на даних Євростату за 2010–2023 роки з використанням Power Query (Microsoft Excel). Сталість електроенергетичних систем оцінюється за сукупністю локальних індикаторів на кожному етапі циклу (LPSS).
Оцінка впливу	Включає багатоступеневу перевірку впливу енергетичного міксу на індикатори LPSS та їх взаємозв'язки. Для оцінки значущості та векторів впливу використовується SPSS Statistics (IBM). Результати систематизуються у вигляді причинно-наслідкової діаграми у Vensim.
Інтерпретація	Містить аналіз актуальних і прогнозних значень індикаторів LPSS. Для формування рекомендацій використовується багатокритеріальна оптимізація у MATLAB Global Optimization Toolbox.

Джерело: розроблено автором за методології LCA [116]

Агрегована модель життєвого циклу ЕЕ включає вхідні та вихідні потоки енергії (від придбання ПЕР до кінцевого споживання ЕЕ, включаючи викиди ПГ у довкілля), яка була представлена у пп. 3.2 на рис. 3.5. Узагальнено сталість розвитку електроенергетичних систем можна оцінити як інтегральний показник (power system sustainability index – PSS index) за сукупністю локальних індикаторів сталого розвитку (local power system sustainability indicators – LPSS), які об'єднані за трьома складовими: соціальною, економічною та екологічною. Зазначений підхід був розроблений і представлений автором в роботах [11; 107; 113].

Соціальна складова PSS index представлена двома індикаторами: електроспоживанням домогосподарствами на душу населення (1.1) та комерційним електроспоживанням на одиницю ВВП (1.2). Для інтегрального показника перший показник визначається як стимулятор, а другий – дестимулятор сталого розвитку.

Економічна складова PSS index визначена за 5 локальними показниками. Здатність електроенергетичних систем самостійно задовольняти потреби споживачів оцінюється через показник їх зовнішньої залежності (2.1), яка оцінюється через різницю імпортної залежності споживання ЕЕ та експортної залежності генерації ЕЕ. Цей показник є дестимулятором сталого розвитку електроенергетичних систем.

Ефективність функціонування електроенергетичних систем визначається через співвідношення корисно використаної / отриманої ЕЕ до обсягу підведеної енергії і може бути представлена 3 показниками: – ефективність перетворення підведених ПЕР у валову ЕЕ (2.2), ефективність виробництва ЕЕ як співвідношення чистої до валової електрогенерації (2.3), ефективність транспортування ЕЕ до кінцевого споживача, як відношення втрат на транспортування до загального обсягу ЕЕ доступної до споживання (2.4). Для оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем перші два показника ефективності є стимуляторами, а третій – дестимулятором.

Ефективність експлуатації електроенергетичних систем визначається через показник завантаження генеруючих потужностей (2.5) у річному вимірі (з

розрахунку 8760 годин/рік). Високі значення коефіцієнту завантаження потужностей свідчить про раціональне використання генеруючих потужностей, визначаючи його як стимулятор сталого розвитку.

Екологічна складова PSS index визначена за 3 індикаторами: вуглецеємністю електрогенерації (3.1) – питомими викидами усіх ПГ на одиницю чистої електрогенерації. Передбачається, що електроенергетична система, яка має низькі значення за цим показником, автоматично має низькі значення інших видів забруднювачів повітря. Цей індикатор визначається як дестимулятор; частка ВДЕ у структурі чистої електрогенерації (3.2) визначається як стимулятор; частка електрогенерації на основі органічних викопних палива (ОВП) у структурі чистої електрогенерації (3.3) визначається як дестимулятор.

Для нормалізації локальних індикаторів може бути використаний метод мінімум-максимум [132], а для визначення їх ваг локальних індикаторів і складових метод ентропії [133]. Така оцінка дозволяє порівняти сталість функціонування електроенергетичних систем у статиці та динаміці та є вихідною точкою у визначенні вектора сталого розвитку електроенергетичних систем.

У табл. 3.8–3.9 та додатку Ж (табл. Ж.1 – Ж.2) представлені результати оцінок локальних індикаторів та інтегрального індексу сталого розвитку електроенергетичних систем європейських країн у 2010 р., 2015 р. та 2020 р. та 2023 р. (останній рік без України у зв’язку із закритістю даних з питань національної безпеки під час військового стану).

Електроспоживання домогосподарствами на душу населення в ЄС склало 1,54 МВтг/особу/рік у 2023 р. Порівняно з 2010 р. (1,66 МВтг/особу/рік) цей показник скоротився приблизно на 7,2%, тоді як порівняно з 2015 р. скорочення склало 1,3%, що вказує на загальну тенденцію до помірного зниження електроспоживання домогосподарствами після 2015 р. за рахунок підвищення енергоефективності та зміни споживчих звичок. Найвищі значення цього показника у 2023 р. було зафіксовано у розвинених країнах Північної та Західної Європи: в Фінляндії (3,94 МВтг/особу/рік), Швеції (3,75 МВтг/особу/рік, а також Австрії (2,39 МВтг/особу/рік) та Франції (2,20 МВтг/особу/рік).

Таблиця 3.8

Оцінка сталості електроенергетичних систем України та країн ЄС у 2020 р.

Країна	1.1		1.2		Соціальна складова		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		Економічна складова		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS index	
	МВтг/ особу	Р	МВтг/ Євро	Р	Од.	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	кг CO2 екв./МВтг	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	Од.	Р
BE	1.6	12	0.15	20	0.43	20	0.64	11	46.8	16	96.3	11	95.7	5	39.7	8	0.69	8	163	8	27.5	18	33.7	10	0.54	15	0.55	10
BG	1.6	10	0.17	24	0.40	24	-6.96	4	36.6	25	91.3	27	91.5	21	42.3	7	0.50	7	468	23	19.6	22	39.6	17	0.38	21	0.43	23
CZ	1.5	17	0.14	19	0.42	19	-8.71	2	35.8	26	92.1	25	93.0	17	43.5	4	0.55	4	492	24	14.3	25	48.8	20	0.31	25	0.43	22
DK	1.9	6	0.09	3	0.58	3	14.64	19	49.1	13	97.0	7	96.8	2	21.2	26	0.60	26	198	10	81.6	2	17.8	5	0.85	4	0.68	4
DE	1.5	14	0.12	8	0.48	8	-2.51	5	50.0	12	95.2	17	94.5	10	28.0	20	0.60	20	339	20	45.0	11	43.8	19	0.53	16	0.54	13
EE	1.5	16	0.19	26	0.33	26	15.37	20	32.6	28	87.2	28	95.6	6	24.8	24	0.34	24	825	27	47.8	10	52.2	21	0.34	23	0.34	26
IE	1.7	7	0.06	1	0.62	1	0.11	10	61.7	3	97.6	4	91.9	19	32.8	12	0.67	12	262	15	42.7	14	57.3	22	0.49	18	0.60	7
GR	1.6	11	0.16	22	0.42	22	17.99	24	54.4	6	94.0	21	89.3	24	26.5	23	0.44	23	441	22	36.6	16	63.4	24	0.38	20	0.41	25
ES	1.5	13	0.13	13	0.46	13	2.12	12	53.3	9	96.7	9	88.7	26	27.7	21	0.51	21	128	5	44.6	13	33.3	9	0.64	11	0.54	12
FR	2.4	3	0.12	10	0.61	10	-8.05	3	39.7	22	95.8	14	91.5	20	44.4	3	0.60	3	59	2	24.3	21	9.0	2	0.66	10	0.62	6
HR	1.5	15	0.12	9	0.47	9	21.90	25	57.8	5	96.2	12	88.9	25	32.8	13	0.51	13	206	11	65.0	5	35.0	12	0.70	6	0.56	9
IT	1.1	22	0.13	14	0.39	14	11.23	18	47.7	14	96.8	8	93.9	12	27.5	22	0.57	22	222	12	42.4	15	57.5	23	0.51	17	0.49	17
CY	2.0	5	0.11	6	0.57	6	0.00	9	42.1	20	95.9	13	94.6	9	29.2	18	0.58	18	648	26	12.3	26	87.7	27	0.10	27	0.42	24
LV	0.9	25	0.12	11	0.37	11	15.57	21	51.9	10	95.1	18	94.4	11	22.2	25	0.53	25	242	13	63.7	6	36.3	13	0.68	7	0.53	14
LT	1.1	23	0.11	7	0.42	7	29.67	27	46.2	19	95.4	16	91.5	22	18.0	27	0.39	27	258	14	63.2	7	36.8	15	0.67	9	0.49	16
LU	1.5	18	0.10	5	0.50	5	58.14	28	66.4	2	98.9	1	97.6	1	14.1	28	0.59	28	104	4	88.6	1	11.4	3	0.94	1	0.68	3
HU	1.2	21	0.14	15	0.40	15	23.53	26	38.8	23	94.2	20	92.4	18	37.2	9	0.48	9	317	19	15.9	24	37.9	16	0.42	19	0.43	21
MT	1.7	9	0.10	4	0.54	4	17.52	22	50.8	11	97.1	6	94.6	8	31.3	15	0.61	15	390	21	11.3	28	88.7	28	0.18	26	0.45	20
NL	1.4	19	0.13	12	0.44	12	-1.13	8	53.9	8	97.3	5	95.8	4	33.4	11	0.71	11	298	18	26.8	19	69.5	25	0.36	22	0.51	15
AT	2.0	4	0.14	17	0.52	17	6.41	15	71.8	1	95.7	15	95.0	7	31.5	14	0.74	14	83	3	81.0	3	19.0	6	0.88	3	0.71	2
PL	0.8	27	0.14	16	0.33	16	8.88	17	40.1	21	92.5	23	93.3	15	36.5	10	0.50	10	903	28	18.4	23	81.6	26	0.06	28	0.30	28
PT	1.3	20	0.14	18	0.40	18	4.32	13	60.6	4	98.5	2	90.5	23	28.0	19	0.61	19	159	7	59.6	8	40.4	18	0.67	8	0.56	8
RO	0.7	28	0.08	2	0.42	2	6.64	16	46.3	18	92.8	22	87.1	27	31.0	16	0.39	16	294	17	44.6	12	34.9	11	0.57	13	0.46	19
SL	1.7	8	0.17	25	0.41	25	-1.43	7	47.2	15	94.8	19	93.5	14	49.9	1	0.69	1	277	16	34.2	17	28.9	8	0.55	14	0.55	11
SK	1.1	24	0.16	23	0.32	23	4.63	14	38.3	24	91.5	26	93.6	13	42.7	6	0.53	6	150	6	24.8	20	21.6	7	0.58	12	0.48	18
FI	4.0	2	0.30	28	0.53	28	17.69	23	46.5	17	96.6	10	96.1	3	45.5	2	0.70	2	169	9	51.8	9	14.3	4	0.73	5	0.65	5
SE	4.1	1	0.22	27	0.71	27	-13.47	1	54.3	7	98.2	3	93.1	16	42.8	5	0.76	5	34	1	68.5	4	1.5	1	0.90	2	0.79	1
UA	0.9	26	0.15	21	0.31	21	-1.47	6	33.7	27	92.4	24	87.1	28	30.7	17	0.33	17	583	25	11.8	27	36.8	14	0.31	24	0.31	27

Примітка: Р – ранг; скорочені назви країн подано згідно з системою кодування ISO 3166

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 3.9

Оцінка сталості електроенергетичних систем країн ЄС у 2023 р.

Країна	1.1		1.2		Соціальна складова		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		Економічна складова		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS index	
	МВтг/ особу	Р	МВтг/ Євро	Р	Од.	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	кг CO2 екв./МВтг	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	Од.	Р
BE	1,3	19	0,12	22	0,42	22	3,28	14	49,1	18	96,5	13	95,2	5	35,0	9	0,68	9	135	9	32,8	19	22,1	9	0,61	12	0,57	14
BG	1,9	6	0,12	25	0,50	25	-6,81	4	37,9	25	91,7	25	92,4	18	31,7	11	0,52	11	401	23	25,0	23	34,7	17	0,41	22	0,48	23
CZ	1,4	16	0,11	20	0,44	20	-8,43	3	36,2	26	92,3	23	94,8	8	39,8	3	0,61	3	474	24	14,5	26	43,8	20	0,29	24	0,45	24
DK	1,6	10	0,08	4	0,56	4	11,60	20	54,0	13	97,5	7	94,0	12	21,2	25	0,59	25	146	10	86,6	1	11,2	6	0,91	3	0,68	3
DE	1,5	12	0,09	8	0,51	8	2,66	11	53,9	14	95,4	19	94,4	9	22,4	23	0,59	23	347	21	52,8	8	41,3	19	0,54	17	0,55	16
EE	1,6	11	0,12	23	0,45	23	20,61	23	31,7	27	85,3	27	82,7	27	23,0	21	0,16	21	757	26	48,8	14	35,1	18	0,36	23	0,32	27
IE	1,5	13	0,05	1	0,59	1	10,45	18	63,9	4	97,3	8	92,0	20	29,1	13	0,67	13	240	19	44,8	16	53,2	23	0,51	20	0,59	12
GR	1,5	15	0,12	24	0,43	24	10,43	17	59,3	7	98,9	1	87,5	25	22,1	24	0,56	24	311	20	48,9	13	50,6	22	0,51	21	0,50	19
ES	1,5	14	0,09	10	0,49	10	-4,21	5	57,2	10	96,9	9	89,4	23	25,2	17	0,60	17	111	7	50,3	10	27,0	13	0,69	10	0,60	11
FR	2,2	4	0,10	13	0,60	13	-8,88	2	40,6	23	95,7	16	91,1	21	40,0	2	0,64	2	52	2	26,6	21	7,2	4	0,68	11	0,64	6
HR	1,7	9	0,09	7	0,53	7	10,56	19	61,0	5	96,9	10	89,1	24	37,3	7	0,67	7	180	13	69,7	6	29,8	15	0,74	9	0,65	5
IT	1,1	24	0,10	15	0,41	15	17,70	21	52,0	15	96,9	11	93,7	14	23,2	20	0,57	20	210	14	44,0	17	53,8	24	0,52	19	0,50	20
CY	1,8	8	0,09	9	0,54	9	0,00	9	43,8	21	95,5	17	96,7	2	27,0	15	0,61	15	601	25	20,5	25	79,5	26	0,13	26	0,43	25
LV	0,9	25	0,10	12	0,38	12	8,80	16	60,9	6	96,0	14	94,2	10	22,8	22	0,62	22	154	11	77,7	3	22,3	10	0,82	5	0,61	9
LT	1,1	22	0,08	6	0,45	6	28,87	26	55,1	11	95,4	18	92,4	17	13,0	27	0,45	27	174	12	74,2	4	13,4	8	0,83	4	0,58	13
LU	1,4	18	0,08	5	0,50	5	58,29	27	70,3	2	98,9	2	98,0	1	13,7	26	0,57	26	78	4	49,1	11	3,4	2	0,79	7	0,62	8
HU	1,3	20	0,11	17	0,43	17	20,92	24	42,0	22	95,0	21	94,1	11	28,2	14	0,52	14	221	16	26,4	22	27,6	14	0,52	18	0,49	21
MT	1,8	7	0,08	3	0,58	3	22,54	25	54,4	12	97,9	5	93,4	15	37,5	6	0,68	6	348	22	13,6	27	86,4	27	0,19	25	0,48	22
NL	1,2	21	0,10	11	0,44	11	-3,13	7	58,7	8	96,9	12	95,3	4	24,1	18	0,67	18	225	17	46,8	15	46,3	21	0,55	16	0,55	15
AT	2,4	3	0,10	14	0,63	14	3,94	15	76,6	1	97,6	6	95,1	6	26,9	16	0,77	16	63	3	80,1	2	11,1	5	0,91	2	0,77	2
PL	0,8	26	0,11	18	0,34	18	2,98	12	43,9	20	93,6	22	93,0	16	30,6	12	0,56	12	764	27	27,4	20	70,1	25	0,13	27	0,34	26
PT	1,4	17	0,11	19	0,43	19	20,12	22	69,4	3	98,8	3	90,4	22	23,6	19	0,63	19	92	5	70,0	5	23,8	12	0,81	6	0,62	7
RO	0,7	27	0,05	2	0,46	2	-1,62	8	50,6	16	91,9	24	87,0	26	33,4	10	0,52	10	237	18	48,9	12	30,9	16	0,61	13	0,53	18
SL	1,9	5	0,11	21	0,52	21	3,01	13	50,4	17	95,3	20	93,9	13	38,1	5	0,67	5	219	15	39,7	18	23,0	11	0,61	14	0,60	10
SK	1,1	23	0,11	16	0,40	16	-3,67	6	39,0	24	90,9	26	95,0	7	45,5	1	0,64	1	119	8	22,4	24	13,1	7	0,61	15	0,55	17
FI	3,9	1	0,24	27	0,54	27	2,66	10	47,3	19	96,0	15	96,2	3	39,4	4	0,71	4	105	6	51,9	9	4,4	3	0,78	8	0,68	4
SE	3,7	2	0,18	26	0,65	26	-16,02	1	57,7	9	98,2	4	92,2	19	36,9	8	0,77	8	30	1	69,4	7	0,3	1	0,92	1	0,78	1

Примітка: Р – ранг; скорочені назви країн подано згідно з системою кодування ISO 3166

Джерело: авторські розрахунки

Тоді як найнижчі значення відзначено в країнах Центральної та Східної Європи, що розвиваються: в Румунії (0,69 МВтг/особу/рік), Польщі (0,79 МВтг/особу/рік) та Латвії (0,88 МВтг/особу/рік).

У 2010–2023 рр. динаміка електроспоживання домогосподарствами на душу населення в країнах ЄС виявилася асиметричною: розвинені країни, зокрема Бельгія (−26 %), Ірландія (−19 %), Німеччина (−14 %) та Данія (−12 %), демонстрували стійке скорочення завдяки впровадженню енергоефективного побутового обладнання та заходам із енергозбереження, тоді як Болгарія (+34 %), Мальта (+25 %) і Словенія (+22 %), навпаки, фіксували зростання чеоех через підвищення добробуту населення на фоні повільного підвищення енергоефективності.

Щодо України, у 2020 р. електроспоживання домогосподарствами на душу населення склало 0,88 МВтг/особу/рік, що було вдічі нижче середнього показника по ЄС (1,60 МВтг/особу/рік у 2020 р.) і ставить Україну серед країн з найнижчим споживанням, нарівні з Румунією, Польщею та Латвією. У період з 2010 по 2020 рік в Україні спостерігалося невелике зростання споживання – лише на 0,07 МВтг/особу/рік.

Ємність комерційного споживання ЕЕ на одиницю ВВП за паритетом купівельної спроможності в ЄС склала 0,10 кВтг/Євро/рік у 2023 р. Порівняно із 2010 р. цей показник скоротився приблизно на 41%, що свідчить про значне та послідовне підвищення енергоефективності у комерційному секторі в ЄС. Найвищі значення цього показника у 2023 р. фіксувалися у Фінляндії (0,24 кВтг/Євро/рік) та Швеції (0,18 кВтг/Євро/рік), що відображає рівень електрифікації їх економік з високою часткою ЕЕ із невуглецевих джерел в їх енергобалансах. Тоді як найменші значення – в Ірландії (0,05 кВтг/Євро/рік), Румунії (0,05 кВтг/Євро/рік) та Данії (0,08 кВтг/Євро/рік).

В Україні електроємність ВВП склала 0,15 кВтг/Євро/рік у 2020 р. Порівняно із 2010 р. вона скоротилася приблизно на 32%, а порівняно із 2015 р. на 25% внаслідок переорієнтації структури національної економіки із промисловості на сферу послуг, та стриманого підвищення енергоефективності.

Загалом, у 2010–2020 рр. відзначається покращення її позицій у рейтингу європейських країн. Вона зайняла 21 місце у 2020 р. серед 28 країн, проти 25 місця у 2010 р. та 20 місця у 2015 р.

Результати розрахунку зовнішньої залежності європейських електроенергетичних систем у 2010-2023 рр. показали, що в цілому ЄС можна вважати нетто-імпортером ЕЕ з переважанням імпортної складової над експортною. При цьому у 2010–2023 рр. значення зовнішньої залежності зросло на 0,4 %, що свідчить про розширення зовнішньої торгівлі ЕЕ, так і прагнення покрити диференціал споживчого навантаження та зростання негарантованої електрогенерації ЕЕ із ВДЕ.

Імпортна залежність електроспоживання європейських електроенергетичних систем демонструє сталу тенденцію до зростання. У 2023 р. вона досягла 16,9%, тоді як у 2010 р. цей показник становив 11,2%. Найбільш залежними від імпорту ЕЕ у 2023 р. були Естонія (109,5%), Люксембург (105,7%) та Литва (98,6%). Показники, що перевищують 100%, вказують на те, що ці країни виступали не тільки нетто-імпортерами, а й транзитерами ЕЕ. На противагу, найменшу імпортну залежність демонстрували Кіпр (0,0%), Швеція (5,9%) та Франція (6,2%), що відображає високий забезпеченості внутрішньою генерацію (у Франції атомною електроенергетикою та у Швеції – атомною та гідроенергетикою), а також ізольованість електроенергетичної системи Кіпру.

У 2010-2023 рр. динаміка імпортної залежності по країнах ЄС демонструє різні тренди в зміні в структурі виробництва та споживання ЕЕ. Окремі країни продемонстрували значне зростання залежності, серед яких: Данія (на 32 в.п. у 2010-2023 рр.), Угорщина (на 20 в.п.) та Португалія (на 15 в.п.). Водночас, інші країни змогли зменшити свою імпортну залежність: Литва (на 16 в.п.) та Фінляндія (на 6 в.п.). Щодо України, імпортна залежність електроспоживання історично була вкрай низькою. У 2010 р. вона становила лише 0,02%, зросла до 1,7% у 2015 р. та до 2,3% у 2020 р. (після відкриття зовнішньої конкуренції РЕЕ з країнами Європи із середини 2019 р).

Водночас демонструвала зростання і експортна залежність

електрогенерації європейських електроенергетичних систем. У 2023 р. вона склала 15,4%, тоді як у 2010 р. цей показник був 10,1%. Хоча у 2020 р. спостерігалося невелике зниження до 13,8%, загальний тренд вказує на посилення інтеграції європейських РЕЕ та збільшення обсягів транскордонної торгівлі ЕЕ. Найбільшу експортну залежність у 2023 р. мали Естонія (88,9%), Словенія (70,2%) та Литва (69,8%), всі з яких виступали як транзитери ЕЕ, залишаючи собі необхідну частку імпорту ЕЕ для покриття власних споживчих потреб. Напроти, найнижчі показники зафіксовано на Кіпрі (0,0%), в Італії (1,3 %) та Ірландії (1,4%), що свідчить про їхню переважну орієнтацію на внутрішнє споживання та обмежені можливостей експорту ЕЕ. У 2010-2023 рр. динаміка експортної залежності у більшості країн ЄС мала тенденцію до зростання, найбільше у Естонія (на 52 в.п.), Данія (на 19 в.п.) та Румунія (на 19 в.п.), тоді як лише в Люксембурзі відбулося її скорочення (на 23 в.п.).

Щодо України, експортна залежність електрогенерації залишалася на дуже низькому рівні. У 2010-2015 рр. вона становила 2,3%-2,4%, але із впровадженням європейської моделі РЕЕ в Україні її частка зросла до 3,7% у 2020 р., проте експортні можливості країни залишалися обмеженими внаслідок недостатньої потужності транскордонних мереж та невідповідності європейським стандартам передачі ЕЕ.

Відтак, електроенергетичні системи країн ЄС стають все більш зовнішньо залежним в умовах розвитку ВДЕ та інтеграції в єдиний енергопростір, що дозволяє їм обмінюватися ЕЕ в періоди дефіциту та профіциту електрогенерації. Напроти, електроенергетичну систему України слід умовно визнати зовнішньо ізольованою.

Ефективність перетворення ПЕР в ЕЕ в ЄС у 2023 р. становила 49,5%. Порівняно з 2010 р. цей показник збільшився приблизно на 8,4 в.п., що є наслідком постійного розвитку технологій електрогенерації, впровадження виосокоефективних потужностей та зростання частки ВДЕ та високотехнологічної когенерації. Найвища ефективність перетворення ПЕР в ЕЕ у 2023 р. фіксувалася в електроенергетичних системах, орієнтованих на

ефективні та гнучкі джерела енергії, зокрема в гідро-газовій електроенергетиці Австрії (76,6%), та зелено-газовій електроенергетиці Люксембургу (70,3%) та Ірландії (63,9%). Тоді як найменша ефективність відзначається в електроенергетичних системах, які значною мірою покладалися на тверде органічне паливо, зокрема, Естонії (31,7%), електроенергетика якої орієнтована на горючі сланці, а також Чехії (36,2%) та Болгарії (37,9%), які мають значну частку атомно-вугільного генерації.

Україна у рейтингу європейських країн за ефективністю перетворення ПЕР в ЕЕ посіла 27 місце із значенням 33,7 % у 2020 р., так само внаслідок атомно-вугільної орієнтації електроенергетики із високим ступенем фізичного та морального зносу парку генеруючого обладнання. Порівняно із 2010 р. їй вдалося збільшити ефективність перетворення ПЕР в ЕЕ на 1,7 % в основному внаслідок інтеграції електрогенерації на ВДЕ. У той же час у рейтингу європейських країн вона спустилася на 1 пункт, що свідчить про замалі темпи підвищення енергоефективності генерації ЕЕ.

Ефективність чистого виробництва ЕЕ в ЄС склала 95,9% у 2023 р. та порівняно із 2010 р. збільшилася на 1 в.п., що свідчить про постійне вдосконалення операційних процесів та зменшення витрат на власні потреби електростанцій. Серед лідерів за цим показником ефективності у 2023 р. виступають Люксембург (98,9%), Португалія (98,8%) та Швеція (98,2%), тоді як Естонія (85,3%), Болгарія (91,7%) та Словаччина (90,9%), із відносно нижчими значеннями, були аутсайдерами. Україна у рейтингу за цим показником посідала 24 місце у 2020 р. із значенням 92,4%. Порівняно із 2010 р. його значення збільшилося лише на 0,3 в.п. Однак, у рейтингу було втрачено 3 пункти. Означене також доводить недостатню трансформацію технологічних процесів в напряму економічної ефективності порівняно з країнами ЄС.

Втрати при транспортуванні ЕЕ до кінцевого споживача в ЄС у 2023 р. сягнули 7,3% проти 7,1% у 2010–2020 рр. внаслідок збільшення навантаження на мережі, спричинених збільшення частки генерації на ВДЕ. Найнижчі втрати, а, отже, і найвищу ефективність транспортування ЕЕ у 2023 р. мали Люксембург

(2,0%), Кіпр (3,3%) та Фінляндія (3,8%), тоді як найвищий рівень втрат ЕЕ в процесі передачі та розподілу мав місце в Естонії (17,3%), Греці (12,5%) та Румунії (13,0%). Україна з-поміж європейських країн мала значні втрати ЕЕ при транспортуванні, які склали 12,9% у 2020 р., що є свідченням зношеності та застарілості електромереж, а також повільніших темпів їх модернізації порівняно з іншими європейськими країнами. Порівняно із 2010 р. ці втрати скоротилися на 1,7 в.п,. У рейтингу 2020 р., такими чином вона посіла 24 місце та було втрачено 1 пункт порівняно із 2010 р. та 2 пункти порівняно із 2015 р.

Рівень завантаженості генеруючих потужностей електроенергетичних систем тісно пов'язаний зі структурою їхнього енергетичного міксту. Як передбачається, цей рівень залежить від ступеня проникнення негарантованої ВДЕ генерації до електроенергетичних систем. У 2023 р. найвищі значення завантаження потужностей фіксувалися в електроенергетичних системах, зорієнтованих на традиційну базову генерацію (атомну, вугільну, гідроенергетичну). Серед таких країн можна виділити Словаччину (45,5%), Францію (40,0%) та Фінляндію (39,4%), що відображає стабільну роботу їх великих електростанцій, які забезпечують базове навантаження в системі. Напроти, найнижчі значення завантаження потужностей у 2023 р. мали місце в електроенергетичних системах, зорієнтованих на ВДЕ генерацію, яка часто є непостійною за своєю природою. До таких країн належать Литва (13,0%), Люксембург (13,7%) та Данія (21,2%).

Україна із рівнем завантаження потужностей 30,7% знаходилася на 17 місці у рейтингу європейських електроенергетичних систем у 2020 р. Порівняно із 2010 р. (37,7%) рівень завантаження потужностей знизився на 7,0 в.п. Причинами такого зниження завантаження стало як зменшення електроспоживання в країні та внаслідок цього переведення надлишкових потужностей в резерв, так і розвиток ВДЕ-електрогенерації, використання гідроенергетичних потужностей у режимі балансування, а також необхідність зниження навантаження атомних енергоблоків. У той же час, місце у рейтингу навпаки зміцнилося на 3 пункти (з 20 місця у 2010 р. до 17 місця у 2020 р.). Цей факт свідчить про те, що в ЄС

приріст потужностей відновлюваної електроенергетики та зниження рівня завантаження традиційних потужностей відбувався значно швидшими темпами, ніж в Україні.

Викиди ПГ на одиницю чистої електрогенерації в ЄС продовжують послідовно зменшуватися. У 2023 р. вони склали 218,148 кг CO2 екв./МВтг. Порівняно із 2010 р. зменшення склало близько 43%, а відповідно до 2015 р.– приблизно 38%. Ці зміни стали наслідком активної політики декарбонізації, розвитку ВДЕ та поступового відмови від вугільної генерації. Найменші значення викидів CO2 на одиницю чистої електрогенерації (<100 кг/МВтг) у 2023 р. мали місце в електроенергетичних системах з розвиненою атомною електрогенерацією та значною часткою ВДЕ. До таких лідерів належать Швеція (30,319 кг/МВтг), Франція (52,385 кг/МВтг) та Австрія (62,607 кг/МВтг), а також Люксембург (78,103 кг/МВтг) та Португалія (92,361 кг/МВтг). Тоді як найвищі значення (> 600 кг/МВтг) фіксувалися в електроенергетичних комплексах з високою часткою електрогенерації на основі викопного органічного палива, таких як Польща (763,569 кг/МВтг), Естонія (756,671 кг/МВтг) та Кіпр (601,443 кг/МВтг).

Україна за вуглецеємністю чистої електрогенерації у 2020 р. займала 25 місце із рівнем 583,103 кг CO2 екв./МВтг. Цей показник є наслідком доволі високого рівня викопної паливної електрогенерації в структурі національного електроенергетичного балансу. Порівняно із 2010 р. (707,149 кг CO2 екв./МВтг) цей показник скоротився на 17,5%, що є позитивним кроком на шляху декарбонізації електроенергетики. Однак, у рейтингу було втрачено 3 пункти (з 22 місця у 2010 р. до 25 місця у 2020 р.), що є свідченням недостатніх темпів її декарбонізації порівняно з динамікою у країнах ЄС. Основні зміни були пов'язані із збільшенням частки атомної генерації, тоді як ВДЕ ще не грали значної ролі у її розвитку.

Частка органічного викопного палива (ОВП) у валовій електрогенерації в ЄС значно скоротилася із 46,7 % у 2010 р. до 30,1 % у 2023 р., що є прямим наслідком активної декарбонізації енергетичної політики ЄС шляхом інтеграції

ВДЕ до електроенергетичних систем. Лідерами за найменшою часткою ОВП у 2023 році стали електроенергетичні системи Швеції (0,3%), Люксембургу (3,4%) та Фінляндії (4,4%). Ці країни досягли майже повної відмови від ОВП у генерації ЕЕ, значною мірою покладаючись на гідроенергетику, атомну енергію та інші відновлювані джерела. Напроти, найвищі значення частки ОВП фіксувалися в електроенергетичних системах Мальти (86,4%), Кіпру (79,5%) та Польщі (70,1%), що свідчить про їхню значну залежність від традиційних, вуглецевоємних джерел. Україна у 2020 р. мала частку ОВП у валовій електрогенерації на рівні 35,8%. Порівняно із 2010 р. цей показник скоротився на 8,6 в.п., що є свідченням поступової переорієнтації енергетичного балансу із вугільної на атомну електрогенерацію, хоча темпи декарбонізації були повільнішими, ніж у багатьох країнах ЄС.

Частка ВДЕ у структурі валової електрогенерації ЄС демонструвала значний приріст, збільшившись у 2023 р. до 44,3 %. проти 21,9 % у 2010 р., що стало результатом інтенсивних інвестицій у "зелену" генерацію та ринкових механізмів її підтримки. Лідерами за часткою ВДЕ у 2023 р. виступали електроенергетичні системи Данії (86,6%), Австрії (80,1%) та Латвії (77,7%), які досягли істотних результатів у розвитку вітрової (Данія), гідро- (Австрія) та біопаливної (Латвія) генерації. Тоді як аутсайдерами за часткою ВДЕ у 2023 році були Мальта (13,6%), Чехія (14,5%) та Кіпр (20,5%), частка яких залишалася значно нижчою за середньоєвропейські показники.

Україна у рейтингу розбудови чистої електрогенерації демонструвала повільніші темпи. У 2020 р. її частка ВДЕ склала 11,8% порівняно із 7,1% у 2010 р. Однак, у рейтингу за часткою ВДЕ серед європейських країн Україна посідала 27 місце у 2020 р. та втратила 5 позицій порівняно із 2010 р. (22 місце). Основною відмінністю розвитку зеленої електрогенерації в українській електроенергетичній системі від європейських стало те, що пріоритетом «зеленого» енергетичного переходу було обрано сонячну генерацію, тоді як більшість європейських систем розвивали вітрову та біопаливну електроенергетику.

Інтегральна оцінка за складовими сталого розвитку електроенергетичних систем дозволила встановити, що у 2023 р.:

- за соціальною складовою лідерами були Ірландія, Румунія та Данія, тоді як Болгарія, Швеція та Фінляндія виступали як аутсайдери.
- за економічною складовою лідерами були Словаччина, Чехія та Словенія, тоді як Латвія, Німеччина та Греція виступали як аутсайдери.
- за екологічною складовою лідерами були Швеція, Австрія та Данія, тоді як Кіпр, Польща та Естонія виступали як аутсайдери.

Загалом, згідно з розрахунками, найвищі значення PSS index у 2023 р. мали електроенергетичні системи Швеції, Австрії та Данії, тоді як найнижчі значеннязафіксовані у Польщі, Естонії та Болгарії.

За інтегральною оцінкою PSS index у 2020 р. електроенергетична система України посіла 27 місце серед європейських країн, зокрема: за соціальною складовою Україна – 21 місце, за економічною складовою - 17 місце, а за екологічною складовою - 24 місце.

Порівняння електроенергетичних систем за інтегральним показником їх сталого розвитку дозволяють відслідкувати якісні зрушення в просторі та часі (рис. 3.23).

У 2010–2023 рр. серед європейських країн відбулися динамічні зміни у позиціях за інтегральним рейтингом сталості електроенергетичних систем через різні темпи модернізації електроенергетики, тренди декарбонізації та розгортання ВДЕ. Найбільш суттєвий прогрес у рейтингу сталості демонстрували країни Скандинавського РЕЕ, зокрема Литва, яка піднялася на 12 позицій, Данія – на 9 позицій, Латвія та Фінляндія – на 4 позиції обидві. Водночас, деякі країни погіршили свої позиції в рейтингу, демонструючи повільніші темпи адаптації до особливостей сталого розвитку в умовах енергетичного переходу, це: Кіпр – на 7 позицій, Італія та Бельгія - на 5 пунктів кожна. Країни, які зберегли загальноєвропейські тенденції сталого розвитку електроенергетичних систем, включали: Швеція та Австрія (незмінні лідери за PSS index), а також Болгарія та Словенія.



Рис. 3.23. **Порівняння електроенергетичних систем України та країн ЄС за показником сталості розвитку (PSS index) у 2010–2023 рр.**

Джерело: авторські розрахунки

Позиція України в інтегральному рейтингу сталості розвитку електроенергетичних систем погіршилася з 26 місця у 2010 р. до 27 місця у 2020 р.), зокрема за соціальною складовою вона покращила свою позицію, піднявшись на 4 пункти, за економічною складовою – на 3 пункти, тоді як за екологічною складовою позиція України, навпаки, погіршилася на 4 пункти.

Таким чином, розвиток української електроенергетичної системи не відповідає тенденціями сталого розвитку європейських електроенергетичних систем, що обумовлює пошук напрямів її структурної перебудови, реконструкції та модернізації

Визначальним фактором диференціації індексу PSS є відмінності в енергетичному міксті електрогенерації за країнами: різні ПЕР по-різному впливають на локальні індикатори сталості електроенергетичних систем (LPSS). Для перевірки впливу та взаємовпливу LPSS індикаторів проводиться багатоетапний регресійний аналіз. При цьому структура електрогенерації представлена 8 джерелами енергії: (1) вугіллям, включно з усіма видами твердого ОВП, (2) природним газом, (3) нафтою та нафтовими продуктами, (4) гідроенергією, (5) вітровою, (6) сонячною та (7) атомною видами енергії та (8) біопаливом, а зовнішні потоки ЕЕ розділяються на імпортні та експортні. Регресійний аналіз LPSS індикаторів проводиться за вибіркою 27 країн ЄС за 2010-2023 рр. та Україною за 2010-2020 рр. Тестування значущості впливу LPSS індикаторів відбувалося за критерієм p-value < 0.05. Результати регресійного аналізу наведено у табл. 3.10.

Регресійний аналіз показав, що вуглецеємність електрогенерації (кількість викидів ПГ на одиницю підведених ПЕР) залежить від 7 факторів впливу, що відображають структуру енергетичного міксту. На збільшення цього показника, тобто на зростання місткості викидів $CO2$, впливають частки електрогенерації на вугіллі, нафті та біопаливі. Натомість, розвиток сонячної, гідро-, атомної та вітрової електроенергетики має зменшувальний вплив на вуглецеємність. Газова електрогенерація була виключена з моделі через її незначущість. Модель має високий коефіцієнт детермінації, який пояснює 91,8% варіабельності

вуглецеємності електрогенерації за визначеними факторами впливу, а середня абсолютна процентна похибка моделі (MAPE) становить 7,9%, що свідчить про точність прогнозування, а F-тест підтверджує статистичну достовірність моделі.

Таблиця 3.10

Регресійний аналіз впливу локальних індикаторів сталості розвитку електроенергетичних систем

Назва LPSS індикатора	Ум. позн.	Регресійне рівняння	R^2	MAPE, %	F
Електроспоживання домогосподарствами на душу населення	HEC_{capita}	3,86·Coal +4,71·Biofuels+ +1,18·Hydro+4,47·Nuclear+8,27·CEC_{GDP} – 0,054·ImpD	88,0	6,5	128,7
Інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП	CEC_{GDP}	0,28·Biofuels – 0,14· Solar – 0,09·Wind+0,2·CUF – 0,068·ExpD – 0,055·ImpD+0,03· HEC_{capita}	96,1	3,2	171,5
Експортна залежність електроенергетики	ExpD	20,3·Coal+25,6·Hydro+16,99·Nuclear+23,14·Wind +0,53·CUF-57,1·CEC_{GDP} – 0,23·Eff_{NEG} +0,71·ImpD	93,8	8,6	148,2
Імпортна залежність електроенергетики	ImpD	35,91·Gas+8,52·Wind – 0,69· CUF +118,96·CEC_{GDP}+1,24·ExpD	92,2	12,4	248,9
Ефективність перетворення ПЕР у валову електроенергію	Eff_{TI}	56,96·Biofuels – 28,66·Coal+60,56·Gas +68,64·Hydro-30,75·Nuclear-39,61·Oil+85,27·Wind	95,2	1,1	298,7
Ефективність чистої електрогереації	Eff_{NEG}	1,34· Eff_{TI}+0,04·GHG_{PS}+8,02· HEC_{capita}	98,3	1,1	1996
Частка втрат електроенергії при транспортування	$Losses_{TR}$	1,90· HEC_{capita}+0,09·RES_{share}	85,3	14,5	102,7
Коефіцієнти використання генеруючих потужностей	CUF	51,52·Coal+37,81·Hydro-36,02·Gas+53,32·Nuclear +35,63·Oil-36,51· Solar	97,5	6,4	502,6
Вуглецеємність електрогенерації	GHG_{PS}	391,22+400,92·Biofuels+868,61·Coal-460,17·Hydro – 334,75·Nuclear+412,48·Oil -597,12· Solar – 154,33·Wind	91,8	7,9	142,1

Джерело: авторські розрахунки

Коефіцієнт використання генеруючих потужностей залежить від 6 факторів впливу. Зростання частки вугільної, атомної, гідро- та нафтової електрогенерації сприяє його збільшенню, тоді як, на противагу, частки газової та сонячної електрогенерації призводять до зниження (газова генерація часто використовується для покриття пікових навантажень та для балансування, а сонячна генерація є погодно залежною). Біопаливна та вітрова електроенергетика були виключені з моделі у зв'язку із надмірними значеннями їх p-values, що вказує на їхню статистичну незначущість для моделі.

Частка втрат ЕЕ під час її передачі та розподілу залежить від 2 факторів впливу. Збільшення електроспоживання домогосподарствами на душу населення (HECcapita) сприяє її зростанню, що пов'язано з підвищеним навантаженням на мережі, а також, зростання частки ВДЕ обумовлює збільшенням втрат, які пов'язані з інтеграцією децентралізованих та непостійних джерел генерації у традиційні мережі. Модель має помірно високий рівень R2, та прийнятний рівень MAPE.

Ефективність чистої електрогенерації залежить від 3 факторів впливу, які можуть узагальнено охарактеризовані як підвищення енергоефективності через розвиток низьковуглецевої високоефективної електрогенерації. Так, зростання ефективності перетворення ПЕР у валову ЕЕ, вуглецеємності електрогенерації та електроспоживання домогосподарствами на душу населення позитивно впливає на її зростання.

Ефективність перетворення ПЕР у валову ЕЕ залежить від 7 факторів впливу: частки генерації на біопаливі, газі, гідроенергії та вітрі позитивно впливають на її динаміку, що пов'язано із високим ККД сучасних технологій та природою цих джерел, тоді як частки генерації на вугіллі, атомній енергії та нафті мають негативний вплив, що може бути зумовлено нижчою ефективністю застарілих теплових станцій та сталістю технології атомної генерації на ядерному паливі. Сонячна електрогенерація була виключена із моделлю у зв’язку із високим значенням p-value, що вказує на те, що поточний рівень розвитку її технологій та інтеграції в мережу не дає статистично значущого впливу на загальну ефективність перетворення ПЕР у ЕЕ.

Експортна залежність електроенергетики визначається 7 факторами впливу: зростання частки електрогенерації на вугіллі, гідроенергії, атомній енергії та вітрі призводять до зростання експортних потоків, що обумовлено стабільною роботою базової генерації і високим завантаженням надлишкових потужностей, тоді як інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП та ефективність чистої електрогенерації мають негативний вплив, оскільки високе внутрішнє споживання можуть зменшувати експортний

потенціал. Експортна залежність тісно корелює з імпортною, відображаючи взаємозв'язок та інтеграцію РЕЕ країн в європейському просторі.

Імпортна залежність електроенергетики залежить від 4 факторів: зростання частки газової генерації та вітрової енергетики, а також інтенсивності комерційного електроспоживання на одиницю ВВП та експортної залежності позитивно впливають на імпорт ЕЕ. Це може бути зумовлено нестабільністю вітрової генерації та перманентністю завантаження балансуючих потужностей газової генерації в умовах зростанням внутрішнього попиту в національній економіці. Натомість, коефіцієнт використання генеруючих потужностей має негативний вплив, оскільки ефективне використання власних потужностей зменшує потребу в імпорті.

Електроспоживання домогосподарствами на душу населення залежить від 6 факторів впливу: частки генерації на вугіллі, біопаливі, гідроенергії, атомній енергії мають позитивний вплив, що пояснюється тим, що в країнах з розвинутими видами цих типів генерації відзначається високий рівень електрифікації населення. Також позитивний вплив має інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП, що обумовлено кореляцією між загальною електроємності економіки та рівнем побутового електроспоживання. Натомість, імпортна залежність електроенергетики має негативний вплив, що свідчить про те, що дефіцит власної електрогенерації обмежує електрифікацію населення.

Інтенсивність комерційного електроспоживання на одиницю ВВП визначається 7 факторами впливу. Обумовлюють зростання цього показника збільшення частки генерації на біопаливі, використання генеруючих потужностей та електроспоживання домогосподарствами на душу населення, що відображає загальний рівень економічної активності та взаємозв'язок між електроенергетикою та іншими секторами економіки. Натомість, частки електрогенерації на сонці та вітрі, а також експортна залежність та імпортна залежність мають негативний вплив. Більш розвинуті країни з високою часткою

відновлюваної енергетики та активною зовнішньою торгівлею ЕЕ, як правило, мають і більш енергоефективний комерційний сектор.

Виявлені причинно-наслідкові зв'язки між LPSS індикаторами можуть бути візуалізовані у виді діаграми у середовищі VENSIM PLE [135] (рис. 3.24).

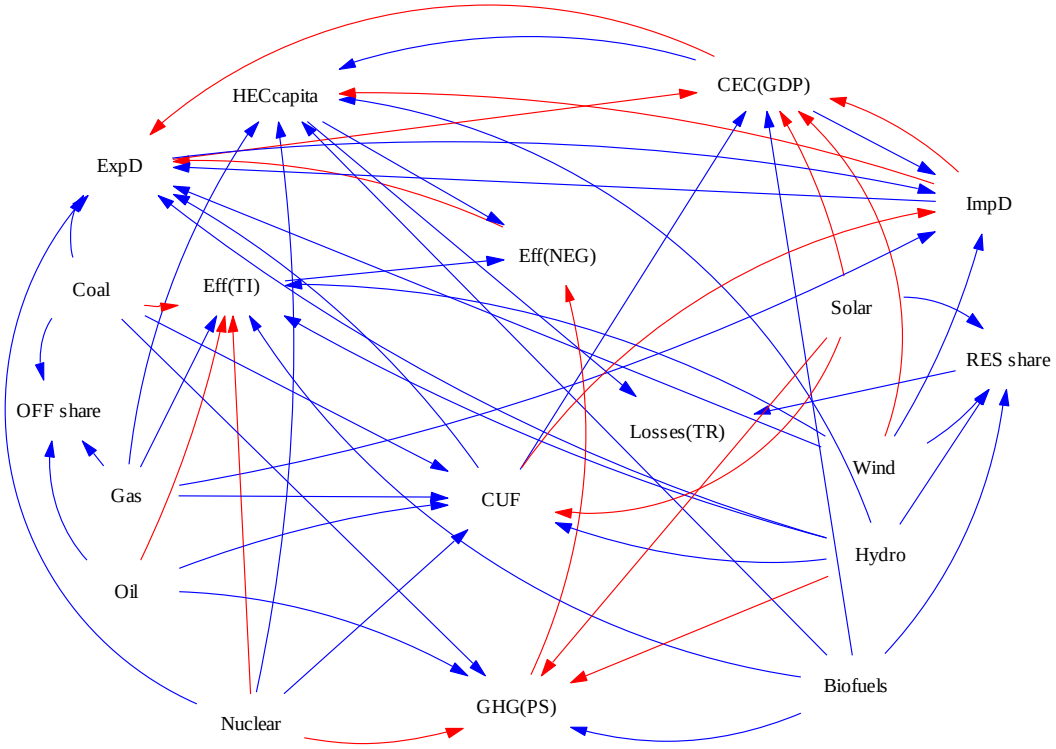


Рис. 3.24. **Діаграма причинно-наслідкових зв'язків між показниками LPSS**

Примітки: 1 – Позначення показників наведено у табл. 3.12. Сині стрілки вказують на позитивний вплив, а червоні стрілки – на негативний вплив.

Джерело: розроблено автором

Таким чином, результати оцінки впливу локальних показників сталості розвитку електроенергетичних систем засвідчують, що різні типи електрогенерації мають неоднозначний вплив на досягнення цілей сталого розвитку електроенергетичних систем. Найбільш суперечливими з них є вплив ВДЕ. Так, гідроенергетика демонструє позитивний вплив на енергоефективність перетворення ПЕР в ЕЕ та сприяє зниженню викидів ПГ та позитивно впливає на коефіцієнти використання генеруючих потужностей. Водночас її розгортання збільшує експортну залежність електроенергетики. Вітрова енергетика також має

позитивно впливає на перші два вищезначених показника, однак збільшення її частки призводить до збільшення як експортної, так і імпортної залежності. Щодо сонячної енергетики, вона ефективно знижує викиди ПГ та інтенсивність комерційного електроспоживання, проте негативно впливає на коефіцієнти використання генеруючих потужностей через негарантованість генерації. Біопаливна електроенергетика сприяє підвищенню ефективності перетворення ПЕР, проте вона також збільшує інтенсивність комерційного електроспоживання та вуглецеємність електрогенерації через свою комплементарність до ОВП.

Що стосується традиційних викопних джерел енергії, регресійний аналіз дозволяє зробити такі висновки. Вугільна генерація виявляє негативний вплив на енергоефективність перетворення ПЕР, одночасно спричиняючи збільшеннб викидів ПГ та експортної залежності. Проте, зростання її частки з вугілля збільшує коефіцієнт використання генеруючих потужностей. Газова має позитивний ефект на енергоефективність перетворення ПЕР, але водночас знижує коефіцієнт використання генеруючих потужностей через її використання на пікові потреби та балансування системи, а також збільшує імпортну залежність. Проте, можна визнати, що за вуглецеємністю газова електрогенерація є нейтральною та невпливає ані на зростання, ані на змешення викидів ПГ. Нафтова генерація переважно демонструє негативні аспекти, знижує ефективність перетворення ПЕР та суттєво збільшує викиди ПГ.

Розвиток атомної електроенергетика знижує вуглецеємність електрогенерації, але позитивно впливають на коефіцієнти використання генеруючих потужностей, завдяки їхній ролі в забезпеченні базового навантаження системи. Зростання частки атомної генерації корелює зі збільшенням електроспоживання домогосподарствами на душу населення, що може свідчити про високий рівень електрифікації у країнах, що покладаються на цей вид енергії. Однак, її розвиток обмежений безпековими складовими, що обмежує зростання ефективності перетворення ядерного палива у валову ЕЕ. Окрім того, якщо базовий рівень завантаження потужностей атомної енергетики

перевищує внутрішні потреби, то це призводить до зростання експортної залежності електроенергетичних систем.

Наявність системи LPSS індикаторів, які пов'язані із цілями сталого розвитку, визначає необхідність вирішення проблеми багатоцільової оптимізації сталості розвитку електроенергетичної системи в пошуку компромісу між ними. Задля врахування їх суперечностей було застосовано багатоцільовий генетичний алгоритм (Multi-Objective Genetic Algorithm, MOGA в середовищі MATLAB Global Optimization Toolbox), який дозволяє здійснювати пошук недомінованого Парето-фронту – множини альтернатив, в пошуках компромісу між ними, жодна з цих альтернатив не є кращою одночасно за всіма цільовими функціями [136]. Такий підхід дає змогу уникнути спрощення багатовимірної задачі до одного агрегованого показника, зберігаючи розмаїття стратегічних альтернатив та забезпечуючи прийняття рішень на основі компромісів. Усі змінні були нормалізовані з урахуванням обмеження суми через розподіл часток електрогенерації у загальному електроенергетичному балансі країни. Для кожної цільової функції встановлено межі допустимих значень, сформовані на основі ретроспективних даних електроенергетичної системи України в 2020 р. Кожен сценарій передбачає перевірку дотримання цих меж – рішення, які порушують екологічні, економічні чи соціальні ретроспективні значення для української електроенергетичної системи, автоматично виключаються з Парето-розподілу. У табл. 3.11 наведено поточні та 17 побудованих сценаріїв багатоцільової оптимізації за LPSS індикаторами для української електроенергетичної системи.

Отримані сценарії багатоцільової оптимізації сталого розвитку електроенергетичної системи України демонструють амбітні траєкторії її трансформації. Зокрема, зниження викидів ПГ на одиницю чистої електрогенерації (до 270,78–544,98 кг/МВтг проти 583,10 кг/МВтг у 2020 р.) можливе за рахунок різкого зростання частки ВДЕ (до 31,4–64,7%) та скорочення частки ОВП (до 14,3–54,0%), що вказує на необхідність рішучої декарбонізації. Одночасно передбачається суттєве підвищення енергоефективності перетворення ПЕР у валову ЕЕ (з 33,67% до 39,9–50,4%).

Таблиця 3.11

Сценарії багатоцільової оптимізації сталості української електроенергетичної системи

Рік/Прогноз	Частка електроенергетики певного типу у валовій електрогенерації, %								LPSS індикатори										
	Вугільна	Газ	Нафтова	Атомна	Сонячна	Вітрова	Гідро	Біопаливна	HEC_{capita}	CEC_{GDP}	ExpD	ImpD	Eff_{TI}	Eff_{NEG}	$Losses_{TR}$	CUF	GHG_{PS}	Share of OFF	Share of RES
	Ретроспективні значення локальних показників сталості розвитку електроенергетичної системи України																		
2020	26,1	9,6	0,2	51,4	4,0	2,2	5,1	0,5	0,88	0,15	3,75	2,28	33,67	92,5	12,94	30,72	583,10	35,81	11,84
	Сценарії багатоцільової оптимізації сталості розвитку електроенергетичної системи України																		
1	19,8	12,4	0,3	32,4	6,0	5,6	12,2	11,3	1,37	0,10	21,50	18,53	44,34	96,30	10,95	35,39	470,78	32,5	35,1
2	10,6	9,3	1,5	24,1	3,0	5,2	33,4	12,8	1,32	0,09	21,12	17,66	43,95	92,19	15,12	34,07	288,24	21,4	54,4
3	3,2	18,7	1,0	22,8	3,5	14,5	20,3	16,1	1,03	0,08	19,01	22,20	48,09	95,78	19,58	27,59	297,14	22,8	54,4
4	16,0	9,8	0,3	15,0	2,2	5,5	38,2	15,0	1,41	0,10	20,37	17,96	50,17	94,08	16,84	33,74	352,73	26,1	60,9
5	6,0	24,9	0,4	31,8	10,9	10,2	8,6	7,3	1,18	0,09	13,54	19,80	41,11	89,55	8,69	20,54	376,81	30,9	37,0
6	3,9	10,1	0,3	23,2	3,0	28,0	8,5	23,0	0,84	0,08	19,48	25,03	50,34	93,12	6,07	20,53	383,98	14,3	62,6
7	6,2	22,3	0,6	16,7	8,5	13,5	7,8	24,5	0,90	0,09	14,34	22,62	46,33	97,04	7,11	21,05	403,22	29,1	54,2
8	6,0	20,2	0,4	23,7	4,0	8,6	7,7	29,2	1,19	0,12	14,30	22,48	43,60	96,62	12,66	25,03	423,47	26,7	49,6
9	17,3	14,5	0,0	23,4	6,7	8,6	13,7	15,9	1,04	0,09	20,99	21,60	39,85	95,65	9,83	29,90	429,10	32,4	44,8
10	10,1	9,3	0,5	15,4	8,0	14,3	14,0	28,5	1,06	0,10	14,26	19,70	46,78	90,17	10,12	20,08	431,88	19,9	64,7
11	9,3	24,8	0,8	14,7	7,5	9,1	6,8	27,1	1,02	0,10	13,17	22,59	45,83	89,74	9,34	22,43	458,35	34,9	50,4
12	17,8	16,2	0,7	29,2	6,5	12,3	5,9	11,2	0,93	0,08	26,76	27,31	41,46	94,51	7,64	32,96	466,06	34,8	36,0
13	16,9	16,2	1	26,8	7,5	9,8	6,3	15,5	1,17	0,10	18,17	24,05	44,40	96,94	10,24	25,70	474,97	34,1	39,1
14	22,9	23,9	1,3	16,2	5,9	5,2	14,0	10,6	1,01	0,08	22,05	23,23	41,60	95,16	9,18	33,27	484,47	48,1	35,7
15	27,9	25,3	0,8	14,6	3,0	2,9	15,9	9,5	1,13	0,09	23,48	24,09	42,51	98,52	11,42	36,79	534,29	54,0	31,4
16	19,9	11,0	0,2	22,4	1,9	9,8	8,9	26,0	1,26	0,12	19,33	22,85	41,82	96,98	13,95	29,01	541,64	31,0	46,6
17	23,1	9,6	0,8	15,7	7,7	10,1	9,8	23,3	1,07	0,10	18,55	20,98	41,34	97,94	10,30	25,70	544,98	33,5	50,8

Примітки: Позначення показників наведено у табл. 3.12.

Джерело: авторські розрахунки.

Прогнозовані сценарії свідчать про необхідність масштабної трансформації української електроенергетичної системи, що передбачає кардинальні зрушення у структурі генерації. Зокрема, у більшості сценаріїв частка вугільної генерації має тенденцію до суттєвого скорочення (до 3,2%), що є ключовим для декарбонізації електроенергетики. Частка газової генерації може значно зростати (до 24,8%), підкреслюючи її роль як маневрової потужності для балансування системи зі зростаючою часткою ВДЕ. Нафтова генерація залишиться на маргінальному рівні, підтверджуючи її неважливість як стратегічного джерела. Атомна генерація передбачає суттєве скорочення своєї частки порівняно з поточною, що може бути пов'язано з виведенням з експлуатації старих блоків та пріоритетом розвитку ВДЕ генерації. Щодо сонячної генерації, в деяких сценаріях її частка зростає більш ніж удвічі, хоча вона не завжди є безумовним пріоритетом в усіх оптимізаційних моделях. Вітрова генерація демонструє значний потенціал зростання (до 28%), що робить її одним із основних драйверів «зеленого» переходу та декарбонізації.

Гідрогенерація у деяких сценаріях суттєво зростає (майже у 7,5 разів), підтверджуючи її важливу роль у балансуванні системи як джерела чистої енергії. Нарешті, біопаливна генерація показує найбільш значне відносне зростання частки у всіх сценаріях, що вказує на її потенціал як стабільного та маневрового джерела відновлюваної енергії, здатного замінити викопне паливо.

Однак, ці трансформації виявляють і низку негативних фундаментальних трендів: по-перше, суттєво знижується рівень завантаження генеруючих потужностей (до 13,84 % проти 30,72% у 2020 р.), що засвідчує перехід традиційної генерації в режим гнучкого балансування, але водночас вказує на потенційну економічну неефективність через недовикористання потужностей. По-друге, прогнозується зростання експортної та імпортної залежності системи (до 27% проти 6,03% у 2020 р.), що, хоча й є неминучим атрибутом поглибленої інтеграції до європейських РЕЕ через активних розвиток ВДЕ.

Таким чином, проведена оцінка сталості розвитку електроенергетичних систем, що ґрунтується на методології життєвого циклу (LCA) та використанні

системи LPSS індикаторів, згрупованих за соціальною, економічною та екологічною складовими, можна дійти наступних висновків:

ЄС упродовж 1991–2023 рр. демонстрував послідовне зростання енергоефективності електроенергетики, частки ВДЕ та скорочення викидів ПГ, що свідчить про системну реалізацію кліматичної політики та активну декарбонізацію. Цей перехід супроводжувався динамічними змінами у рейтингах сталості країн-членів ЄС. Натомість, позиція України в інтегральному рейтингу сталості PSS index погіршилася з 26 місця у 2010 р. до 27 місця у 2020 р., а за екологічною складовою її позиція знизилася на 4 пункти. Енергоефективність, частка ВДЕ та декарбонізація в Україні розвивалися повільніше та несистемно, а перехід на ВДЕ не призвів до системного витіснення ОВП.

Регресійний аналіз дозволив виявити, що різні типи електрогенерації мають неоднозначний вплив на показники сталості, зокрема, ВДЕ сприяють декарбонізації та підвищенню енергоефективності, але можуть впливати на завантаженість потужностей та зовнішню залежність, тоді як традиційні викопні джерела (вугілля, нафта) негативно впливають на енергоефективність та збільшують викиди ПГ., газова генерація підвищує енергоефективність, але може збільшувати імпортну залежність.

Розраховані сценарії багатоцільової оптимізації сталості української електроенергетичної системи продемонструкували необхідність першочергової розбудови потужностей газової, біопаливної та гідро- генерації. Однак, майже всі сценарії обумовили зниження рівня завантаження потужностей нижче поточного рівня та необхідність збільшення зовнішніх потоків ЕЕ.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

Згідно проведеного дослідження результати теоретико-методичного характеру, зокрема:

1. Запропоновано методичний підхід до визначення фундаментальних зрушень в електроенергетиці регіонального простору, що інтегрує ключові потоки ЕЕ та базується на взаємопов’язаних моделях LMDI-декомпозиції для

оцінки екстенсивних, інтенсивних та структурних факторів впливу. Цей підхід включає такі основні елементи:

- на відміну від існуючих досліджень, які фокусуються на окремих аспектах (переважно викидах CO2 або на одній стадії електроенергетичного ланцюга), цей підхід досліджує електроенергетичну систему цілісно, взаємопов'язуючи її стадії трансформації енергоресурсів, валової та чистої електрогенерації, балансування (імпорт/експорт, транспортування) та кінцевого електроспоживання.

- на відміну від застосування LMDI до одного агрегованого показника, такий підхід використовує систему з 4-х взаємопов'язаних моделей LMDI-декомпозиції, кожна з яких адаптована до конкретної стадії (валова генерація, чиста генерація, кінцеве споживання та електроенергетичний баланс).

- цей підхід дозволяє оцінити 14 конкретних факторів, що охоплюють 6 екстенсивних факторів (обсяг вхідних енергоресурсів, обсяг генеруючих потужностей, чиста електрогенерація, імпорт ЕЕ, експорт ЕЕ, економічний випуск), 3 структурні фактори (структура трансформованих енергоресурсів, структура генеруючих потужностей, структура економічної діяльності) та 5 інтенсивних факторів (ефективність трансформації енергоресурсів, коефіцієнт використання генеруючих потужностей, чиста ефективність генерації, ефективність транспортування, інтенсивність електроспоживання) на різних стадіях електроенергетичного ланцюга.

Застосування цього підходу для оцінки фундаментальних зрушень в електроенергетиці ЄС у 1995-2021 рр. дозволило виявити ключові тенденції та енергетичні переходи (зокрема, «вітро-газовий перехід) та ідентифікувати «переломні моменти» (2006 р. у розвитку потужностей, 2009 р. у трендах генерації та споживання, 2012 р. для ефективності транспортування).

2. Запропоновано аналітичне забезпечення для моделювання вхідних та вихідних потоків ЕЕ в національному та наднаціональному вимірі, що поєднує концепцію «витрати-випуск» із візуальною аналітикою та системою якісних індикаторів енергетичного розвитку. Це аналітичне забезпечення було

реалізовано для порівняння енергетичних трансформацій України в європейському просторі на основі наборів даних Eurostat із використанням діаграм Сенкі в програмного забезпеченні Power BI. Цей підхід має такі ключові складові:

– на відміну від існуючих моделей, орієнтованих лише на узагальнені енергопотоки, запропонована модель враховує повний ланцюг електроенергетичних перетворень (8 потоків) – від первинних джерел до кінцевого споживання – із можливістю ідентифікації вузьких місць, втрат та трансформаційних дисбалансів.

– запропоновано систему із 15 якісних індикаторів, згрупованих за трьома блоками: енергоефективність, структурні зрушення та безпека/інтеграція, що дає змогу вимірювати відповідність національної електроенергетики європейським тенденціями сталого розвитку.

– реалізовано оцінку та порівняння протиріч, що виникають у процесі енергетичної інтеграції України до європейського простору, через аналіз: динаміки електроспоживання, ефективності генерації, ролі ВДЕ, рівня централізації, вуглецевої інтенсивності та структури кінцевого споживання.

Це дозволило виявити 6 фундаментальних протиріч, що відображають розбіжності українського енергетичного переходу в європейському просторі, зокрема в аспектах: ефективності, декарбонізації, централізації, інтеграції, імпортозалежності та структурної модернізації попиту.

3. Запропоновано теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем країн у регіональному вимірі, що базуються на концепції їх життєвого циклу та агрегованій моделі індексу сталості їх розвитку (Power System Sustainability Index – PSS index), який інтегрує багатофакторну систему локальних індикаторів (LPSS) з інструментами регресійного аналізу причинно-наслідкових зв’язків між ними та багатоцільової оптимізації сценаріїв їх розвитку. Ці положення включають такі основні складові:

– на відміну від існуючих моделей, запропоновано трирівневу оцінку сталості електроенергетичних систем (за соціальною, економічною та екологічною), які представлені за 10 нормалізованими LPSS-індикаторами з визначенням їхніх ваг методом ентропії, що дозволило інтегрувати різнорідні фактори у зведений PSS index;

– реалізовано регресійний аналіз впливу енергетичного міксу (8 джерел електрогенерації та зовнішні потоки ЕЕ) на LPSS-індикатори, що дало змогу встановити значущі фактори впливу на соціальні, економічні та екологічні зрушення у електроенергетичних системах країн ЄС і України;

– на відміну від традиційного одноцільового підходу, запропоновано багатоцільову оптимізацію LPSS-індикаторів, яка враховує суперечливі цілі сталого розвитку електроенергетичних систем та забезпечує побудову множини компромісних рішень для стратегічного балансування між цілями сталого розвитку.

Застосування цих положень дозволило ідентифікувати ключові відмінності сталого розвитку електроенергетичної системи України у порівнянні з країнами ЄС, виявити структурні розриви у сталості електроенергетичних систем та сформувати емпіричну основу для сценарного моделювання напрямів модернізації української електроенергетики відповідно до європейських цілей сталого розвитку.

Основні наукові результати розділу опубліковані у публікаціях автора [11; 15; 20;21; 83; 88; 106; 107; 113]

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ДО РОЗДІЛУ 3

1. United Nations Framework Convention on Climate Change // National Determined Contributions Registry. Retrieved May 1, 2023. URL: https://unfccc.int/NDCREG

2. The Internal Energy Market. Commission Working Document. May 1, 2023 // European Commission. URL: https://eur-lex.europa.eu/procedure/EN/107212

3. European Parliament and Council of the European Union. (1996). *Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 Concerning Common Rules[1] for the Internal Market in Electricity* // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A31996L0092

4. European Parliament and Council of the European Union. (2003). *Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 Concerning Common[2] Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 96/92/EC–Statements Made with Regard to Decommissioning and Waste Management Activities*[3] // EUR-LEX. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32003L0054

5. Third Energy Package. May 1, 2023 // European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en

6. Clean Energy for All Europeans Package. May 1, 2023 // European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en

7. REPowerEU Plan. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions (2022) // European Commission. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483

8. Eurostat Database. May 1, 2023 // Eurostat. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/data/database

9. Afgan N. H., Carvalho M. G., Hovanov N. V. Modelling of energy system sustainability index. *Thermal Science*. 2005. Vol. 9. P. 3–16. DOI: https://doi.org/10.2298/TSCI0502003A

10. Sannino A., Hammons T., McConnach J. Global power systems for sustainable energy development [Paper presentation] // IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, USA. (2004, June 6–10). DOI: https://doi.org/10.1109/PES.2004.1373280

11. Wang D., Gryshova I., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Davidyuk O. Assessment of Power System Sustainability and Compromises between the Development Goals. *Sustainability*. 2022. Vol. 14 (4). 2236. DOI: https://doi.org/10.3390/su14042236

12. Roldán-Blay C., Miranda V., Carvalho L., Roldán-Porta C. Optimal Generation Scheduling with Dynamic Profiles for the Sustainable Development of Electricity Grids. *Sustainability*. 2019. Vol. 11 (24). 7111. DOI: https://doi.org/10.3390/su11247111

13. Koval V., Savina N., Sribna Y., Filipishyna L., Zherlitsyn D., Saiapina T. European energy partnership on sustainable energy potential. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2023. Vol. 1126 (1), 012026. DOI: https://doi.org/10.1088/1755-1315/1126/1/012026

14. Ahlqvist V., Holmberg P., Tangerås T. A survey comparing centralized and decentralized electricity markets. *Energy Strategy Reviews*. 2022. Vol. 40. 100812. DOI: https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812

15. 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

16. Barroso L. A., Cavalcanti T. H., Giesbertz P., Purchala K. Classification of electricity market models worldwide [Paper presentation]. *International Symposium CIGRE/IEEE PES*. New Orleans, LA, USA, 2005.

17. Facchini A., Rubino A., Caldarelli G., Di Liddo G. Changes to Gate Closure and its impact on wholesale electricity prices: The case of the UK. *Energy Policy*. 2019. Vol. 125. P. 110–121. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.038

18. Matenli A., Abbaspourtorbati F., Cherkaoui R., Mende F., Luongo L. Centralized and decentralized electricity markets: Assessment of operational and economic aspects [Paper presentation]. *13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Porto, Portugal. (2016, June 6–9). DOI: https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521256

19. Lago J., Marcjasz G., De Schutter B., Weron R. Forecasting day-ahead electricity prices: A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark. *Applied Energy*, 2021. No. 293. 116983. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116983

20. Wang D., Gryshova I., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Shcherbata M. Electricity Price Instability over Time: Time Series Analysis and Forecasting. *Sustainability*. 2022. Vol. 14 (15). 9081. DOI: https://doi.org/10.3390/su14159081

21. Chen Q., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Gryshova I., Khaustova V. Electricity Markets Instability: Causes of Price Dispersion. *Sustainability*. 2021. Vol. 13 (22). 12343. DOI: https://doi.org/10.3390/su132212343

22. Mosquera-López S., Nursimulu A. Drivers of electricity price dynamics: Comparative analysis of spot and futures markets. *Energy Policy*. 2019. Vol. 126. P. 76–87. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.010

23. Kaszyński P., Komorowska A., Kamiński J. Regional distribution of hard coal consumption in the power sector under selected forecasts of EUA prices. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*. 2019. Vol. 35 (3). P. 113–134. DOI: https://doi.org/10.24425/gsm.2019.129377

24. Augustyn A., Kamiński J. A review of methods applied for wind power generation forecasting. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2018. Vol. 21 (3). P. 139–150. DOI: https://doi.org/10.33223/epj/96253

25. Szabó L., Kelemen Á., Mezősi A., Pató Z., Kácsor E., Resch G., Liebmann L. South East Europe electricity roadmap – modelling energy transition in the electricity sectors. *Climate Policy*. 2019. Vol. 19 (4). P. 495–510. DOI: https://doi.org/10.1080/14693062.2018.1539655

26. Ilyash O., Lupak R., Kravchenko M., Trofymenko O., Duliaba N., Dzhadan I. A forecasting model for assessing the influence of the components of technological growth on economic security. *Business: Theory and Practice*. 2022. Vol. 23 (1). P. 175–186. DOI: https://doi.org/10.3846/btp.2022.14815

27. Chalvatzis K. J. Electricity generation development of Eastern Europe: A carbon technology management case study for Poland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009. Vol. 13 (6–7). P. 1606–1612. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.016

28. Kravchenko M., Ilyash O., Smoliar L., Boiarynova K., Trofymenko O. Changes in the energy supply strategy of the EU countries amid the full-scale Russian invasion. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2022. No. 1126. 012035. DOI: https://doi.org/10.1088/1755-1315/1126/1/012035

29. Bailis R. Energy Policy in Developing Countries // Climate Change and Public Health / B. S. Levy, J. A. Patz (Eds.). Oxford University Press, 2015. P. 291–302. DOI: https://doi.org/10.1093/acprof:oso/9780190202453.003.0019

30. Koval V., Borodina O., Lomachynska I., Olczak P., Mumladze A., Matuszewska D. Model Analysis of Eco-Innovation for National Decarbonisation Transition in Integrated European Energy System. *Energies*. 2022. Vol. 15 (9). 3306. DOI: https://doi.org/10.3390/en15093306

31. Guido P., Blechinger P. How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe's electricity supply system until 2050. *Energy Strategy Reviews*. 2017. Vol. 15. P. 19–32. DOI: https://doi.org/10.1016/j.esr.2016.11.003

32. Jägemann C., Fürsch M., Hagspiel S., Nagl S. Decarbonizing Europe's power sector by 2050–Analyzing the economic implications of alternative

decarbonization pathways. *Energy Economics*. 2013. Vol. 40. P. 622–636. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.013

33. Ostapenko O., Olczak P., Koval V., Hren L., Matuszewska D., Postupna O. Application of Geoinformation Systems for Assessment of Effective Integration of Renewable Energy Technologies in the Energy Sector of Ukraine. *Applied Sciences*. 2022. Vol. 12 (2). 592. DOI: https://doi.org/10.3390/app12020592

34. Prontera A., Rubino A. Greening energy governance through agencification in the Global South: Drivers and implications. *Regulation & Governance*. 2023. DOI: https://doi.org/10.1111/rego.12521

35. Capozza C., Divella M., Rubino A. Exploring energy transition in European firms: The role of policy instruments, demand-pull factors and cost-saving needs in driving energy-efficient and renewable energy innovations. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*. 2021. Vol. 16 (10). P. 1094–1109. DOI: https://doi.org/10.1080/15567249.2021.2007797

36. Ang B. W. LMDI decomposition approach: A guide for implementation. *Energy Policy*. 2015. Vol. 86. P. 233–238. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.007

37. Miller R. E., Blair P. D. Input-Output Analysis: Foundations and Extensions (2nd ed.). Cambridge University Press, 2012. DOI: https://doi.org/10.1017/CBO9780511626982

38. Ang B. W., Fang Q. Z. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy*. 2000. Vol. 25 (12). P. 1149–1176. DOI: https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00061-6

39. Ang B. W., Liu F. L. A new energy decomposition method: Perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy*. 2001. Vol. 26 (6). P. 537–547. DOI: https://doi.org/10.1016/S0360-5442(01)00022-2

40. Hoekstra R., Van den Bergh J. C. Comparing structural decomposition analysis and index. *Energy Economics*. 2003. Vol. 25 (1). P. 39–64. DOI: https://doi.org/10.1016/S0140-9883(02)00059-2

41. Sun J. W., Ang B. W. Some properties of an exact energy decomposition model. *Energy*. 2000. Vol. 25. P. 1177–1188. DOI: https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00038-4

42. Ang B. W., Liu N. Energy decomposition analysis: IEA model versus other methods. *Energy Policy*. 2007. Vol. 35. P. 1426–1432. DOI:https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.04.020

43. Diakoulaki D., Mandaraka M. Decomposition analysis for assessing the progress in decoupling industrial growth from CO_2 emissions in the EU manufacturing sector. *Energy Econ.* 2007. Vol. 29. P. 636–664. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.01.005

44. Feng D. O. N. G., Xiao-hui L. I., Ru-yin L. O. N. G. Laspeyres decomposition of energy intensity including household-energy factors. *Energy Procedia*. 2011. Vol. 5. P. 1482–1487. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.03.254

45. Choi K. H., Ang B. W. Measuring thermal efficiency improvement in power generation: The Divisia decomposition approach. *Energy*. 2002. Vol. 27. P. 447–455. DOI: https://doi.org/10.1016/S0360-5442(01)00096-2

46. Ang B. W. Decomposition analysis for policymaking in energy: Which is the preferred method? *Energy Policy*. 2004. Vol. 32. P. 1131–1139. DOI: https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00076-4

47. Wood R., Lenzen M. Zero-value problems of the logarithmic mean divisia index decomposition method. *Energy Policy*. 2006. Vol. 34. P. 1326–1331. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.010

48. Vaninsky A. Factorial decomposition of CO_2 emissions: A generalized Divisia index approach. *Energy Econ.* 2014. Vol. 45. P. 389–400. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.07.008

49. Yan Q., Wang Y., Baležentis T., Streimikiene D. Analysis of China's regional thermal electricity generation and CO_2 emissions: Decomposition based on the generalized Divisia index. *Sci. Total Environ.* 2019. Vol. 682. P. 737–755. DOI: https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.05.143

50. Jiang J. China's urban residential carbon emission and energy efficiency policy. *Energy*. 2016. Vol. 109. P. 866–875. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.060

51. Shahiduzzaman M. D., Layton A. Decomposition analysis for assessing the United States 2025 emissions target: How big is the challenge? *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017. Vol. 67. P. 372–383. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.042

52. Cansino J. M., Sánchez-Braza A., Rodríguez-Arévalo M. L. Driving forces of Spain′ s CO_2 emissions: A LMDI decomposition approach. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015. Vol. 48. P. 749–759. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.011

53. Moutinho V., Madaleno M., Inglesi-Lotz R. Dogan E. Factors affecting CO2 emissions in top countries on renewable energies: A LMDI decomposition application. *Renew. Sustain. Energy Rev*. 2018. Vol. 90. P. 605–622. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.009

54. González P. F., Landajo M., Presno M. J. Multilevel LMDI decomposition of changes in aggregate energy consumption. A cross country analysis in the EU-27. *Energy Policy*. 2014. Vol. 68. P. 576–584. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.065

55. Hatzigeorgiou E., Polatidis H., Haralambopoulos D. CO_2 emissions in Greece for 1990–2002: A decomposition analysis and comparison of results using the Arithmetic Mean Divisia Index and Logarithmic Mean Divisia Index techniques. *Energy*. 2008. Vol. 33. P. 492–499. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.09.014

56. Ataman A. Y. Index Decomposition Analysis And Energy Consumption Of Turkey: 2000–2018. *J. Res. Econ.* 2022. Vol. 6. P. 107–134. DOI: https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.08.016

57. Timma L., Blumberga D. Index decomposition analysis for energy sectors in Latvia. *Energy Procedia.* 2014. Vol. 61. P. 2180–2183. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.104

58. Torrie R. D., Stone C., Layzell D. B. Reconciling energy efficiency and energy intensity metrics: An integrated decomposition analysis. *Energy Effic.* 2018. Vol. 11. P. 1999–2016. DOI: https://doi.org/10.1007/s12053-018-9667-z

59. Fan F., Lei Y. Decomposition analysis of energy-related carbon emissions from the transportation sector in Beijing. *Transp. Res. Part D Transp. Environ.* 2016. Vol. 42. P. 135–145. DOI: https://doi.org/10.1016/j.trd.2015.11.001

60. Ang B.W., Su B. Carbon emission intensity in electricity production: A global analysis. *Energy Policy* 2016. Vol. 94. P. 56–63. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.038

61. Web of Science Core Collection. 2023. URL: https://www.webofscience.com/wos/woscc/summary/2cda0f90-16f4-4532-bff9-b3ced238bb31-89907221/times-cited-descending/1(overlay:export/exc) (accessed on 10 May 2023).

62. Visualizing Scientific Landscape. Centre for Science and Technology Studies, Leiden University, The Netherlands. 2021 // VOS Viewer (Version 1.6.17). URL: https://www.vosviewer.com/ (accessed on 10 May 2023).

63. Tan Z., Li L., Wang J., Wang J. Examining the driving forces for improving China's CO2 emission intensity using the decomposing method. *Appl. Energy* 2011. Vol. 88. P. 4496–4504. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.042

64. Karmellos M., Kopidou D., Diakoulaki D. A decomposition analysis of the driving factors of CO_2 (Carbon dioxide) emissions from the power sector in the European Union countries. *Energy* 2016. Vol. 94. P. 680–692. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.145

65. Jiang X.T., Li R. Decoupling and decomposition analysis of carbon emissions from electric output in the United States. *Sustainability* 2017. Vol. 9. P. 886. DOI: https://doi.org/10.3390/su9060886

66. Xie P., Gao S., Sun F. An analysis of the decoupling relationship between CO2 emission in power industry and GDP in China based on LMDI method. *J. Clean. Prod.* 2019. Vol. 211. P. 598–606. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.212

67. De Oliveira-De Jesus P.M. Effect of generation capacity factors on carbon emission intensity of electricity of Latin America & the Caribbean, a temporal IDA-LMDI analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2019. Vol. 101. P. 516–526. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.030

68. Rüstemoğlu H. Factors affecting Germany's green development over 1990–2015: A comprehensive environmental analysis. *Environ. Sci. Pollut. Res.* 2019. Vol. 26. P. 6636–6651. DOI: https://doi.org/10.1007/s11356-019-04132-2

69. Chen W., Yang M., Zhang S., Andrews-Speed P., Li W. What accounts for the China-US difference in solar PV electricity output? An LMDI analysis. *J. Clean. Prod.* 2019. Vol. 231. P. 161–170. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.05.207

70. Yu B., Fang D., Dong F. Study on the evolution of thermal power generation and its nexus with economic growth: Evidence from EU regions. *Energy* 2020. Vol. 205. P. 118053. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118053

71. Miškinis V., Galinis A., Konstantinavičiūtė I., Lekavičius V., Neniškis E. The role of renewable energy sources in dynamics of energy-related GHG emissions in the Baltic states. *Sustainability* 2021. Vol. 13. P. 10215. DOI: https://doi.org/10.3390/su131810215

72. Sadorsky P. Wind energy for sustainable development: Driving factors and future outlook. *J. Clean. Prod.* 2021. Vol. 289. P. 125779. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125779

73. Rivera-Niquepa J.D., Rojas-Lozano D., De Oliveira-De Jesus P.M., Yusta J.M. Decomposition Analysis of the Aggregate Carbon Intensity (ACI) of the Power Sector in Colombia–A Multi-Temporal Analysis. *Sustainability* 2022. Vol. 14. P. 13634. DOI: https://doi.org/10.3390/su142013634

74. Shi W., Tang W., Qiao F., Sha Z., Wang C., Zhao S. How to Reduce Carbon Dioxide Emissions from Power Systems in Gansu Province–Analyze from the Life Cycle Perspective. *Energies* 2022. Vol. 15. P. 3560. DOI: https://doi.org/10.3390/en15103560

75. Yu B., Fang D., Xiao K., Pan Y. Drivers of renewable energy penetration and its role in power sector's deep decarbonization towards carbon peak. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2023. Vol. 178. P. 113247. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113247

76. Koilakou E., Hatzigeorgiou E., Bithas K. Carbon and energy intensity of the USA and Germany. A LMDI decomposition approach and decoupling analysis. *Environ. Sci. Pollut. Res.* 2023. Vol. 30. P. 12412–12427. DOI: https://doi.org/10.1007/s11356-022-22978-x

77. Zhang X., Zhu Q., Zhang X. Carbon Emission Intensity of Final Electricity Consumption: Assessment and Decomposition of Regional Power Grids in China from 2005 to 2020. *Sustainability* 2023. Vol. 15. P. 9946. DOI: https://doi.org/10.3390/su15139946

78. Eurostat Database. Energy Flow–Sankey Diagram Data. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_SD/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

79. Eurostat Database. Supply, Transformation and Consumption of Electricity. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_E/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

80. Eurostat Database. Gross and Net Production of Electricity and Derived Heat by Type of Plant and Operator. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

81. Eurostat Database. Electricity Production Capacities by Main Fuel Groups and Operator. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_INF_EPC/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

82. Eurostat Database. National Accounts Aggregates by Industry (up to NACE A*64). URL:

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_A64__custom_6702328/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

83. Kyzym M., Khaustova V., Shpilevskyi V., Salashenko T., Hrynkevych S., Kruchinina O. Consistency of trends in the economic and energy development of Ukraine: Assessment and analysis. In: *E3S Web of Conferences*, Vol. 408. 01018. Izmir, Turkey, July 2023. (Scopus)

84. Eurostat Database. Final Consumption Expenditure of Households by Consumption Purpose (COICOP 3 Digit). URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_CO3_P3__custom_6702358/default/table?lang=en (accessed on 10 May 2023).

85. Standard International Energy Product Classification (SIEC). International Family of Classifications. URL: https://unstats.un.org/unsd/classifications/Family/Detail/2007 (accessed on 1 May 2023).

86. Statistical Classification of Economic Activities in the European Community (NACE) // Eurostat Statistics Explained. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_(NACE) (accessed on 1 May 2023).

87. Microsoft Corp. Power BI. URL: https://powerbi.microsoft.com (accessed on 1 May 2023).

88. Koval V., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Salashenko T., Olczak P. Fundamental Shifts in the EU's Electric Power Sector Development: LMDI Decomposition Analysis. *Energies* 2023. Vol. 16. No. 14. P. 5478. DOI: https://doi.org/10.3390/en16145478 (Scopus, Q2)

89. European Council. Fit for 55. Background Information. URL: https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/ (accessed on 1 May 2023).

90. ISO 3166-1:2020; Codes for the Representation of Names of Countries and Their Subdivisions–Part 1: Country Code (ISO 3166-1:2020) URL:

https://www.iso.org/ru/standard/72482.html (Endorsed by Asociación Española de Normalización in October of 2020). ISO: Geneva, Switzerland, 2020.

91. Зануда,А. Як вдалося повернути світло після руйнування Росією енергетики України і чи це надовго // BBC News Україна. (2023, 4 березня). URL: https://www.bbc.com/ukrainian/features-64820897https://doi.org/10.1142/6968

92. DiXi Group. (2025, 16 січня). Інформація щодо масованих обстрілів критичної інфраструктури України // Energy Map of Ukraine. URL: https://map.ua-energy.org/uk/resources/12f3148d-841a-478d-b9ed-72bf0764b286/

93. World Energy Outlook 2021, IEA, Paris. // IEA. 2021. URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021

94. Chong C., Zhang X., Kong G., Ma L., Li Z., Ni W., Yu E.-H.-C. A Visualization Method of the Economic Input–Output Table: Mapping Monetary Flows in the Form of Sankey Diagrams. *Sustainability* 2021. Vol. 13. No. 21. 12239. URL: https://doi.org/10.3390/su132112239

95. Leontief W. W. Quantitative Input and Output Relations in the Economic Systems of the United States. *The Review of Economics and Statistics* 1936. Vol. 18. No. 3. P. 105–125. URL: https://doi.org/10.2307/1927837

96. United States Department of State. *Energy Resources of the World* (Publication 3428, 128 с.). U.S. Government Printing Office, 1949. URL: https://books.google.com.ua/books?id=uRRRxQEACAAJ

97. Schmidt M. The Sankey diagram in energy and material flow management: Part II: Methodology and current applications. *Journal of Industrial Ecology*. 2008. Vol. 12. No. 2. P. 173–185. URL: https://doi.org/10.1111/j.1530-9290.2008.00015.x

98. Ma L., Chong C., Zhang X., Liu P., Li W., Li Z., Ni W. LMDI Decomposition of Energy-Related CO_2 Emissions Based on Energy and CO2 Allocation Sankey Diagrams: The Method and an Application to China. *Sustainability* 2018. Vol. 10.No. 2.P. 344. URL: https://doi.org/10.3390/su10020344

99. Zhu W. P., Wang Z. C. Forecast output power of photovoltaic system based on grey system and BP neural network. In: *Power and Energy* (Part II:

Methodology and Current Applications, Chapter). CRC Press, 2008. URL: https://doi.org/10.1201/b18409-43

100. de Córdoba G. F., Molinari B. Sankey diagrams for macroeconomics: A teaching complement bridging undergraduate and graduate macro. *Heliyon.* 2022. Vol. 8. e10717. URL: https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e10717

101. Cuba N. Research note: Sankey diagrams for visualizing land cover dynamics. *Landscape and Urban Planning.* 2015. Vol. 139. P. 163–167. URL: https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2015.03.010

102. Soundararajan K., Ho H. K., Su B. Sankey diagram framework for energy and exergy flows. *Applied Energy.* 2014. Vol. 136. P. 1035–1042. URL: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.070

103. Subramanyam V., Paramshivan D., Kumar A., Mondal M. A. H. Using Sankey diagrams to map energy flow from primary fuel to end use. *Energy Conversion and Management.* 2015. Vol. 91. P. 342–352. URL: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.12.024

104. Ouyang J., Mativenga P., Liu Z., Goffin N., Jones L., Woolley E., Li L. Sankey diagrams for energy consumption and Scope 2 carbon emissions in laser de coating. *Energy.* 2022. Vol. 243. 123069. URL: https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.123069

105. European Parliament & Council. Regulation (EC) No 1099/2008 on energy statistics. *Official Journal of the European Union*. 2008. L 304. P. 1–62. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2008/1099/oj

106. Electric power industry market research in Ukraine, 2023 // Pro-Consulting. URL: https://pro-consulting.ua

107. Khaustova V. Y., Salashenko T. I. Contradictions in electric power sector development: Ukraine versus EU. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.* 2023. Vol. 1254. No. 1. P. 012042). IOP Publishing. (Scopus, *Web of Science)*

108. Салашенко Т. І. Оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України у європейському просторі. *Вісник ОНУ. Серія : Економіка.* 2019. Т. 24. Вип. 2 (75). С. 25–31. URL: http://liber.onu.edu.ua/pdf/visn_econom_24_2(75).pdf

109. 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.)

110. NTSO-E. Cross-Border Physical Flow. ENTSO-E // Transparency Platform. Retrieved January 31, 2025. URL: https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show

111. ENTSO-E. (2022). *Installed Generation Capacity Aggregation* [Data set] // Transparency Platform. URL: https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show

112. United Nations. Transforming our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development. In *Outcome Document for the United Nations Summit to Adopt the Post 2015 Development Agenda*; United Nations : New York, NY, USA, 2015. URL: https://coilink.org/20.500.12592/59k8mg0

113. Herzog H., Smekens K. Cost and economic potential. In *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*; Cambridge University Press: Cambridge, UK, 2005; p. 24. [Google Scholar]

114. Sannino A., Hammons T., McConnach J. Global power systems for sustainable energy development. In Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting, Denver, CO, USA, 6–10 June 2004; P. 2296–2297. DOI: 10.1109/PES.2004.1373294

115. Janicek F., Simunek P., Fecko S., Breza J., Hanzel A. Electrical power system sustainability through Demand Side Management and technology foresight // Proceedings of the 19th World Energy Congress, Sydney, Australia, 5–9 September 2004; P. 3–15. [Google Scholar]

116. Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України : кол. моногр. / за ред. М. О. Кизима ; авт. кол. : М. О. Кизим, В. Є. Хаустова, В. В. Шпілєвський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілєвський, О.

В. Лелюк, Г. В. Мілютін. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. С. 159–187 (1,16 ум. друк. арк.)

117. Kadiyala A., Kommalapati R., Huque Z. Quantification of the Lifecycle Greenhouse Gas Emissions from Nuclear Power Generation Systems. *Energies*. 2016. Vol. 9. 863. URL: https://doi.org/10.3390/en9110863

118. Santoyo-Castelazo E., Azapagic A. Sustainability assessment of energy systems: Integrating environmental, economic and social aspects. *J. Clean. Prod.* 2014. Vol. 80. P. 119–138. URL: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.061

119. ISO 14040:2006 Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. International Organization for Standardization. 2006. URL: https://www.iso.org/standard/37456.html

120. Shaaban M., Scheffran J., Böhner J., Elsobki M. S. Sustainability Assessment of Electricity Generation Technologies in Egypt Using Multi-Criteria Decision Analysis. *Energies*. 2018. Vol. 11. P. 1117. URL: https://doi.org/10.3390/en11051117

121. San Miguel G., Cerrato M. Life Cycle Sustainability Assessment of the Spanish Electricity: Past, Present and Future Projections. *Energies*. 2020. Vol. 13. P. 1896. URL: https://doi.org/10.3390/en13081896

122. Matteson S. Methods for multi-criteria sustainability and reliability assessments of power systems. *Energy*. 2014. Vol. 71. P. 130–136. URL: https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.042

123. Cîrstea S. D., Moldovan-Teselios C., Cîrstea A., Turcu A. C., Darab C. P. Evaluating Renewable Energy Sustainability by Composite Index. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 811. URL: https://doi.org/10.3390/su10030811

124. Gómez-Camacho C. E., Ruggeri B. Energy Sustainability Analysis (ESA) of Energy-Producing Processes: A Case Study on Distributed H2 Production. *Sustainability*. 2019. Vol. 11. 4911. URL: https://doi.org/10.3390/su11184911

125. Liu G. Development of a general sustainability indicator for renewable energy systems: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2014. Vol. 31. P. 611–621. URL: https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.038

126. Fuentes S., Villafafila-Robles R., Rull-Duran J., Galceran-Arellano S. Composed Index for the Evaluation of Energy Security in Power Systems within the Frame of Energy Transitions – The Case of Latin America and the Caribbean. *Energies*. 2021. Vol. 14. 2467. URL: https://doi.org/10.3390/en14092467

127. Wu D., Yang Z., Wang N., Li C., Yang Y. An Integrated Multi-Criteria Decision Making Model and AHP Weighting Uncertainty Analysis for Sustainability Assessment of Coal-Fired Power Units. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 1700. URL: https://doi.org/10.3390/su10061700

128. Wu Z., He T., Sun L., Li D., Xue Y. The Facilitation of a Sustainable Power System: A Practice from Data-Driven Enhanced Boiler Control. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 1112. URL: https://doi.org/10.3390/su10041112

129. Chen C., Yu L., Zeng X., Huang G., Li Y. Planning an Energy – Water– Environment Nexus System in Coal-Dependent Regions under Uncertainties. *Energies*. 2020. Vol. 13. 208. URL: https://doi.org/10.3390/en13010208

130. Berna-Escriche C., Pérez-Navarro Á., Escrivá A., Hurtado E., Muñoz-Cobo J. L., Moros M. C. Methodology and Application of Statistical Techniques to Evaluate the Reliability of Electrical Systems Based on the Use of High Variability Generation Sources. *Sustainability*. 2021. Vol. 13. 10098. URL: https://doi.org/10.3390/su131810098

131. Al Shidhani T., Ioannou A., Falcone G. Multi-Objective Optimization for Power System Planning Integrating Sustainability Indicators. *Energies*. 2020. Vol. 13. 2199. URL: https://doi.org/10.3390/en13092199

132. Junne T., Cao K.-K., Miskiw K. K., Hottenroth H., Naegler T. Considering Life Cycle Greenhouse Gas Emissions in Power System Expansion Planning for Europe and North Africa Using Multi-Objective Optimization. *Energies*. 2021. Vol. 14. 1301. URL: https://doi.org/10.3390/en14051301

133. Wang G., Tan Z., Tan Q., Yang S., Lin H., Ji X., Gejirifu D., Song X. Multi-Objective Robust Scheduling Optimization Model of Wind, Photovoltaic Power, and BESS Based on the Pareto Principle. *Sustainability*. 2019. Vol. 11. 305. URL: https://doi.org/10.3390/su11020305

134. Masanet E., Chang Y., Gopal A. R., Larsen P., Morrow W. R., III, Sathre R., Shehabi A., Zhai P. Life-Cycle Assessment of Electric Power Systems. *Annu. Rev. Environ. Resour.* 2013. Vol. 38. P. 107–136. URL: https://doi.org/10.1146/annurev-environ-010710-100408

135. Arora J. S. Multi-Objective Optimum Design Concepts and Methods. *Introduction to Optimum Design*. 4th ed.; Academic Press : Cambridge, MA, USA, 2017. P. 771–794.

136. Wang Q., Yuan X., Zhang J., Gao Y., Hong J., Zuo J., Liu W. Assessment of the Sustainable Development Capacity with the Entropy-Weight Coefficient Method. *Sustainability*. 2015. Vol. 7. P. 13542–13563.

137. Power Query. Microsoft Corp. URL: https://powerquery.microsoft.com/en-us/

138. Vensim Software. Ventana Systems, Inc. URL: https://vensim.com/vensim-software/

139. Global Optimization Toolbox. MathWorks, Inc. URL: https://au.mathworks.com/products/global-optimization.html

РОЗДІЛ 4
ДІАГНОСТИКА ФУНКЦІОНУВАННЯ РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ ЗА ЄВРОПЕЙСЬКОЇ МОДЕЛІ

4.1. Аналіз тенденцій розвитку строкової торгівлі електроенергією в Україні

Впровадження європейської моделі РЕЕ в Україні потребувало організації взаємодії його учасників щодо комерційних потоків ЕЕ та їх узгодження із фізичними у міру наближення до фактичного моменту постачання. Для цього було виокремлено 4 сегменти ринку [1]: ринок двосторонніх договорів (РДД) як строковий сегмент, ринок на добу наперед (РДН) та внутрішньодобовий ринок (ВДР) як спотові сегменти, та балансуючий ринок (БР), що працює в режимі реального часу. Всі ці сегменти мають різне призначення: строковий – хеджування ризиків учасників короткострокової торгівлі ЕЕ та гарантування повернення інвестицій; спотові – максимізація доходів від продажу та мінімізація витрат на купівлі ЕЕ як товару; реального часу – балансування виробництва та споживання ЕЕ [2]. Отже, і відрізняються за тенденціями та ефективністю функціонування.

У науковому полі України основна увага приділяється організованим сегментам ринку [3; 4; 5; 6; 8], тоді як РДД як неорганізований сегмент ринку залишається майже поза увагою більшості вчених. Це ускладнює його аналіз, що із несистематизованістю даних призводить до нерозуміння тенденцій розвитку. Торгівля на РДД є неуніфікованою: відбуваються постійні зміни у нормативно-правовому полі, розширення аукціонних сесій і продуктів, а також стратегій поведінки учасників.

Організована торгівля ЕЕ за двосторонніми договорами в Україні здійснюється виключно на платформі Української енергетичної біржі (УЕБ). Із 01.09.2021 р. всю строкову торгівлю, вироблену ЕЕ, в Україні було перенесено на майданчик УЕБ [9], що фактично перетворює РДД на організований сегмент ринку (поза організованими сегментами залишаються зовнішня торгівля ЕЕ як

товаром та трейдерські операції). Це змушує звернути пильну увагу на тенденції розвитку РДД, досліджуючи значущість цього сегмента в структурі РЕЕ України. На рис. 4.1 наведено блок-схему організації торгів на РДД в Україні. яка передбачає класифікацію торгів, визначення кон'юнктурного балансу та цінового тренду, що дозволяє встановити тенденції її розвитку.

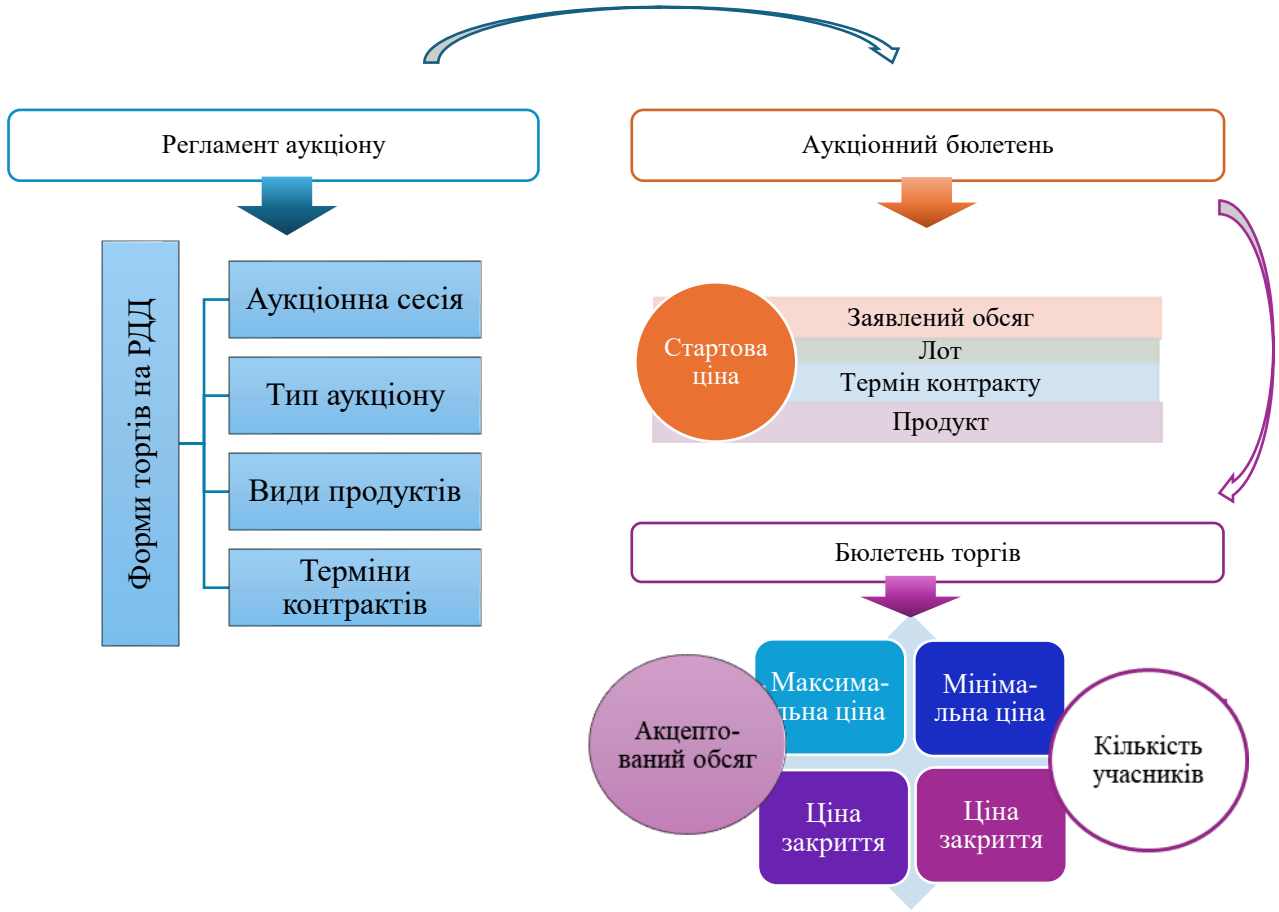


Рис. 4.1. **Структура організації торгів на РДД України**

Джерело: розроблено автором за [9]

З метою аналітичного забезпечення діагностики строкового сегмента РЕЕ України доцільно сформувати модульну аналітичну модель, яка інтегрує кількісну обробку біржових даних із якісним аналізом поведінки ринкових учасників, нормативного середовища та впливу фундаментальних факторів [11]. Така модель може бути реалізована у вигляді інтерактивної системи в середовищі Power BI або за допомогою інструментів Excel Power Query і Power Pivot та містити такі модулі (рис. 4.2):

- модуль вхідних даних передбачає збір та систематизацію даних про біржові торги (обсяги реалізації, ціни за типами продуктів, строками контрактів і типами аукціонів), фіксацію хронології нормативних змін і фундаментальних

впливів (пандемія, війна, енергетичні кризи, військова агресія, фази енергетичного терору), а також профілі учасників ринку (державні та приватні виробники ЕЕ, трейдери, гарантований покупець);

- модуль обсягів та структури здійснює аналіз динаміки реалізації ЕЕ за видами аукціонних сесій (спеціальні обов'язки, спеціальні та комерційна сесії, торгівля ЕЕ з ВДЕ), виявлення фазових змін у місткості строкового РЕЕ в різні періоди;

- модуль продуктового портфеля охоплює аналіз продуктових позицій (базові, пікові, позапікові та індивідуальні/блочно-змішені продукти) та оцінку рівня їхньої диверсифікації відповідно до умов ринку;

- модуль строкових контрактів передбачає аналіз розподілу контрактів за строками (тижневі, місячні, квартальні, піврічні, річні) та дослідження зрушень у їх структурі залежно від стану генерації та наявних резервів в енергосистемі;

- модуль цінової динаміки включає побудову цінових індексів за типами продуктів і аукціонів, обчислення цінових спредів за строками контрактів і продуктами, а також виявлення трендів, зумовлених фундаментальними чинниками;

- модуль вихідних даних дозволяє інтерпретувати поведінкові зміни учасників ринку у розрізі когортних періодів виявлення особливостей їх адаптації до окремих умов.

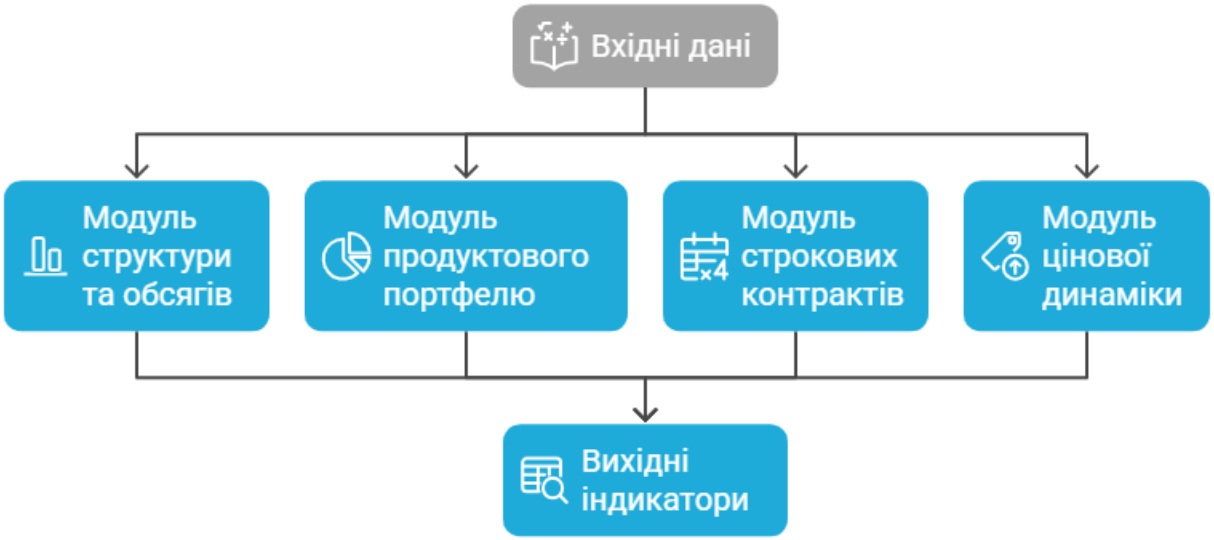


Рис. 4.2. **Модульна схема аналітичного забезпечення діагностики строкового РЕЕ**

Джерело: розроблено автором

В основі аналізу строкової торгівлі на РЕЕ покладено дані УЕБ за період від 01.09.2019 по 30.06.2024 [9]. Цей період охоплює: старт європейської моделі РЕЕ в Україні (ІІ півріччя 2019 р.), пандемію Covid-19 та профіцит генерації в Україні (2020 р.), дефіцит потужностей та запасів вугілля в Україні (вересень 2020 р. – лютий 2021 р.), постпандемійне відновлення (І півріччя 2021 р.), європейську енергетичну кризу (ІІ півріччя 2021 р.), початок військової агресії рф проти України (І півріччя 2022 р.), І фазу (вересень 2022 р. – березень 2023 р.) та ІІ фазу (березень 2024 р. – червень 2024 р.) енергетичного терору. За цими етапами представимо основні тенденції розвитку строкової торгівлі в Україні щодо кон'юнктурних балансів та цінових трендів щодо різних аукціонних сесій, видів продуктів, типів аукціонів та термінів контрактів. Практична апробація запропонованого аналітичного забезпечення вимагає обробки великого масиву даних із використанням програмної надбудови MS Excel Power Query [10].

На рис. 4.3 наведено динаміку реалізації ЕЕ на УЕБ у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р., яка свідчить про мінливу значущість організованої строкової торгівлі ЕЕ в Україні залежно від фундаментальних чинників у внутрішньому (стану електроенергетичної системи та динаміки на інших сегментах ринку) та зовнішньому середовищах (змін у нормативному полі, соціально-економічному стані в країні та тенденціях на зовнішніх енергоринках).

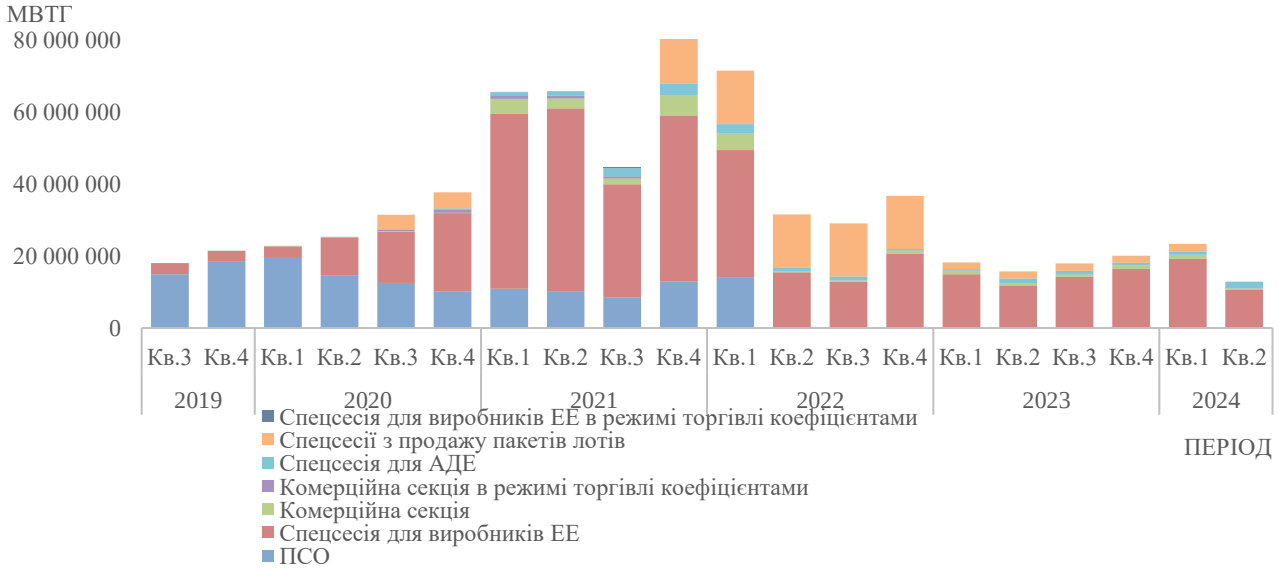


Рис. 4.3. **Динаміка реалізації ЕЕ на організованому РДД України у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

На старті нової моделі РЕЕ в Україні (ІІ півріччя 2019 р.) переважна частка строкових торгів проходила в закритий спосіб, на основі індивідуальних цінових домовленостей між учасниками із внесенням до адміністратора розрахунків (ПрАТ «НЕК Укренерго») виключно узгоджених графіків купівлі-продажу ЕЕ. Лише окремі торги ЕЕ проходили в організований спосіб, це: (і) спеціальні сесії із забезпечення покладених спеціальних обов'язків (ПСО) щодо забезпечення загальносуспільних інтересів; (іі) спеціальні сесії для виробників ЕЕ – суб'єктів державної власності; а також (ііі) комерційні сесії купівлі-продажу ЕЕ між продавцями та покупцями (на добровільній основі). Місячна місткість організованого РДД коливалася в діапазоні 5,8–8 ТВтг, з яких 4–7 ТВтг було пов'язано із виконанням ПСО за фіксованими цінами, 0,6–1,3 ТВтг було продано виробниками ЕЕ – суб'єктами державної власності, і лише 0,04 ТВтг було реалізовано в комерційних секціях. У 2019 р. ініціаторами торгів на організованому РДД були лише 12 учасників.

У 2020 р. (пандемійний період) перелік обов'язкових сесій організованої електронної торгівлі за двосторонніми договорами розширився, а питома вага спеціальних сесій за ПСО скорочувалася. Зменшення частки ПСО для АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» із березня 2020 р. дозволила їм брати участь у спеціалізованих сесіях торгівлі ЕЕ для суб'єктів державної власності. Реалізація ЕЕ у 2020 р. АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» на УЕБ склала 14 ТВтг та 1 ТВтг. Також із 4 кварталу 2020 р. запроваджено спеціальні сесії для електронної торгівлі ЕЕ із альтернативних джерел енергії (АДЕ), виключно для відновлюваних, де відтоді ДП «Гарантований покупець» реалізує ЕЕ, закуплену у виробників за «зеленим» тарифом. Обсяг торгів «зеленою» ЕЕ у 4 кварталі 2020 р. склав 0,42 ТВтг. Реалізація ЕЕ на комерційних секціях продовжувала зростати та протягом 2020 р. було продано 1,7 ТВтг, у т. ч. було відкрито комерційну секцію торгівлі ЕЕ в режимі коефіцієнтів до ціни на РДН, на якій було продано 1,2 ТВтг. У результаті місячна місткість організованого РДД зросла із 7,1 ТВтг у січні 2020 р. до 13,2 ТВтг у листопаді 2020 р. Загалом у 2020 р. на організованому РДД було продано 117,3 ТВтг ЕЕ, що склало 78 % від річного електроспоживання. Ініціаторами торгів були 19

учасників ринку.

У 2021 р. на організованому РДД України було продано 258,8 ТВтг ЕЕ, що склало 167,2 % від річного електроспоживання, у т. ч. у помісячному розрізі місткість цього сегмента ринку коливалася в діапазоні 14,6 ТВтг (серпень 2021 р.) – 28,1 ТВтг (липень 2021 р.). Перевищення обсягу реалізації ЕЕ на організованому РДД над електроспоживанням в Україні свідчило про зростання ліквідності цієї форми торгівлі. Сприяли цьому, перша за все, зростання обсягів реалізації АТ «НАЕК Енергоатом», які у 2021 р. коливалися в діапазоні 9,4 ТВтг (липень 2021 р.) – 22,1 ТВтг (листопад 2021 р.), у т.ч. через зміну моделі ПСО із товарної на фінансову. Водночас протягом січня – липня 2021 р. відбулося звуження обсягу реалізації ЕЕ на комерційних секціях із 1,5 ТВтг до 0,8 ТВтг.

Із початком розгортання європейської енергетичної кризи Верховною Радою України було введено тимчасове зобов'язання (01.09.2021 р. – 01.04.2022) щодо продажу виробниками ЕЕ за двосторонніми договорами виключно в організований спосіб (на електронних аукціонах). Тобто умови торгівлі приватними виробниками ЕЕ (зокрема ПАТ «Донбасенерго», АТ «ДТЕК Дніпроенерго», АТ «ДТЕК Західенерго» та ТОВ «ДТЕК Східенерго» тощо) було прирівняно до умов торгівлі виробниками ЕЕ – суб'єктами державної власності (зокрема ПАТ «Центренерго, АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» тощо), строкова торгівля всієї виробленої ЕЕ перейшла до спеціалізованих сесій (на виконання п. 6. ст. 66 ЗУ «Про ринок електричної енергії» [11]). У зв'язку з законодавчим нововведенням обсяг реалізації ЕЕ на комерційних секціях відновився на рівні 1,8–1,9 ТВтг/міс. Індекси цін ЕЕ на організованому РДД набули власних тенденцій, а із 4 кварталу 2021 р. зовсім припинилися торги на комерційній секції в режимі коефіцієнтів. Розбудова «зеленої» генерації в Україні спонукала до зростання обсягів торгів ДП «Гарантований покупець» на спеціалізованих сесіях з продажу ЕЕ з АДЕ із 0,2 ТВтг (січень 2021 р.) до 1,2 ТВтг (грудень 2021 р.). Всього за двосторонніми договорами було реалізовано 7,9 ТВтг «зеленої» ЕЕ. Зростання ліквідності організованого РДД та законодавчі нововведення спонукали до того, що ініціаторами аукціонів в 2021 р. були 67 учасників ринку.

У 2022 р. на організованому РДД було реалізовано 169 ТВтг, з яких 42,3 % припадало на 1 квартал 2022 р., у т. ч. за договорами, укладеними в минулих періодах. Військова агресія рф проти України звузила місткість цього сегмента ринку до 9-10 ТВтг/міс. у квітні – вересні 2022 р., хоча у жовтні – грудні 2022 р. спостерігалося її часткове відновлення на рівні 12–13 ТВтг. Зокрема, обсяг реалізації ЕЕ за двосторонніми договорами АТ «НАЕК Енергоатом» скоротився із 16,8 ТВтг у січні 2022 р. до 6,2 ТВтг у грудні 2022 р. Незважаючи на те, що законодавчу норму щодо продажу ЕЕ виробниками на електронних аукціонах було зроблено постійною, звуження місткості ринку мало місце і на комерційних секціях, із 2 ТВтг в січні 2022 р. до 0,3 ТВтг в грудні 2022 р. Обсяг торгів «зеленою» ЕЕ на організованому РДД також зазнав суттєвого скорочення, із 0,7 ТВтг у січні 2022 р. до 0,07 ТВтг у грудні 2022 р. Однак, незважаючи на повномасштабну війну ініціаторами торгів, на організованому РДД були 73 учасники ринку, що при кількісному скороченні місткості ринку свідчило, що якісно зберігалася зацікавленість у строковій торгівлі ЕЕ.

У 2023 р. спостерігалося подальше падіння місткості організованого РДД під натиском російського енергетичного терору, I фаза якого тривала із 11 вересня 2022 р. по 9 березня 2023 р. Внаслідок цього місткість цього сегмента ринку коливалася у діапазоні 5–7 ТВтг/міс. протягом всього 2023 р., а всього на ньому було продано 72 ТВтг. Переважна частина обсягів, 84 %, була продана на спеціальних сесіях для виробників ЕЕ, та 4 % та 5 % на комерційних сесіях та спеціальних сесіях із торгівлі «зеленою» ЕЕ відповідно, а решта – за спеціальними обов’язками. Всього ініціаторами торгів на організованому РДД України в 2023 р. були 47 учасників ринку.

1 квартал 2024 р. мав споріднені тенденції організованої торгівлі ЕЕ із 2023 р. Однак II фаза енергетичного терору, яка тривала із 22 березня 2024 р. по 22 червня 2024 р., обумовила нові масштабні руйнування генерації в Україні, внаслідок чого місткість організованого РДД скоротилася із 8 ТВтг у березні 2024 р. до 3,5 ТВтг у червні 2024 р. Зокрема обсяги строкової торгівлі ЕЕ виробниками ЕЕ скоротилися із 6,5 ТВтг до 2,5 ТВтг (у т.ч. для ПАТ «Центренерго» із 435 ГВтг до 0), а комерційна торгівля – із 0,3 ТВтг до 0,1 ТВтг у березні та червні 2024 р.

відповідно. Натомість обсяги строкової торгівлі «зеленою» ЕЕ зросли із 0,2 ТВтг у січні 2024 р. до 0,8 ТВтг у червні 2024 р. Всього у 2 кварталі 2024 р. за строковими договорами було реалізовано на -36 % менше порівняно із аналогічним періодом минулого року та на -80 % порівняно із аналогічним періодом довоєнного рівня. Ініціаторами торгів протягом І півріччя 2024 р. були лише 36 учасників ринку.

Загалом протягом 5-річного періоду функціонування європейської моделі РЕЕ в Україні, його строковий сегмент відзначався хаотичними та інтуїтивними тенденціями розвитку, які виражалися в безперервних законодавчих змінах. Пандемія Covid-19, європейська енергетична криза і війна рф проти України оголили проблему необхідності забезпечення комерційної відповідності фізичним можливостям генерації/споживання. Хоча, як показує досвід 2021 р., строкова торгівля є привабливою для продавців та покупців ЕЕ з огляду на можливість строкового планування власних надходжень та витрат, проте потребує постійного узгодження у міру наближення до фактичного моменту електропостачання.

Особливістю строкової торгівлі є укладання двосторонніх договорів на пакети блочних продуктів на поставку ЕЕ для ряду послідовних годин. У ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. відбулася диверсифікація продуктів на організованому РДД (рис. 4.4).

На старті нової моделі РЕЕ в Україні (3 квартал 2019 р. – 1 квартал 2020 р.) переважна частина організованої торгівлі припадала на ПСО, і лише 14–15 % – на інші продукти. Зменшення частки ПСО, покладених на АТ «НАЕК Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго», із березня 2020 р. дозволило їм долучитися до організованої торгівлі на конкурентних засадах. Означене обумовило поступове зростання частки базових продуктів (період поставки 0-24) із 2 % у 1 кварталі 2020 р. до 34 % у 4 кварталі 2020 р., і одночасно розширення питомої ваги пікових (7-23) та позапікових (23-7) продуктів із 6 % до 16 % та із 6 % до 21 % відповідно. Зміна товарної на фінансову модель ПСО у 2021 р. обумовила подальше скорочення частки ПСО в структурі організованої строкової торгівлі ЕЕ до 16,5 %, водночас відбулося розширення частки базових продуктів

до 73 % у 2021 р. Однак із строкової організованої торгівлі зникли пікові та позапікові продукти, які перетворилися на блочні продукти за певними годинами навантаження. Частка блочних продуктів склала 8,8 % у 2021 р. Із 4 кварталу 2021 р. також було запроваджено торгівлю продуктами індивідуального профілю навантаження, частка яких склала 6,2 % у цьому періоді.

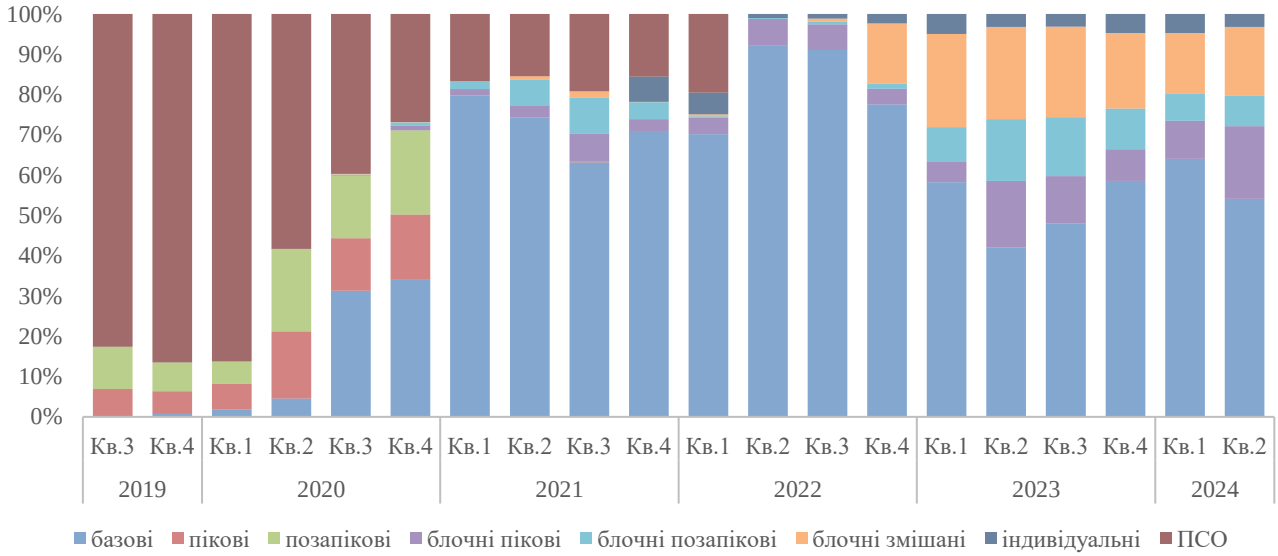


Рис. 4.4. **Структура реалізації ЕЕ на організованому РДД України за продуктами у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

Від початку військової агресії проти України з 2022 р. постачальники універсальних послуг здійснюють закупівлю ЕЕ для забезпечення загальносуспільних інтересів на комерційних засадах, отримуючи плату (компенсацію) за цю послугу. Частка базових контактів у 2–3 кварталах 2022 р. сягнула 92 % в кожному, зменшившись до 78 % у 4 кварталі 2022 р. У 2023 р. – І півріччі 2024 р. склад продуктів став найбільш диверсифікованим, зокрема: частка базових продуктів коливалася у діапазоні 42–64 %, а блочних продуктів – у діапазоні 31–55 %, найбільш популярним з яких стають блочні змішані продукти (які послідовно охоплюють години пікового і позапікового навантаження) із часткою в діапазоні 15–23 %. Частка продуктів індивідуального профілю навантаження коливалася у діапазоні 3–5 %. Отже, за 5 років функціонування європейської моделі РЕЕ в Україні портфель продуктів строкової торгівлі ЕЕ не набув усталеної форми.

У ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. змінювалися і тривалість контрактів купівлі-продажу ЕЕ на організованому РДД (рис. 4.5).



Рис. 4.5. **Структура реалізації ЕЕ на організованому РДД України за терміном відпуску у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

У 3 кварталі 2019 р. – 2 кварталі 2020 р. переважна частка строкових контрактів на ЕЕ, 85–96 %, укладалася на термін до 1 місяця та була пов'язана із виконанням ПСО. Частка договорів з терміном до 1 тижня коливалася у діапазоні 4,6–6,1 % у 3 кварталі 2019 р. – 1 кварталі 2020 р., а з 2 кварталу 2020 р. різко знизилася до 0,2 % та в подальших аналізованих періодах ніколи не перевищувала 2,4 %. Поступового розширення зазнала частка контрактів із терміном до 1 кварталу, із 9,1 % у 3 кварталі 2019 р. до 46,6 % у 4 кварталі 2020 р., основними ініціаторами таких торгів були ПАТ «Центренерго» та АТ «НАЕК Енергоатом». Також із ІІ півріччя 2020 р. намітилася тенденція до розширення контрактів з терміном до 1 півроку, ініціатором яких виступив АТ «НАЕК Енергоатом». У 2021 р. відбулося подальше розширення питомої ваги довгострокових контрактів на поставку ЕЕ. У 3–4 кварталах 2021 р. з’являються контракти з терміном до та більше 1 року, ініціатором яких виступив також АТ «НАЕК Енергоатом».

У 2022 р., у перший рік військової агресії рф проти України, відбулося зростання питомої ваги контрактів з терміном більше 1 року, частка яких у 2 та 3

кварталах 2022 р. склала 48,8 % та 53 % відповідно. Однак ситуація змінилася кардинально від початку енергетичного терору рф в Україні. Хоча частка контрактів з терміном від 1 року склала 42,2 %, у 4 кварталі 2022 р. відновилася зацікавленість у квартальних контрактах, частка яких склала 28,6 % в цьому періоді. У 2023 р. – І півріччі 2024 р. організована строкова торгівля ЕЕ змістилася в бік місячних контрактів, частка яких зросла із 64,7 % у 1 кварталі 2023 р. до 83,2 % у 2 кварталі 2024 р., тоді як частка контрактів з терміном поставки до 1 року коливалася в діапазоні 3,6–5,3 %. Отже, за профіциту генеруючих потужностей відбувалося розширення термінів дії довгострокових договорів на ЕЕ, тоді як дефіцит генеруючих потужностей, спричинений енергетичним терором, обумовив повернення до короткострокових контрактів.

Організована строкова торгівля ЕЕ на УЕБ здійснюється виключно у формі односторонніх аукціонів, ініціаторами яких виступають або продавці або покупці ЕЕ. Хоча існує можливість запровадження двосторонньої строкової торгівлі ЕЕ, її ще не запроваджено. У структурі організованого РДД в України переважали аукціони на продаж ЕЕ, частка яких у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. перевищувала 90 % (рис. 4.6).

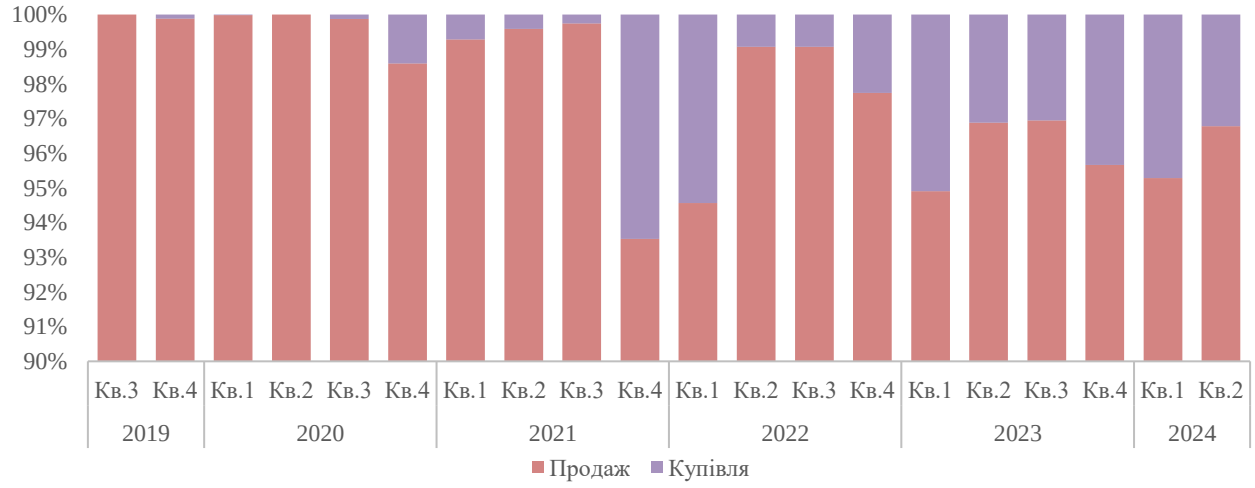


Рис. 4.6. **Структура реалізації ЕЕ на організованому РДД України за видом аукціонів у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

Проте із 4 кварталу 2020 р. з’явилися пропозиції на купівлю ЕЕ. Особливої актуальності пропозиції на купівлю ЕЕ набули в період розгортання європейської

енергетичної кризи у 4 кварталі 2021 – 1 кварталі 2022 р. на рівні 5–6 % від загального обсягу торгів, а також від початку енергетичного терору рф в Україні у 2023 р. – І півріччі 2024 р. на рівні 3–5 %. Покупці ЕЕ прагнули гарантувати безперервне електропостачання за фіксованими цінами. Серед продуктів на купівлю ЕЕ переважали короткострокові контракти індивідуального навантаження на період від 1 тижня до 1 місяця.

Перевагою РДД над іншими організованими сегментами РЕЕ України (РДН, ВДР та БР) є відсутність цінових обмежень щодо торгівлі ЕЕ. Динаміка цін на організованому РДД у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. відображала вплив фундаментальних чинників в соціально-економічному становищі України, стані її енергосистеми та на зовнішніх енергетичних ринках (рис. 4.7).

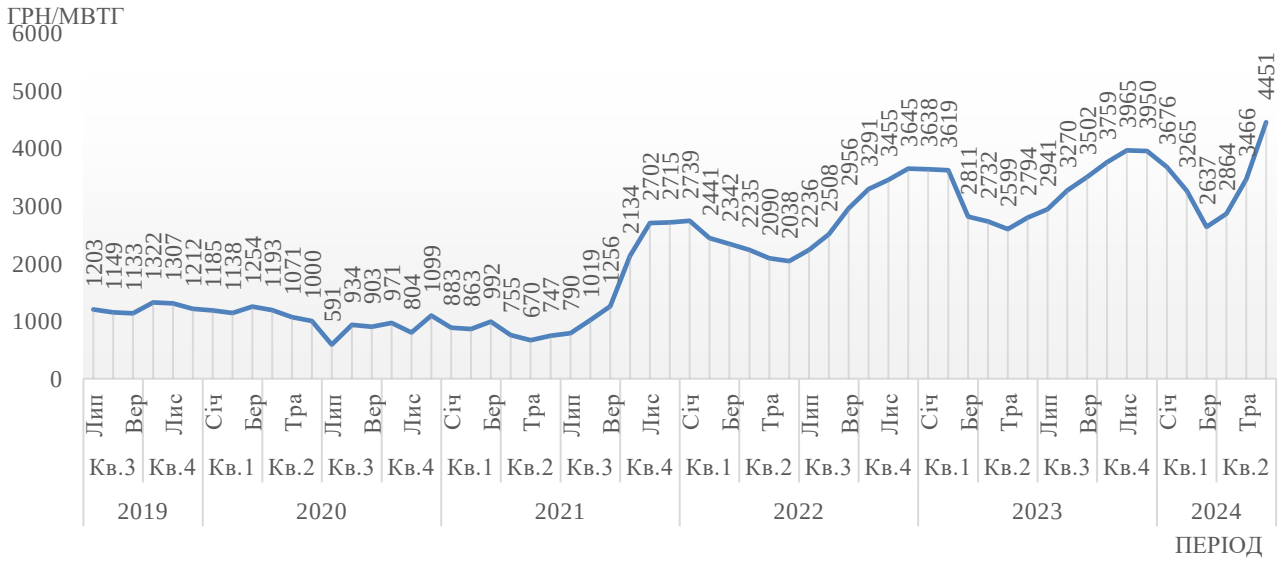


Рис. 4.7. **Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

Середня ціна ЕЕ на РДД у ІІ півріччі 2019 р. становила 1352 грн / МВтг, коливаючись в місячному розрізі від 1240 грн / МВтг (серпень 2019 р.) до 1577 грн / МВтг (жовтень 2019 р.). У 2020 р. внаслідок розгортання пандемії Covid-19 та виникнення профіциту в національній енергосистемі вона скоротилася на -5,8 %, але адаптація до пандемійних обмежень, висока аварійність генерації та дефіцит запасів вугілля в Україні обумовили поступове зростання ціни ЕЕ на РДД із 1199 грн / МВтг у 3 кварталі 2020 р. до 1445

грн / МВтг у 1 кварталі 2021 р.

У ІІ півріччі 2021 р., у відповідь на розгортання європейської енергетичної кризи, ціни ЕЕ на РДД також зазнали підвищення. Так, у 3 кварталі 2021 р. ціни ЕЕ на РДД склали 1409 грн / МВтг, або +18 %, а у 4 кварталі – 2752 грн / МВтг, або +109 % порівняно із відповідними періодами минулого року. Зростаючий ціновий тренд вдалося стабілізувати лише у лютому 2022 р., коли ціни ЕЕ на РДД скоротилися на -15 % порівняно із попереднім місяцем. Початково військова агресія рф проти України дестабілізувала енергосистему України, обумовивши значні профіцити електрогенерації, внаслідок чого ціни ЕЕ на РДД в Україні скоротилися із 2375 грн / МВтг у березні 2022 р. до 2045 грн / МВтг у червні 2022 р. Проте із липня 2022 р. ціновий тренд розвернувся на зростання та поступово посилювався внаслідок енергетичного терору рф в Україні, розпочатого із вересня 2022 р., внаслідок якого ціни ЕЕ на РДД зросли на +24,3 % порівняно з аналогічним періодом минулого року. Протягом 2023 р. мала місце нова хвиля зростання цін ЕЕ на РДД, які у грудні 2023 р. підвищилися ще на +8 % проти грудня минулого року. Закінчення опалювального періоду та проведена ремонтна кампанія дозволили скоротити ціни ЕЕ на РДД на -6,4 % у березні 2024 р. проти відповідного періоду минулого року. Проте друга фаза енергетичного терору рф проти України, розпочата 22 березня 2024 р., обумовила новий посилений виток зростання цін ЕЕ на РДД України, які у червні 2024 р. зросли на +59,2 % проти червня 2023 р. Зруйновані генеруючі потужності та енергетична інфраструктура обумовили підвищення цін ЕЕ для поставки в наступних періодах.

За видами аукціонів динаміка цін ЕЕ на РДД мала споріднені, але нетотожні тенденції (рис. 4.8).

Найдешевшою ЕЕ на РДД була на спеціальних сесіях у її виробників. Так, її середня ціна у ІІ півріччі 2019 р. склала 1343 грн / МВтг, знизившись на -13,1 % протягом 2020 р. У 2021 р. відбувалося поступове її зростання, середні значення якої сягли 2341 грн / МВтг у грудні 2021 р., збільшившись на +46,5 % у середньорічному вимірі, у 2022 р. зростання склало +49,4 %, а у 2023 р. – +19,8 % порівняно з відповідними минулими періодами. У червні 2024 р. ціна ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників досягла 4715 грн / МВтг.

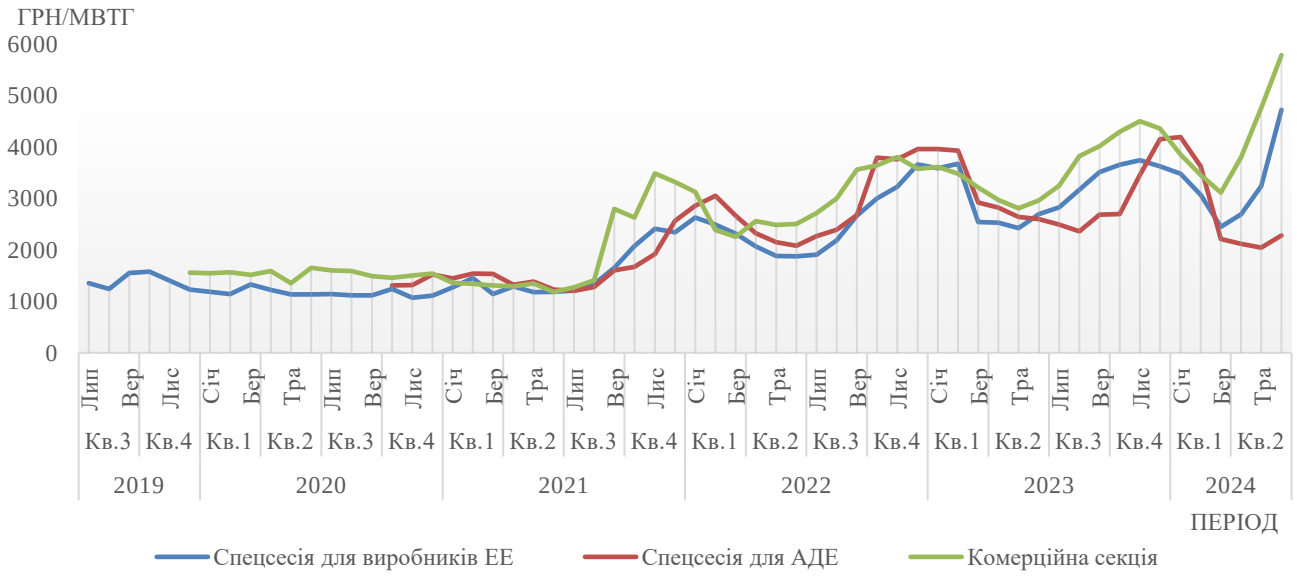


Рис. 4.8. **Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України за аукціонними сесіями у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

Найдешевшою в Україні була ЕЕ, вироблена гідро- та атомними електростанціями, однак і їх ринкові ціни зросли із 674 грн / МВтг до 4830 грн / МВтг та із 567 грн / МВтг до 5541 грн / МВтг у липні 2019 р – червні 2024 р. Ціна теплової генерації на ПАТ «Центренерго» зросла із 1237 грн / МВтг у липні 2019 р. до 3500 грн / МВтг у травні 2024 р. (всі генеруючі потужності компанії було зруйновано). Ціна приватної теплової генерації (ДТЕК Західенерго) зросла із 1631 грн / МВтг у вересні 2019 р. до 4371 грн / МВтг у червні 2024 р.

Найдорожчою ЕЕ на РДД була на комерційних сесіях, яка склала 1525 грн грн / МВтг у 2020 р. (+30,7 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників), яка зросла на +89,6 % у 2021 р. (+66,2 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників), на +5,8 % у 2022 р. (+17,7 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників) та на +16,1% у 2023 р. (+14,2 % до ціни ЕЕ на спеціальних сесіях для виробників). У червні 2024 р. ціна ЕЕ на комерційних сесіях становила 5776 грн / МВтг.

ЕЕ на спеціальних для виробників з АДЕ торгувалася зазвичай вище, ніж на спеціальних сесіях для виробників, і лише в окремі періоди була нижчою за них: у липні – листопаді 2021 р. в середньому на – 9 %, в червні – листопаді 2023

р . в середньому на -16 % та у березні – червні 2024 р. в середньому на -31 %.

Відсутність цінових обмежень обумовили невикривлену динаміку цін ЕЕ за видами продуктів (рис. 4.9).

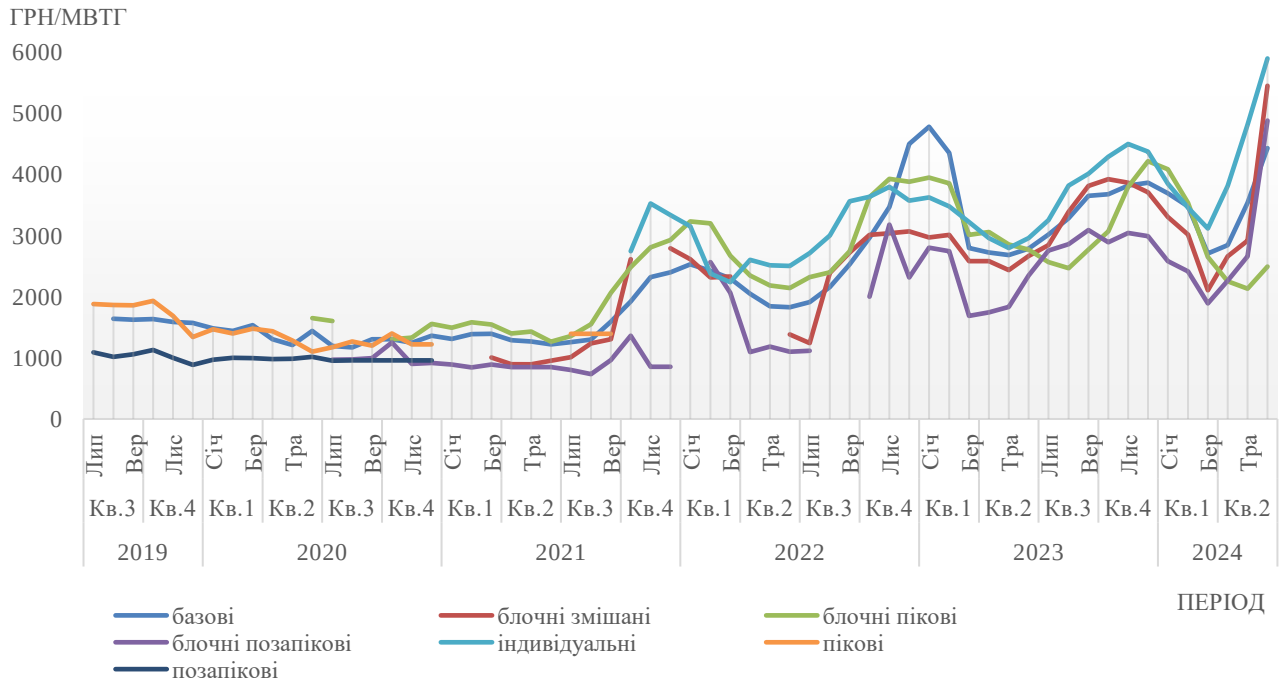


Рис. 4.9. **Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України за продуктами у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

Так, у II півріччі 2019 р. ціни на базові та пікові продукти були на 18 % і 22 % вищими, а ціни на позапікові продукти були на 26 % нижчими за індекс РДД. Під час пандемії Covid-19 у 2020 р. їх відношення до індексу цін РДД складало +5 %, +10 % та -23 % відповідно. У 2021 р., до початку європейської енергетичної кризи, ціни коливалися в діапазоні для базових продуктів від 93 % до 103 %, для пікових – від 97 % до 106 %, для позапікових – 61 % до 66 % від індексу цін РДД. Тоді як із розгортанням європейської енергетичної кризи із вересня 2021 р. ціни базових продуктів скоротилися до 78–81 %, для пікових – до 97–106 %, а позапікових – до 55–29 % від індексу цін РДД. Від початку військової агресії рф проти України базові ціни РДД скоротилися від 98 % (лютий 2022 р.) до 85 % (вересень 2022 р.) щодо індексу цін РДД, але протягом I фази енергетичного терору їх значення зросли із 90 % (жовтень 2022 р.) до 131 % (лютий 2023 р.), припинення енергетичного терору дозволило стабілізувати у діапазоні 96–106 %,

а ІІ фаза енергетичного терору не вплинула на їх динаміку, а обвалила їх обсяги.

Пікові ціни мали аналогічну динаміку до початку 2024 р.: від початку скоротилися від 111 % (лютий 2022 р.) до 92 % (вересень 2022 р.), протягом І фази терору зросли із 110 % (жовтень 2022 р.) до 142 % (квітень 2023 р.), стабілізувалися у діапазоні 87 % (липень 2023 р.) – 101 % (березень 2024 р.); але протягом ІІ фази енергетичного терору скоротилися до 65 % (квітень 2024 р.) та 56 % (червень 2024 р.). Позапікові ціни скоротилися із 104 % (березень 2022 р.) до 50 % (липень 2022 р.), зросли із 65 % (жовтень 2022 р.) до 94 % (липень 2023 р.), та до червня 2024 р. коливалися в діапазоні 77–87 %, але критичні руйнування генерації та інфраструктури обумовили їх спалах у червні 2024 р. у 110 %. Індивідуальні продукти були найдорожчими, коливаючись в діапазоні від 94 % до 139 %.

За термінами дії контракту на РДД можна зазначити зростання ціни ЕЕ у міру наближення її до фактичного моменту постачання (рис. 4.10).

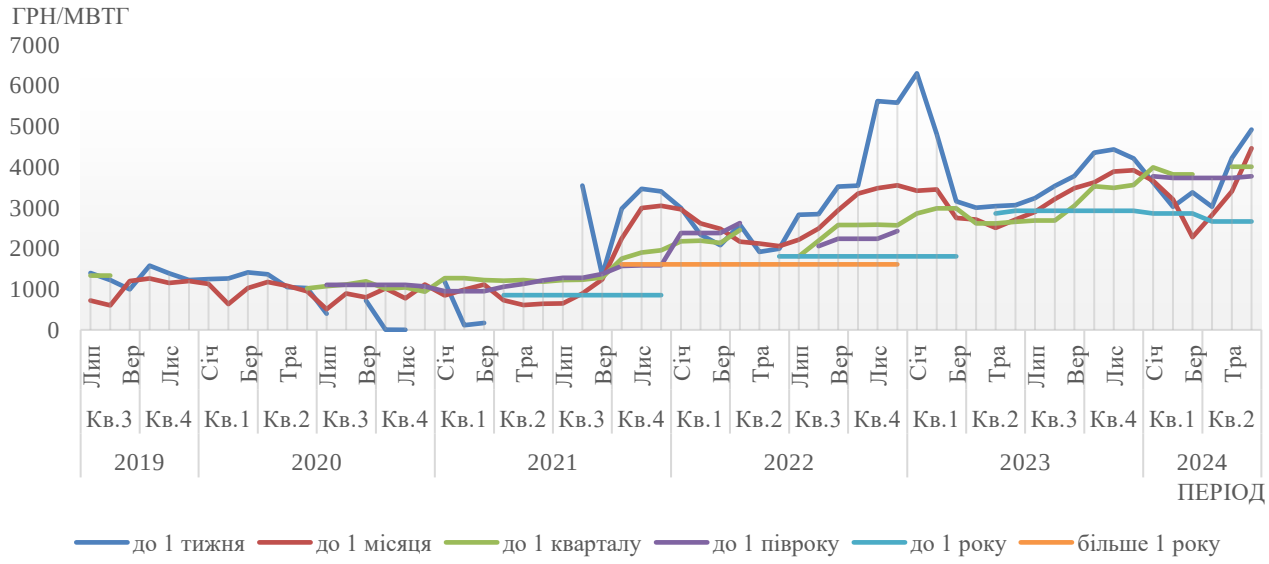


Рис. 4.10. **Динаміка цін ЕЕ на організованому РДД України за термінами контракту у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано за [9]

Тижневі контракти були на13–15 % дорожчими за місячні у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2021 р., але у ІІ півріччі 2021 р., під час європейської енергетичної кризи, здорожчали на 36 %. З початку військової агресії рф в Україні у І півріччі 2022 р. зниження та непрогнозованість електроспоживання та виникнення

профіциту генерації обумовили здешевлення тижневих контрактів на 2 % порівняно із місячними, але під час енергетичного терору у ІІ півріччі 2022 р. тижневі контракти зросли на 23 % за місячні, у т.ч. у січні 2023 р. на 84 %. Припинення енергетичного терору із квітня 2023 р. по березень 2024 р. обумовили повернення цінового спреду для тижневих контрактів у діапазон від 11 % до 16 % до місячних. ІІ фаза енергетичного терору обумовила спалах цін тижневих контрактів на 48 % у березні 2024 р., але масштабні руйнування генерації та інфраструктури спровокували також стрімке зростання і місячних контрактів.

На старті європейської моделі РЕЕ в Україні ціни ЕЕ за квартальними контрактами були вищими за місячні на 18 % у ІІ півріччі 2019 р. та 10 % протягом пандемійного 2020 р. Вихід із пандемії обумовив підвищення зацікавленості у квартальних контрактах, ціни за якими були вищими на 47 % у 1–3 кварталах 2021 р. Зобов'язання виробників ЕЕ здійснювати строкову торгівлю виключно в організований спосіб із 01.09.2021 р., обумовила скорочення цінового спреду квартальних проти місячних контрактів до 69 % у 4 кварталі 2021 р. У воєнних 2022 р. та 2023 р. ціни квартальних контрактів становили 81 % та 93 % від місячних. Однак ІІ фаза енергетичного терору у 2024 р. обумовила зростання цінового спреду до 121 %, що пов'язано із бажанням покупців гарантувати стабільне електропостачання за фіксованими цінами. Але масштабність руйнувань електроенергетики України обірвала торги в квітні 2024 р., а в подальшому ціновий спред став негативним.

До введення норми обов'язкового продажу всієї виробленої ЕЕ в організований спосіб ціновий спред для піврічних контрактів був зазвичай позитивним та перебував у діапазоні 109–218 % протягом 3 кварталу 2020 р. – 3 кварталу 2021 р. Після впровадження обов'язкової організованої торгівлі його значення стали негативними та коливалися від 52% до 96 % у 4 кварталі 2021 р. – 1 кварталі 2022 р. Із початком військової агресії торгівля за піврічними контрактами була епізодичною, припинилися у 2 кварталі 2022 р., відновилася у 3–4 кварталах 2022 р. із ціновим спредом до місячних контрактів у 64–82 %, припинилася після першої фази енергетичного терору і відновилася лише у 2024

р. із позитивним ціновим спредом 110–124 %.

Річні контракти почали торгуватися на РЕЕ України із 2 кварталу 2021 р. із позитивним ціновим спредом до місячних контрактів у 130 %, але після впровадження обов'язкової організованої торгівлі його значення склали 93 % та 31 % у 3 і 4 кварталах 2021 р. У 2022 р. торгівля річними контрактами відновилася лише у 3 і 4 кварталах із спредом 70 % та 52 % відповідно. У 2023 р. негативний ціновий спред звужувався із 57 % у 1 кварталі до 81 %. Тоді як у І півріччі 2024 р. мали місце зворотні тенденції із розширення негативного спреду від 95 % у січні до 60 % у червні. Що стосується контрактів із періодом поставки більше року, то вони торгувалися лише протягом 4 кварталу 2021 р. – 4 кварталу 2022 р. із ціновим спредом до місячних контрактів у 45–78 %.

Отже, запровадження обов'язкової організованої строкової торгівлі виробленою ЕЕ зумовило зростання привабливості строкових контрактів, із ціновими трендами, які визначаються фундаментальними чинниками електроенергетики України.

Результати діагностики функціонування організованого РЕЕ в Україні можемо систематизувати у вигляді когортного аналізу за модулями та наступними періодами [14; 15]: відкриття конкурентного РЕЕ в Україні (липень 2019 р. – березень 2020 р.), пандемія Covid-19 (квітень 2020 р. – грудень 2020 р.), постпандемійне відновлення (січень 2021 р. – серпень 2021 р.), європейська енергетична криза (вересень 2021 р. – лютий 2022 р.,), початок військової агресії рф проти України (березень 2022 р. – серпень 2022 р.), І фаза енергетичного терору (вересень 2022 р. – березень 2023 р.), адаптації до війни під тиском дронових атак на енергетику (квітень 2023 р. – березень 2024 р.), ІІ фаза енергетичного терору (квітень 2024 р. – червень 2024 р.) – результати якого наведено у табл. 4.1.

У процесі когортного аналізу строкового РЕЕ за модулем обсягів і структури реалізації упродовж аналізованих фаз спостерігається суттєва трансформація як загальних обсягів торгівлі, так і її внутрішньої структури. Такі зміни були обумовлені як інституційними факторами (скасуванням механізму ПСО), так і зовнішніми шоками. Середньомісячний обсяг реалізації на

організованому РДД поступово зростав від 6,9 ТВт·год на етапі відкриття ринку до 10,5 ТВт·год у фазі пандемії та досягнув максимуму у 24,2 ТВт·год в умовах енергетичної кризи ЄС. Однак початок повномасштабної війни спричинив стрімкий обвал обсягів – до 12,5 ТВт·год, а з переходом до фаз енергетичного терору – до 4,3 ТВт·год у другій фазі, що відображає значне звуження ринку внаслідок зниження генерації, пошкодження інфраструктури та падіння попиту.

Таблиця 4.1

Еволюція організованої строкової торгівлі ЕЕ в Україні у II півріччі 2019 р.– I півріччі 2024 р.

	Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	Пандемія Covid-19	Постпандемійне відновлення	Європейська енергетична криза	Початок військової агресії рф проти України	I фаза енергетичного терору	Адаптація до війни в умовах дронового тиску	II фаза енергетичного терору
Модуль обсягів та структури торгів								
Середньомісячний обсяг продажу на організованому РДД, ТВтг	6,9	10,5	20,1	24,2	12,5	9,3	*6,4*	4,3
Частка торгів на аукціонах, %	14,7	60,0	81,3	78,5	90,2	98,3	*94,8*	85,7
Частка ПСО, %	85,3	39,5	16,7	17,3	6,1	0,0	*0,0*	0,0
Частка сесії з АДЕ, %	0,0	0,4	2,1	4,2	3,7	1,7	*5,2*	14,3
Модуль продуктового портфеля								
Частка базових продуктів, %	1,0	25,3	74,5	69,4	85,5	74,4	54,4	54,1
Частка пікових продуктів	6,2	15,8	3,1	3,7	6,1	4,5	11,0	18,0
Частка позапікових продуктів, %	7,5	19,4	4,9	3,4	0,6	3,1	11,2	7,6
Частка індивідуальних та блочно-змішаних продуктів, %	0,0	0,1	0,8	6,2	1,6	17,9	23,4	20,3
Модуль строкових контрактів								
Частка короткострокових контрактів, %	97,4	52,8	27,3	28,6	36,6	38,4	75,4	83,7
Частка середньострокових контрактів, %	2,6	47,2	69,2	50,6	21,2	26,7	20,3	12,3
Частка довгострокових контрактів, %	0,0	0,0	3,5	20,8	42,2	34,8	4,3	4,1
Модуль цінової динаміки								
Індекс базових цін РДД, грн/МВтг	920	935	2199	2007	3416	3294	3462	920
Індекс пікових цін РДД, грн/МВтг	1222	913	2513	2338	3454	3116	2289	1222
Індекс позапікових цін РДД, грн/МВтг	894	765	1198	1510	2188	2425	3142	894
Індекс короткострокових базових цін РДД, грн/МВтг	881	806	2340	1961	3913	3297	3396	881
Індекс середньострокових базових цін РДД, грн/МВтг	1042	1273	2287	2194	2492	3207	3426	1042
Індекс довгострокових базових цін РДД, грн/МВтг			1606	1645	1696	2851	2660	

Джерело: авторські розрахунки

Частка реалізації через аукціонні механізми демонструвала сталу тенденцію до зростання. Якщо у початковій фазі (2020 рік) вона становила лише 14,7 %, то вже під час пандемії досягла 60,0 %, а в подальшому утримувалася в межах 78,5–98,3 %, що вказує на переорієнтацію РДД на прозорі форми торгівлі навіть в умовах воєнного тиску. Частка ПСО демонструє протилежну динаміку: від 85,3% на старті ринку до 39,5% під час пандемії, та подальше зниження до 16,7–17,3% у фазах енергокризи. Починаючи з І фази енергетичного терору механізм товарного ПСО повністю припиняє дію. Сесії з торгівлі ЕЕ з АДЕ, що спочатку були відсутні, почали розвиватися із фази постпандемійного відновлення та досягли 14,3% у ІІ фазі енергетичного терору.

Загалом динаміка обсягів і структури реалізації відображає перехід від домінування адміністративного регулювання (ПСО) до аукціонної моделі торгівлі, що є одним із ключових індикаторів наближення до європейських принципів функціонування РЕЕ. Поступове розширення частки АДЕ у торгівлі вказує на зростання ролі декарбонізованої генерації, навіть в умовах багатофакторних ризиків і гібридної війни.

За модулем продуктового портфеля було ідентифіковано суттєві зрушення у продуктовій структурі торгівлі, що відображають реакцію ринку на зміну регуляторних умов, системних шоків і викликів енергетичної безпеки. Частка базових продуктів у загальному обсязі торгів зазнала кардинального зростання: від 1,0% на початку відкриття ринку до 25,3% у період пандемії Covid-19 та 74,5% у фазі постпандемійного відновлення. Максимальне її значення було зафіксовано на початку повномасштабної агресії рф – 85,5%, що відображає домінування стандартних контрактів у періоди загальної невизначеності. Надалі спостерігалося поступове зниження до 54,1% під час ІІ фази енерготерору.

Частка пікових продуктів мала виражену циклічну динаміку. У фазі пандемії вона зросла до 15,8%, після чого у період постпандемійного відновлення та енергетичної кризи в ЄС скоротилася до 3,1–3,7%. Однак з початком агресії рф та початком фаз енергетичного терору її значення зросло до 18,0%. Позапікові продукти у структурі торгівлі мали схожу траєкторію. Їх частка зросла у фазі пандемії до 19,4%, знизилась до 0,6% на початку вторгнення рф,

але під час дронового натиску знову зросла до 11,2%, відображаючи потребу в додатковій сегментації графіка постачання в умовах нестабільного навантаження.

Особливої динаміки зазнала частка індивідуальних і блочно-змішаних продуктів. Запроваджені під час пандемії Covid-19, вони зросли під час енергетичної кризи в ЄС до 6,2%, а надалі – до 17,9%, 23,4% та 20,3% відповідно у трьох фазах військової агресії. Це свідчить про поступове формування сегмента кастомізованої торгівлі, орієнтованої на гнучке покриття специфічних запитів учасників ринку в умовах мережевих обмежень і дефіциту регулювальної потужності.

Загалом результати аналізу підтверджують наявність фазових зрушень у продуктовій структурі строкового ринку, що відображають адаптивну реакцію ринку на трансформації середовища – від домінування базових контрактів у стабільних фазах до зростання питомої ваги пікових, позапікових та індивідуальних продуктів у кризові періоди.

Аналіз структури строкових контрактів на організованому РДД в Україні засвідчив виразні фазові зміни у перевагах учасників ринку щодо горизонтів планування та контрактування, зумовлені як зовнішніми шоками, так і внутрішніми трансформаціями енергосистеми.

Короткострокові контракти (до 1 місяця) на початковому етапі функціонування конкурентного ринку домінували – їх частка сягала 97,4%, що відповідало логіці обережного короткопланового контрактування у новій ринковій архітектурі. У фазі пандемії їх питома вага суттєво знизилася до 52,8%, а в період постпандемійного відновлення і європейської енергетичної кризи – стабілізувалася на рівні 27,3–28,6%, що свідчить про перехід до довших горизонтів контрактування в умовах очікуваної стабілізації. Проте початок повномасштабної агресії рф та перехід до фаз енергетичного терору повернули ринок до тактики короткопланового балансування – частка короткострокових контрактів знову зросла: 36,6%, 38,4%, а у фазах адаптації до дронового тиску та II фази терору – вже 75,4% та 83,7% відповідно.

Середньострокові контракти (до кварталу або півроку) стали основною

альтернативою у фазах пандемії (47,2%) та особливо в період постпандемійного відновлення (69,2%), коли учасники ринку прагнули зафіксувати ціни на середній горизонт. Їх питома вага знизилася до 21,2–26,7% у фазах початку війни та енерготерору, а у фазах адаптації та другої фази збройного тиску становила лише 20,3% та 12,3% відповідно, що свідчить про звуження попиту на середній горизонт через високу невизначеність.

Довгострокові контракти (до 1 року і більше) спостерігалися лише починаючи з періоду постпандемійного відновлення (3,5%), однак набули значної ролі на початку агресії рф (42,2%) та першої фази енергетичного терору (34,8%), коли споживачі намагалися зафіксувати безперервність постачання на тривалий період. У подальших фазах частка довгострокових контрактів зменшилася – 4,3% та 4,1%, що свідчить про небажання сторін брати довгострокові зобов'язання в умовах перманентних атак на об'єкти електроенергетичної системи України.

Загалом динаміка строкової структури ринку демонструє циклічні адаптації контрактної поведінки до глибини кризи: від переважання короткострокових угод у фазах високої невизначеності – до спроб стабілізувати умови через середньо- та довгострокове контрактування у більш передбачувані періоди. Це дозволяє трактувати строкову структуру контрактів як індикатор ризикосприйняття та довіри учасників до прогнозованості функціонування енергетичної системи.

Цінові індекси строкового РЕЕ демонструють нерівномірну динаміку з вираженими фазовими сплесками, зумовленими як внутрішніми структурними перебудовами, так і зовнішніми шоками – пандемією, енергетичною кризою, військовою агресією та масованими ударами по енергетичній інфраструктурі України. Індекс базових цін РДД у фазі запуску ринку становив 1551,5 грн/МВтг, проте вже в пандемію знизився до 919,5 грн/МВтг. Після цього відбулося коротке стабілізаційне відновлення (935,4 грн/МВтг), але в умовах європейської енергокризи спостерігалося стрімке зростання до 2198,9 грн/МВтг. Цей тренд продовжився під час початку повномасштабної війни (2006,6 грн/МВтг) і в умовах енергетичного терору сягнув пікових значень – 3462,2 грн/МВтг під час

II фази енергетичного терору.

Індекс пікових цін РДД був вищим за базовий лише в окремих фазах (пандемія – 1221,7 грн/МВтг, європейська енергетична криза – 2512,7 грн/МВтг, війна – 2338,0 грн/МВтг, енерготерор – 3454,1 грн/МВтг), однак у II фазі терору спостерігається зниження пікових цін до 2289,4 грн/МВтг, нижче базових, що свідчить про викривлення спотового профілю добового попиту через аварійність. Індекс позапікових цін демонструє поступове зростання з 765–893 грн/МВтг до 3142,1 грн/МВтг, причому найбільш виражене зростання відбулося у фазах дронових атак, коли нічне навантаження системи не знижувалося, а окремі генерації не могли гнучко реагувати на добову динаміку.

Ціни за строками контрактів також продемонстрували виразну фазову диференціацію: короткострокові базові ціни в умовах воєнного часу зростали найдинамічніше – від 806,2 грн/МВтг (2021 р.) до 3912,9 грн/МВтг (I фаза енерготерору), що свідчить про запит на негайне забезпечення поставок у пікові ризикові періоди. Середньострокові ціни були дещо нижчими, але демонстрували стабільне зростання – з 1272,7 до 3425,5 грн/МВтг, відображаючи страхування від майбутньої нестабільності. Довгострокові базові ціни сягнули піку 2850,7 грн/МВтг у фазі дронового тиску, але знизились у II фазі до 2659,5 грн/МВтг, що вказує на слабшу довіру до прогнозованості системи в довгостроковому горизонті.

Загалом цінова динаміка організованого РДД демонструє асиметричну та фазову реакцію на системні ризики, а також зміщення цінових очікувань залежно від горизонту контрактування. Зростання вартості короткострокових угод у фазах терору свідчить про високий рівень невизначеності, тоді як відносно нижчі довгострокові ціни – про ризик-фактор недовіри до стабільності системи у майбутньому.

Таким чином, можна виділити такі ключові тенденції розвитку строкової торгівлі ЕЕ в Україні: (i) різкі зміни в обсягах реалізації, пов’язані із постійними нормативними нововведеннями; (ii) постійна диверсифікація та відсутність усталеного портфеля продуктів; (iii) залежність термінів контрактів від стану електроенергетичної системи; (iv) неузгодженість пропозиції виробників ЕЕ із

попитом зі сторони споживачів; (v) формування власного цінового тренду обумовленого фундаментальними чинниками, а не встановленими ціновими обмеженнями. Пандемія Covid-19, європейська енергетична криза і війна рф проти України оголила проблему необхідності забезпечення комерційної відповідності строкової торгівлі фізичним можливостям генерації/споживання. Хоча, як показує досвід 2021 р., строкова торгівля є привабливою для продавців та покупців ЕЕ з огляду на можливість строкового планування власних надходжень та витрат, проте потребує постійного узгодження у міру наближення до фактичного моменту електропостачання. Зважаючи на вищевикладене, організація строкової торгівлі ЕЕ потребує подальших вдосконалень. Проблема узгодження строкових комерційних потоків ЕЕ із фізичними потоками в реальному часі може бути вирішена шляхом розбудови торгівлі фінансовими деривативами на ЕЕ із можливістю їх конвертації у товарні продукти.

4.2. Аналітичне забезпечення з моніторингу ринку електричної енергії країни

З метою аналітичного забезпечення організованих сегментів спотової торгівлі ЕЕ (РДН, ВДР та БР) розроблено модульну аналітичну модель, яка базується на структурованому аналізі ключових характеристик сегментів за сегментами РЕЕ, яка містить 4 функціонально-взаємопов’язані модулі, що дозволяють здійснювати комплексну оцінку динаміки торгів, продуктової диверсифікації, ринкової рівноваги, цінової динаміки та цінових профілів під впливом фундаментальних і регуляторних чинників, та системних шоків (табл. 4.2). На відміну від традиційних підходів, така модель враховує погодинну деталізацію та продуктові трансформації, забезпечуючи підвищену чутливість діагностики до змін у ринковому середовищі та функціонуванні електроенергетичної систем [15].

У цьому дослідженні ця модель апробована для 8 періодів, протягом перших 5 років функціонування РЕЕ в Україні, а саме [16]: відкриття

конкурентного РЕЕ (ІІ півріччя 2019 – І квартал 2020 р.), пандемія Covid-19 (ІІ квартал – ІV квартал 2020 р.), постпандемійне відновлення (січень-серпень 2021 р.), європейська енергетична криза (вересень 2021 р. – лютий 2022 р.), початок повномасштабної війни РФ проти України (березень – серпень 2022 р.), І фаза енергетичного терору (вересень 2022 – березень 2023 р.), адаптація до воєнного стану та дронових атак (квітень 2023 р. – березень 2024 р.), І фаза енергетичного терору (квітень– червень 2024 р.).

Таблиця 4.2

Структура модульної аналітичної моделі спотових сегментів РЕЕ

Модуль	Функціональне призначення	Ключові параметри
Модуль обсягів торгів за часовою динамікою	Визначення фазових змін місткості за сегментами ринку під впливом різних чинників	Фізичні та вартісні обсяги, частка сегмента у структурі РЕЕ, темпи змін під впливом різних чинників
Модуль продуктової диверсифікації	Оцінка трансформації структури торгів за продуктами (режимами навантаження)	Частка пікових, позапікових та напівпікових годин у загальних обсягах та вартості торгів
Модуль ринкової рівноваги	Аналіз співвідношення попиту й пропозиції та рівня конкуренції	Динаміка та співвідношення заявлених до акцептованих обсягів; погодинні профілі попиту/пропозиції; фазові зрушення ринкової напруги
Модуль цінової динаміки та профілів	Діагностика цінового тиску, волатильності та ефективності цінових обмежень	Індекси базових, пікових, позапікових, напівпікових цін; співвідношення фактичних і граничних цін у погодинному розрізі

Джерело: розроблено автором

Вихідними даними для апробації цього аналітичного забезпечення стали дані АТ «Оператор ринку» для сегментів РДН та ВДР [12], а також ПРАТ «НЕК Укренерго» для БР [13] за ІІ півріччя 2019 р. – І півріччя 2024 р.

Ринок на добу наперед (РДН) є організованим спотовим сегментом РЕЕ, який функціонує у формі двосторонніх «залпових» аукціонів за маржинальним методом ціноутворення. Означене обумовлює недискримінаційну торгівлю ЕЕ, оскільки всі продавці отримують, а покупці сплачують рівноважну ціну для кожної години її постачання на добу наперед. Це дозволяє вважати РДН індикативним сегментом РЕЕ щодо інших. Особливостями функціонування РДН в Україні є жорсткі регуляторні обмеження: гранична нижня межа обов’язкового

місячного обсягу продажу ЕЕ виробникам та імпортерам не менше 10 %; граничні ціни – прайс-кепи (тимчасові мінімальні та / або максимальні цінові обмеження), які встановлюються та змінюються енергетичним регулятором (табл. 2.11 Розділу 2).

За 5 років функціонування РДН в Україні на ньому було продано 136 ТВтг ЕЕ на 13,9 Квадр грн (рис. 4.11).

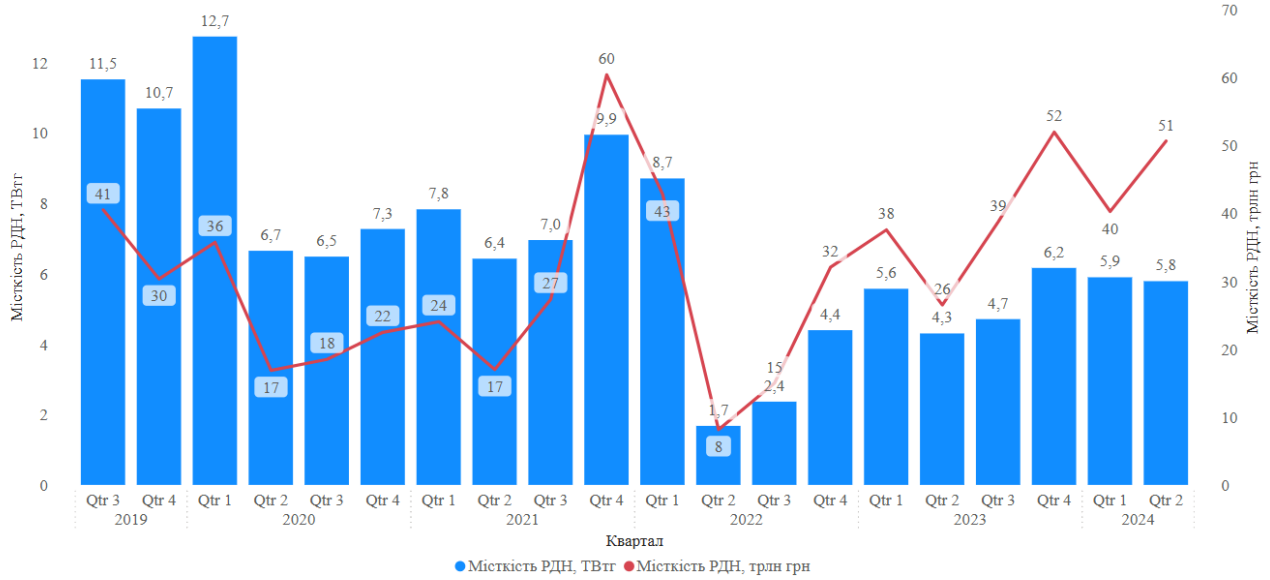


Рис. 4.11. **Динаміка акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН України у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

Динаміка торгівлі на РДН засвідчує значну його варіабельність залежно від стану електроенергетичної системи, соціально-економічного положення в країні та регуляторних обмежень. На старті нової моделі РЕЕ в Україні (липень 2019 р. – березень 2020 р.) фіксувалися найвищі місячні обсяги торгів ЕЕ на РДН – в середньому 4 ТВтг/міс., та за цей період було продано 34,9 ТВтг ЕЕ на суму 35,6 трлн грн. Із 18.09.2019 по 04.12.2019 було надано дозвіл на імпорт ЕЕ з країн, що не є членами Енергетичного співтовариства (рф та рб) на РДД та БР, яке обумовило скорочення обсягів торгів на РДН у жовтні-листопаді 2019 р. (п. 8 ст. 67 Закону України «Про РЕЕ» було виключено [11]). Як наслідок, обсяг торгів на РДН знизився у жовтні 2019 р. до 3,2 ТВтг. Згодом було введено постійний мораторій на імпорт ЕЕ з рф та рб на РДД та БР, що спонукало до зростання обсягів торгів на РДН у грудні 2019 р. – березні 2020 р. У січні 2020 р. обсяг

торгів на РДН досяг історичного максимуму в 5,0 ТВтг.

Пандемія Covid-19 в Україні у 2 кварталі 2020 р. різко скоротила обсяги електроспоживання в Україні та відповідно знизила місячну місткість РДН до 1,9 ТВтг у червні цього року. Загалом у цей період середньомісячний фізичний обсяг торгів становив 2,3 ТВг, а вартісний – 2.14 трлн грн. Поступова адаптація до ковідних обмежень та підняття прайс-кепів для позапікових годин навантаження дозволили відновити обсяги торгів на РДН у ІІ півріччі 2020 р., із 2,1 ТВтг у липні до 2,5 ТВтг у грудні цього року. Всього у 2020 р. на РДН було продано 33,1 ТВтг ЕЕ на суму 374 трлн грн.

У І півріччі 2021 р. місячна місткість РДН коливалася в ковідному діапазоні 1,9–2,7 ТВтг, що демонструвало поступове відновлення ринку. У ІІ півріччі 2021 р. в Європі розгорталася енергетична криза: різкий стрибок цін на енергоресурси та викиди CO_2 спонукав до зростання цін ЕЕ. У відповідь на кризу у серпні 2021 р. НКРЕКП були затверджені нові прайс-кепи для РДН України, що спонукало до підвищення привабливості цього сегмента РЕЕ (оскільки електроенергетика України була атомно-вугільною, а не газоорієнтованою). Відповідно обсяги торгів на РДН України зросли із 2,3 ТВтг у липні до 4,2 ТВтг у грудні цього року. Відповідні тенденції збереглися і у січні-лютому 2022 р. – 4,4 ТВтг та 3,1 ТВтг, із вартісними показниками 8,6 трлн грн та 4,1 трлн грн відповідно. Загалом у період європейської енергетичної кризи (вересень 2021 р. – лютий 2022 р.) середньомісячний обсяг склав 3.3 ТВг/міс., а середня вартість зросла до 6.1 трлн грн/міс. Всього у 2021 р. на РДН України було продано 31,2 ТВтг ЕЕ на суму 490 трлн грн.

Повномасштабна агресія рф проти України різко «обвалила» місткість РДН, торги на якому скоротилися із 1,2 ТВтг у березні до 0,4 ТВтг у червні 2022 р. Для стабілізації роботи РДН із 28.02.2022 р. були запроваджені нижні прайс-кепи. Адаптація до функціонування економіки в умовах воєнного стану дозволила збільшити обсяги торгів із 0,7 ТВтг у липні до 0,9 ТВтг у вересні 2022 р. Розпочата І фаза російського енергетичного терору із вересня 2022 р. підвищила привабливість спотової торгівлі ЕЕ (відбулося перетікання обсягів торгівлі із РДД), і місячна місткість РДН коливалася у діапазоні 1,4–1,6 ТВт/міс. протягом 4

кв. 2022 р. Всього у 2022 р. було продано на РДН 17,1 ТВтг ЕЕ на суму 401 трлн грн, що склало лише 55 % від довоєнного рівня 2021 р.

Протягом 2023 р. обсяг торгів на РДН коливався у діапазоні 1,3 ТВтг/міс. (вересень) – 1,7 ТВт/міс. (липень), демонструючи адаптацію ринку та функціонування ринку в умовах постійних безпекових загроз. У 2023 р. верхні прайс-кепи на ЕЕ зростали двічі (30.06.2023 та 30.11.2023) та були диференційовані за режимами її постачання: позапіковий, напівпіковий та піковий. Всього у 2023 р. на РДН було продано 20,8 ТВтг ЕЕ на суму 613 трлн грн.

У І півріччі 2024 р. обсяг торгів на РДН України, незважаючи на ІІ фазу російського енергетичного терору, за квітень-червень 2024 р. коливався на рівні 1.8-2.0 ТВТг/міс., а вартість за ці місяці зросла із 4,1 трлн грн у квітні до 7,1 трлн грн у червні цього року. Всього у І півріччі 2024 р. було продано 11,7 ТВтг ЕЕ, що становить 52 % від старту нової моделі РЕЕ в Україні та 81 % від відповідного періоду довоєнного 2021 р.

Таким чином, динаміка РДН в Україні у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. демонструвала його чутливість до ендогенних та екзогенних чинників та водночас засвідчила його ключову роль як адаптивного ринкового механізму у балансуванні попиту та пропозиції.

Диференційовані прайс-кепи за режимами навантаження обумовлювали диверсифікацію продуктів на РДН (рис. 4.12).

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні торги на РДН мали співвідношення 65% пікових (8-23) до 35% позапікових (24-7) обсягів купівлі-продажу, а за вартістю це співвідношення становило 87% до 13%. Поступово частка позапікових обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН скорочувалася. Навіть підняття цінових обмежень для позапікових продуктів (на 28% з 31.07.2020 та ще на 63% з 01.08.2021) не підвищило їх комерційну привабливість. Під час пандемії Covid-19 частка позапікового режиму скоротилася в середньому до 29 % за фізичним обсягом та 11 % за вартістю, внаслідок зниження пропозицій ЕЕ за непривабливими для виробників цінами. У період постпандемійного відновлення структура залишається відносно

стабільною, з переважанням пікового режиму (в середньому 72% за обсягом та 90% за вартістю), що свідчить про стабілізацію ринкових умов без значних змін у добовому профілі споживання.

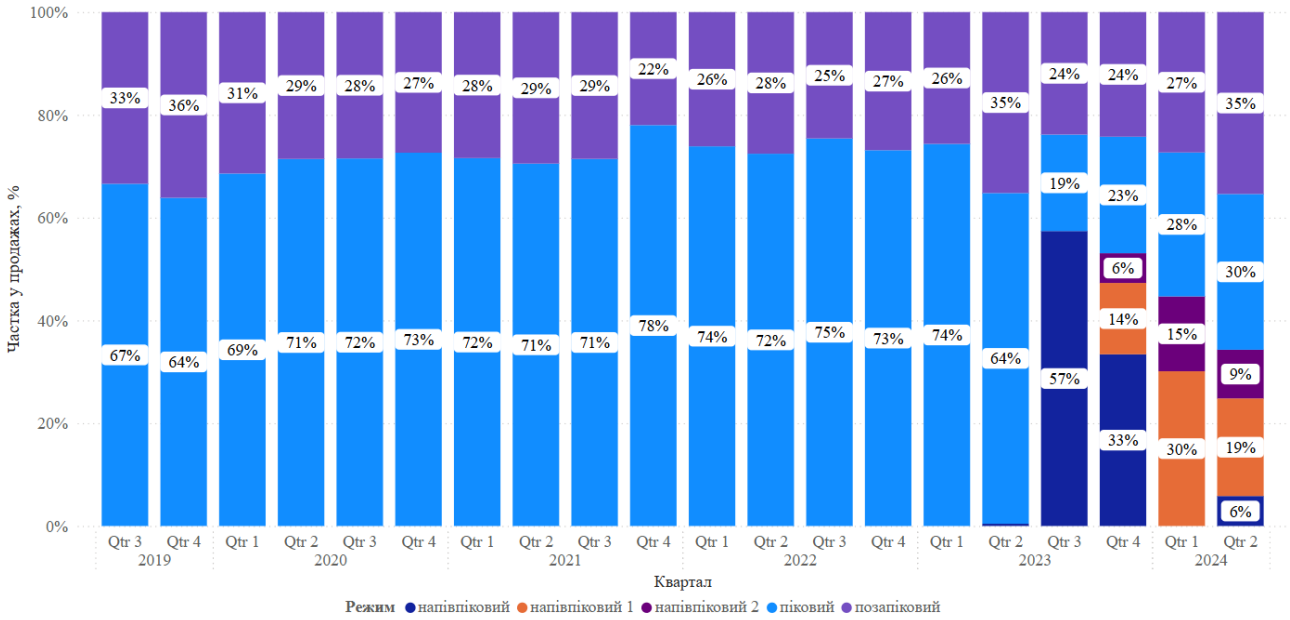


Рис. 4.12. **Структура акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН України за режимами навантаження у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

Протягом європейської енергетичної кризи спостерігалося подальше збільшення частки продуктів пікового режиму навантаження (в середньому до 76 % за обсягом та 93% за вартістю) внаслідок перегляду верхніх прайс-кепів та підвищення комерційної привабливості продуктів пікового навантаження. Натомість, незважаючи на підняття верхніх прайс-кепів, продукти позапікового режиму навантаження залишалися низько комерційно привабливими та, зокрема, у 4 кварталі 2021 р. їх частка у структурі купівлі-продажу на РДН скоротилася до 22% у фізичному вираженні та 5% – у вартісному.

Військова агресія РФ проти України різко скоротила обсяги торгів ЕЕ пікового навантаження. У 4 кв. 2022 р. вони впали на 47% порівняно з аналогічним періодом минулого року, тоді як позапікові обсяги знизилися лише на 36%. Це призвело до зростання частки торгів позапіковими продуктами у діапазоні 25–28% у 1 кв.2022 р. – 1 кв. 2023 р. Частка пікового режиму залишалася високою (в середньому 73 % за обсягом та 91 % за вартістю), але

зросла частка продуктів позапікового навантаження (в середньому до 27% та 10% за вартістю).

Завершення І фази енергетичного терору та опалювального періоду 2022 / 2023 рр. спонукало до скорочення обсягів торгів ЕЕ пікового навантаження на 32% та зростання частки торгів ЕЕ продуктами позапікового навантаження до 35%. У 3 кв. 2023 р. з пікового режиму навантаження (7-23) було виокремлено напівпіковий режим (7-19). Відповідно, структура торгів на РНД встановилася у такому співвідношенні: 24% / 57% / 19% для позапікового, напівпікового та пікового режимів навантаження. З грудня 2023 р. по травень 2024 р. було виокремлено декілька режимів напівпікового навантаження. 1-й напівпік включав ранковий набір навантаження (7-8) та денне навантаження з генерацією на ВДЕ (11-17), а 2-й напівпік співвідносився з генерацією з низькою часткою ВДЕ (8-11). Початок пікового режиму навантаження було також перенесено на 17 годину. За таких режимних умов структура торгів на РДН коливалася в діапазоні: позапік – 23–29%, 1-й напівпік – 28–34%, 2-й напівпік – 14% та пік – 28–30%. У цей період відбувається помітна диверсифікація, що свідчить про адаптацію РДН до нових реалій, де пошкодження генеруючих потужностей та інфраструктури змушують перерозподіляти навантаження між добовими періодами, а також про зростання значущості напівпікових годин для забезпечення стабільності електроенергетичної системи.

У ІІ фазі енергетичного терору спостерігається подальша трансформація структури. Частка пікового режиму в середньому становить 32% за обсягом та 43% за вартістю, напівпікового – 32 % та 21% відповідно, а позапікового – в 36% за обома показниками. У червні 2024 р., через суттєві руйнування генеруючих потужностей, які призводять до викривлення звичного добового профілю навантаження, в структурі торгів на РДН відбулися істотні зміни: по-перше, до позапікового періоду було віднесено навантаження із генерацією на ВДЕ (11-17) та, по-друге, до напівпікового режиму навантаження віднесено позапіковий період із 23 до 24 год. Отже, структура торгів набула такого співвідношення: піковий період – 32% за обсягом та 39% за вартістю, позапіковий – 51% та 48% відповідно, напівпіковий – 17% та 13% відповідно

Таким чином, у продуктовому портфелі РДН спостерігалося домінування пікового режиму. Однак внаслідок повномасштабної агресії та енергетичного терору відбулася диференціація продуктів за режимами навантаження та пов'язаних з ними цінових обмежень. Спроби та експерименти із режимами навантаження диференціювали структуру РДН за обсягами та вартістю, обумовивши їх перетікання із пікових до позапікових годин навантаження. Виділення напівпікових годин та врахування генерації на ВДЕ дозволило більш гнучко адаптувати ринок до змінних умов споживання та генерації ЕЕ.

За маржинальним методом ціноутворення на РДН акцептуються лише частина заявлених обсягів продажу та заявлених обсягів купівлі ЕЕ. Динаміка співвідношення заявлених обсягів продажу до купівлі ЕЕ наочно демонструє високу чутливість РДН до макроекономічних та геополітичних шоків (рис. 4.13).

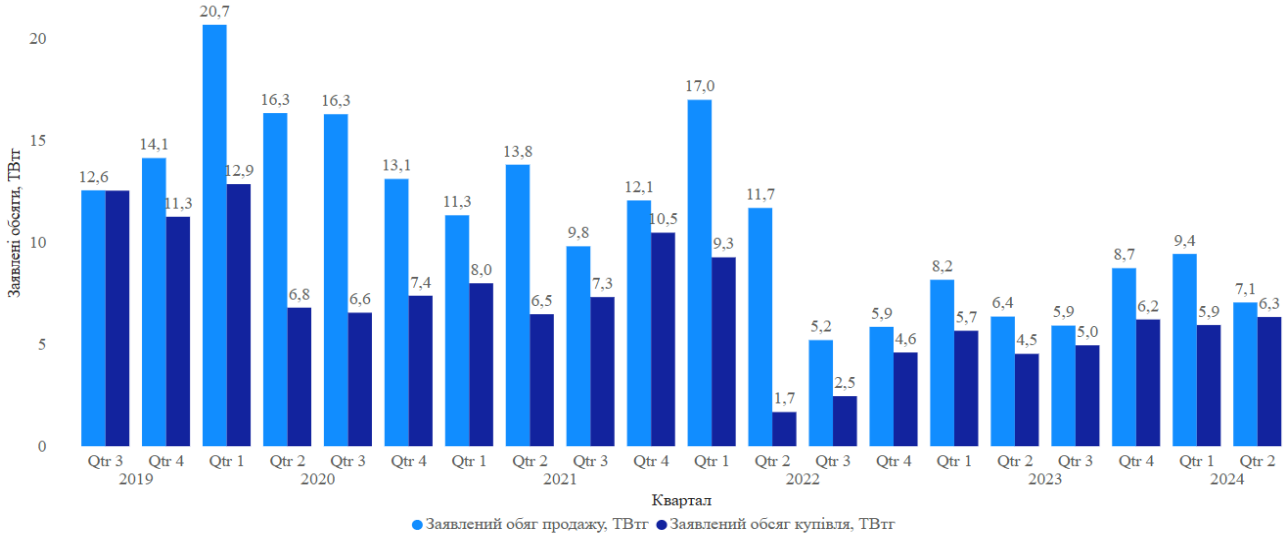


Рис. 4.13. **Динаміка заявлених обсягів купівлі-продажу ЕЕ на РДН України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

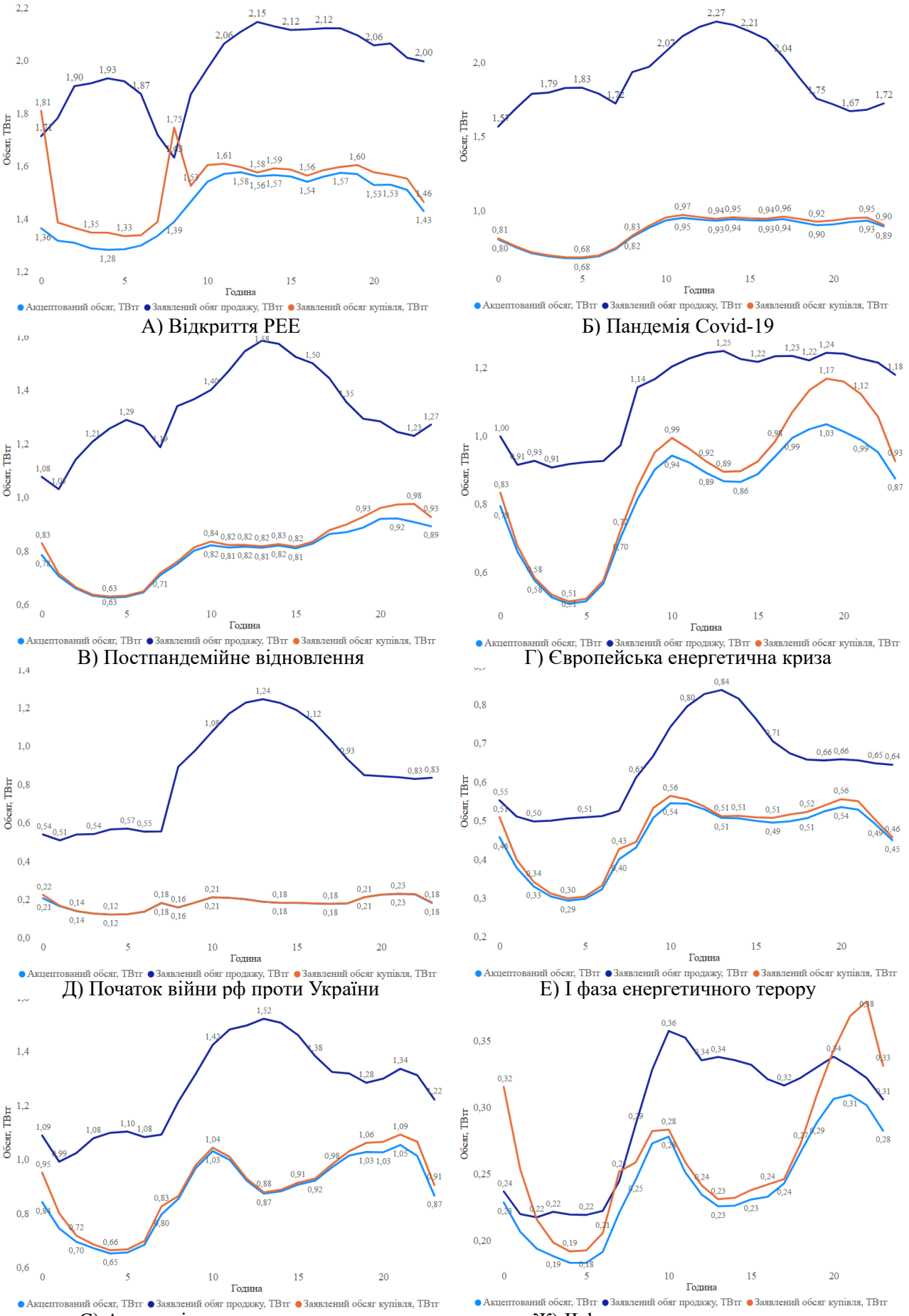
На початковому етапі функціонування РДН в Україні середньомісячне співвідношення заявлених обсягів становило близько 120 %. У серпні 2019 р. було зафіксовано найнижче значення за весь період аналізу (98%), що свідчить про дефіцитний баланс між попитом та пропозицією. У період пандемії Covid-19 середньомісячне співвідношення зросло до приблизно 210%, що було обумовлено зниженням споживання ЕЕ внаслідок локдаунів та карантинних обмежень. У період постпандемійного відновлення середнє співвідношення знизилось до 176 %, але залишалось вищим за допандемійний рівень. Під час

європейської енергетичної кризи середнє співвідношення знизилося до 129 %, що свідчить про відносно збалансований ринок під натиском зростання цін на енергоносії в Європі та цінових обмежень в Україні.

Початок військової агресії РФ проти України відзначився критичним і безпрецедентним стрибком співвідношення до середнього значення у 411 %. Особливо виділяються квітень (833%), травень (547%) та червень (636%) 2022 р., що було викликано різким падінням споживання ЕЕ через окупацію та руйнування енергетичної інфраструктури, масову міграцію та зупинку підприємств. Протягом І фази енергетичного терору середнє співвідношення значно знизилося до 140 % через зниження заявлених обсягів продажу унаслідок пошкодження генеруючих потужностей. Незважаючи на припинення І фази енергетичного терору, в умовах зниженого попиту на ЕЕ, це співвідношення залишалося відносно стабільним на рівні 140 %. У період ІІ фази енергетичного терору спостерігається подальше значне зниження середнього співвідношення до 112 %. Особливо критичним був травень 2024 року із співвідношенням 100%, що є наслідком наймасштабніших руйнувань генерації, які призвели до скорочення заявлених обсягів продажу та дефіциту потужностей.

Ринкову рівновагу на РДН можна дослідити за співвідношенням заявлених до акцептованих обсягів, що відображає динаміку балансу попиту та пропозиції під впливом значних економічних та геополітичних трансформацій. На рис. 4.14 наведено узагальнені графіки погодинних обсягів купівлі-продажу ЕЕ у ІІ півріччі 2019 – І півріччі 2024 р.

На етапі відкриття конкурентного РЕЕ спостерігався загальний профіцит пропозиції (136%) та низький дефіцит попиту (105%). Профіцит пропозиції був найбільш вираженим у позапікові години (до 151%), тоді як дефіцит попиту, хоча і низький в цілому, був відносно вищим на початку доби (до 133%). Ці тенденції відображають початковий етап становлення РДН в Україні, коли учасники шукали ринкову рівновагу між попитом та пропозицією. Під час пандемії Covid-19 спостерігалося різке зростання профіциту пропозиції (до 224%), що було наслідком зменшення промислового споживання та загальної економічної активності через локдауни, що призвело до надлишкової пропозиції ЕЕ.



А) Відкриття РЕЕ

Б) Пандемія Covid-19

В) Постпандемійне відновлення

Г) Європейська енергетична криза

Д) Початок війни рф проти України

Е) І фаза енергетичного терору

Є) Адаптація до воєнного стану

Ж) ІІ фаза енергетичного терору

Рис. 4.14. **Погодинні профілі РДН у ІІ півріччі 2019- І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

При цьому весь попит на РДН був задоволений, лише 2% заявок попиту не було акцептовано на РДН. На етапі постпандемійного відновлення спостерігався дещо менший профіцит пропозиції (168%) через поступове відновлення економічної активності за наявності надлишкової генерації. Попит залишався повністю задоволеним (102%), вказуючи на ефективне забезпечення потреб споживачів. Найбільший профіцит пропозиції спостерігався в позапікові години (до 205%) та в денні пікові години (до 195%).

У період розгортання європейської енергетичної кризи спостерігався профіцит пропозиції, який був зменшений до 136%, що свідчило про загальне напруження на РДН хоча і при підвищених цінових обмеженнях. Дефіцит попиту залишався незначним (106%). Найбільший профіцит пропозиції традиційно спостерігався у нічні та ранкові години (до 181%), дефіцит попиту – у вечірні (до 114 %).

На початковому етапі військової агресії РФ проти України спостерігався катастрофічний профіцит пропозиції (до 478%), що є прямим наслідком різкого падіння споживання ЕЕ, який був особливо виражений у денні години (до 672%). При цьому всі заявки на купівлю ЕЕ були акцептовані на РДН (співвідношення до акцептованих обсягів склало лише 101%).

Протягом І фази енергетичного терору спостерігалося зменшення профіциту пропозиції (142%) через пошкодження генеруючих потужностей. Дефіцит попиту залишався незначним (103%), найбільший дефіцит попиту мав місце о 7 годині (107 %) та 24 годині (111 %) при переході із пікових на позапікові продукти та навпаки. Найбільший профіцит пропозиції традиційно спостерігався у позапікові години (до 172%) та у денні години (до 165%) через активну участь ВДЕ.

Майже такі ж тенденції залишилася і усю решту 2023 р. по припиненню масованих атак на енергетичну інфраструктуру України: профіцит пропозиції у середньому 144%) та дефіцит попиту – у середньому 103%.

Під час ІІ фази енергетичного терору середній профіцит пропозиції на РДН знизився до 122%, особливо критичними стали вечірні пікові (21-23 години) та нічні позапікові години доби, коли профіцит пропозиції коливався в межах 104-

108%, відповідно в ці години фіксувався і найвищий дефіцит попиту в межах 117–138%. Проте протягом денних годин мав місце значний профіцит пропозиції у межах 120–150% при майже повному задоволенні попиту (надлишок коливався в межах 102–104%). Що стало наслідком розбалансування РДН через значні руйнування великої генерації в Україні.

Загалом РДН в Україні еволюціонував під впливом зовнішніх і внутрішніх шоків від помірного до стрімкого профіциту та згодом до критичного дисбалансу в періоди повномасштабної війни, вимагаючи постійної адаптації всіх учасників.

Аналіз еволюції цінових індексів РДН включає розрахунок та відстеження індексів базових, пікових, позапікових та напівпікових цін, які дозволяють виявити ключові тенденції на фундаментальні чинники впливу та системні шоки (рис. 4.15).

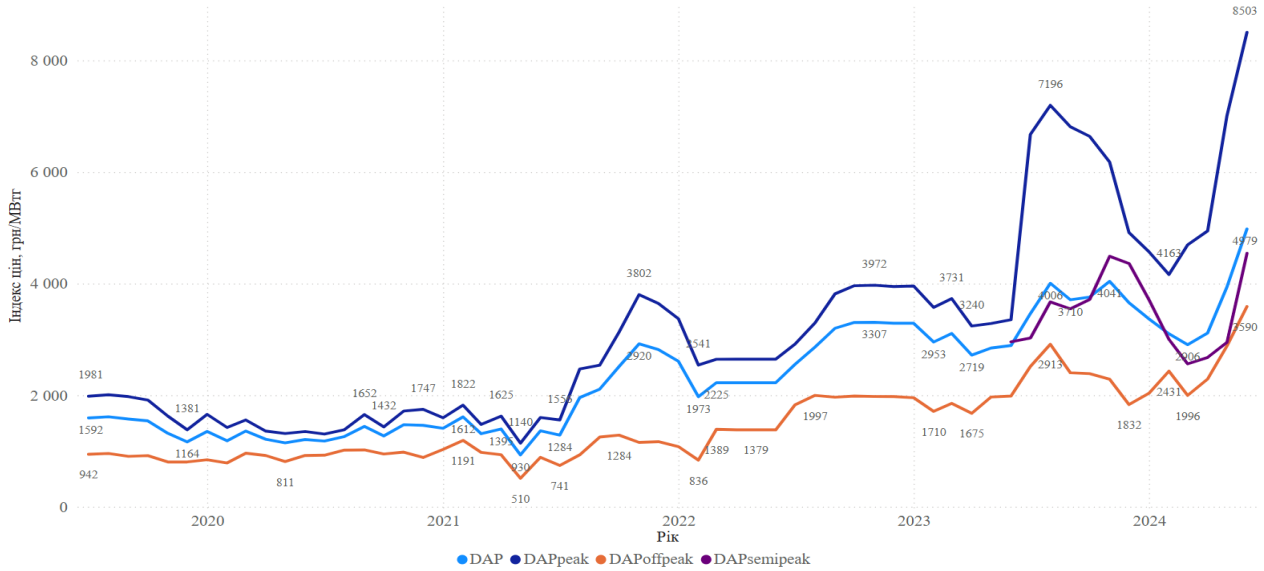


Рис. 4.15. **Динаміка індексів цін РДН України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

На етапі відкриття конкурентного РДН в Україні, він характеризувався помірною ціновою динамікою: середній індекс базових цін становив близько 1437,5 грн/МВтг, тоді як індекс пікових цін сягав приблизно 1723,6 грн/МВтг, а позапікових – 889,6 грн/МВтг. Пандемія Covid-19 зумовила помітне зниження цін через розбалансування між ринковим попитом та пропозицією: середній індекс базових цін скоротився до близько 1297,7 грн/МВтг (із мінімумом 1146,34

грн/МВтг у травні 2020 р.), а пікових цін – до 1494,4 грн/МВтг. Водночас індекс позапікових демонстрував зростання до 917,7 грн/МВтг, що відображало дефіцит позапікової пропозиції навіть при зниженні споживчого навантаження в електроенергетичній системі.

У період постпандемійного відновлення РДН спостерігалося зростання цін: на 26 % за індексом базових цін та 30 % за індексом пікових цін, тоді як позапікові ціни продемонстрували деяке зниження – на 1,5 %, вказуючи на поступове збалансування попиту та пропозиції на РДН.

Період європейської енергетичної кризи відзначився безпрецедентним зростанням усіх цінових індексів через підняття верхніх цінових обмежень для пікових цін до 4000 грн/МВтг та позапікових цін до 2000 грн/МВтг. Середній індекс базових сягнув близько 2700,7 грн/МВтг, пікових – 3479,2 грн/МВтг, а позапікових – 1170,2 грн/МВтг.

На початку військової агресії рф проти України, на відміну від фізичних обсягів торгівлі, ціни на РДН не зазнали пропорційного скорочення. Для запобігання ринковому колапсу енергетичним регулятором були встановлені нижні цінові обмеження на рівні 2646,25 грн/МВтг для пікових та 1378,97 грн/МВтг для позапікових цін. Це дозволило утримати індекс базових цін на рівні 2315,9 грн/МВтг, пікових – 2744,3 грн/МВтг, та позапікових – 1500,4 грн/МВтг.

І фаза енергетичного терору характеризувалася продовженням стабільного та значного зростання цін: середній індекс базових цін сягнув 3179,8 грн/МВтг (з максимальним значеннями 3289,12 грн/МВтг у січні 2023 р.), пікових – 3802,0 грн/МВтг (з рекордним значенням у 3971,74 грн/МВтг у листопаді 2022 р.), а позапікових – 1910,2 грн/МВтг. Це відображало нарастаючий дефіцит пропозиції, зростання витрат на генерацію та імпорт, а також на ефективність механізмів цінової підтримки виробників ЕЕ в умовах війни.

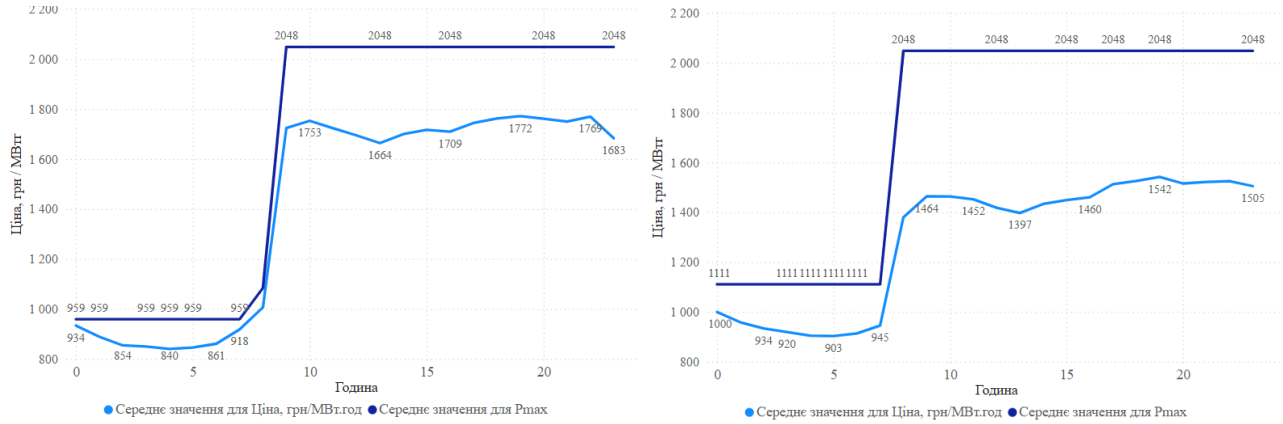
По припиненню І фази енергетичного терору РДН почав адаптуватися до нових умов та було проведено двічі підняття цінових обмежень (30.06.2023 та 30.11.2023), диференційованих за годинами доби. Середній індекс базових сягнув 3416,2 грн/МВтг, пікових– 5085,5 грн/, а позапікових – 2182,7 грн/МВтг. З червня 2023 р. було виокремлено напівпікові продукти (8-19, згодом 8-17 година

доби), середнє значення якого за цей період склало 3581,8 грн/МВтг.

Після руйнації генеруючих потужностей під час ІІ фази енергетичного терору відбулося нове підняття верхніх прайс-кепів із 01.06.2024 р., що позначилося на безпрецедентному зростанні усіх цінових індексів РДН: індекс базових цін досяг 4979,27 грн/МВтг, пікових – 8503,24 грн /МВтг, позапікових – 3589,79 грн/МВтг та напівпікових 4545,25 грн /МВтг у червні 2024 р. Значний дефіцит генеруючих потужностей, збільшення залежності від імпорту ЕЕ та високі військові ризики вимагали пристосування РДН до роботи в нових реаліях.

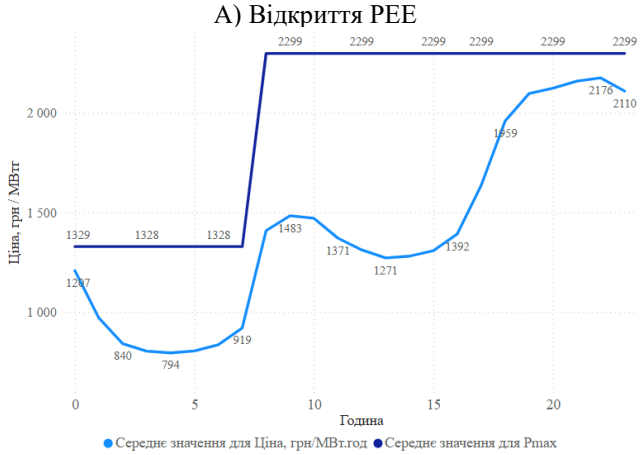
Еволюція цінових профілів РДН за годинами навантаження відображає динамічну адаптацію РДН до низки фундаментальних шоків (рис. 4.16). На етапі відкриття РЕЕ в Україні ціновий профіль РДН демонстрував чітку реакцію на цінові обмеження, встановлені енергетичним регулятором. Найбільш наближеними до встановлених прайс-кепів були продукти позапікового навантаження (0-8 год), ціни за якими коливалися у співвідношенні до граничної ціни в діапазоні 88–97%, що свідчило про дефіцит пропозиції та неготовність системи до ефективного балансування в ці години. Водночас відносно нижче співвідношення фактичних до граничних цін мало місце в пікові години (9-23 год), у діапазоні 81–86%, що вказувало на започаткування конкуренції між продавцями ЕЕ на РДН.

У період пандемії Covid-19 ціновий профіль РДН відображав загальне зниження цінового тиску порівняно з етапом відкриття РЕЕ, що було наслідком зменшення економічної активності та попиту. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді хоча дещо знизилося порівняно із початковим періодом, але залишалося відносно високим, у діапазоні 81–90 %. Водночас у піковому періоді спостерігалися значні коливання, у діапазоні 67–75 %, в умовах посилення конкуренції між продавцями ЕЕ та наявності суттєвого запасу потужностей в електроенергетичній системі.

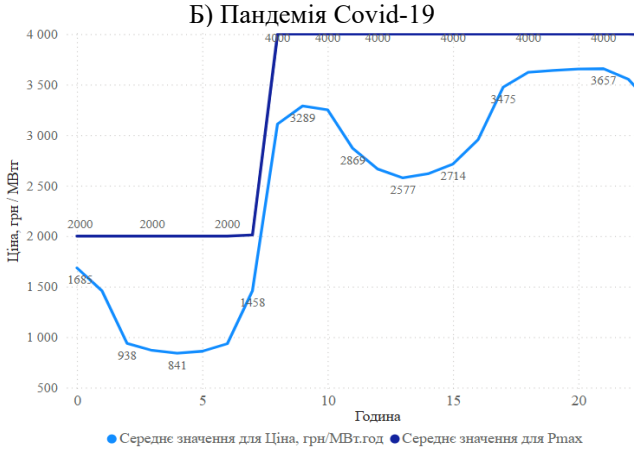


А) Відкриття РЕЕ

Б) Пандемія Covid-19



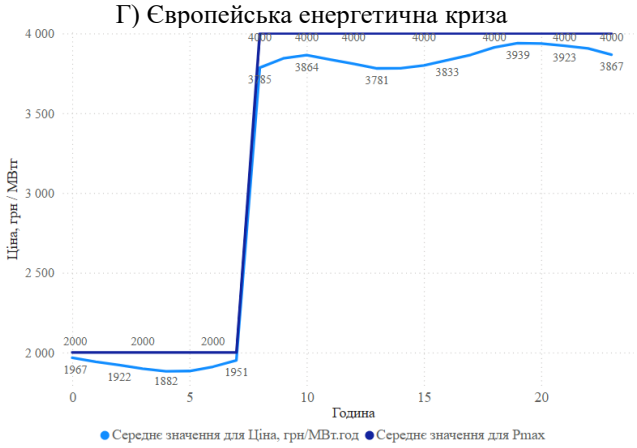
В) Постпандемійне відновлення



Г) Європейська енергетична криза



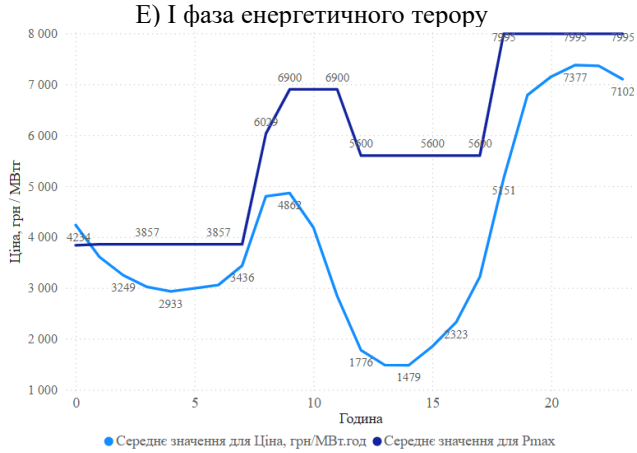
Д) Початок війни рф проти України



Е) І фаза енергетичного терору



Є) Адаптація до воєнного стану



Ж) ІІ фаза енергетичного терору

Рис. 4.16.**Цінові профілі РДН за годинами навантаження у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р**.

Джерело: побудовано автором за [12]

Ціновий профіль РДН для періоду постпандемійного відновлення має яскраво виражений "U-подібний" профіль, із провалом у денні години та зростанням у вечірній пік, що демонструє значну цінову волатильність залежно від погодинної кон'юнктури ринку. На цьому етапі зростає конкуренція за продукти позапікового режиму навантаження, діапазон коливань за співвідношенням фактичних до граничних цін становить 60–91%, при цьому найнижчі значення (60–61%) припадають на години 3–5. Натомість для пікових продуктів конкуренція посилюється в денні години (8–17 години), у діапазоні 55–71% до граничної ціни, тоді як у вечірні години (18–23 години), навпаки, звужується у діапазоні 85–95%, що свідчить про наростання дефіциту пропозиції для задоволення наростаючого попиту в ці години.

"U-подібний" ціновий профіль зберігся і на етапі європейської енергетичної кризи, але відображав значне зростання цінового тиску, порівняно з попередніми періодами. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді (0-7 години) мало найбільше коливання – від 42 % о 4 години ранку до 84 % о 24 години. Водночас у піковому періоді спостерігалося суттєве наближення цін до встановлених прайс-кепів, особливо у вечірні години (18–21 год), де співвідношення сягало 91%, що стало наслідком вираженого дефіциту та змушувало ринок працювати майже на межі цінових обмежень.

На початку військової агресії рф проти України ціновий профіль РДН відображав збереження значного цінового тиску, що було наслідком шокового впливу війни та встановлених нижніх цінових обмежень. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді залишалося стабільно високим, у діапазоні 78–79%, що свідчить про загальну напругу в системі. Також у піковому періоді спостерігалося посилення цінового тиску у денні години до 67% (9–17) та у вечірні години – до 75%, що свідчить про функціонування ринку в умовах значних викликів, де ціноутворення відображало високі ризики та обмеженість попиту.

Під час І фази енергетичного терору ціновий профіль РДН відображав безпрецедентне зростання цінового тиску, що виражено було у критичному

наближенні фактичних цін до встановлених прайс-кепів протягом майже всієї доби. Співвідношення фактичних до граничних цін сягало 94–98%, незалежно від години навантаження, що було викликано гострим дефіцитом пропозиції та надзвичайне напруження в електроенергетичній системі під масованими атаками.

По завершенню І фази енергетичного терору, на етапі адаптації до дронових атак, ціновий профіль РДН відображав продовження високого цінового тиску, але з помітною зміною структури у зв'язку із виділенням напівпікового періоду. Співвідношення фактичних до граничних цін у позапіковому періоді (0-7 години) коливалося у діапазоні 70-91%. Напівпіковий період (8-19 години) демонстрував значний діапазон співвідношень (50–85%), що свідчило про гнучкість ринку та активну роль ВДЕ. У піковому періоді (19-23 години) фактичні ціни коливалися у діапазоні 72–85%.

На етапі ІІ фази енергетичного терору ціновий профіль РДН відображав вкрай напружену та хаотичну ситуацію на РДН. З одного боку, спостерігалися пробої прайс-кепів (1 години) та значне наближення до них у позапікові та пікові години через надзвичайну ситуацію на РЕЕ України. З іншого боку, у напівпіковий період (8-19 години) фіксувалися аномально низькі співвідношення (26–33%) як наслідок інтенсивної роботи ВДЕ та розподіленої генерації.

Загалом динаміка цінових профілів на РДН протягом аналізованих періодів свідчить про постійне зростання цінового тиску та адаптацію ринку до надзвичайних викликів, де ціноутворення все більше відображає дефіцит пропозиції та обмеження в енергосистемі України.

Отже, РДН України зазнав глибоких трансформацій. Однак, незважаючи на багатофакторний тиск, він продемонстрував високу адаптивність, зберігши індикативну функцію і забезпечивши торгову платформу навіть в умовах найгострішої нестабільності. Проте ситуація із 2024 р. свідчить про розбалансування його ринкової рівноваги.

Внутрішньодобовий ринок (ВДР) є другим спотовим сегментом РЕЕ, на якому торгується ЕЕ впродовж доби постачання та який функціонує у формі

двосторонніх безперервних аукціонів із заявленим методом ціноутворення, та закривається за годину до її фізичної поставки. Означене зумовлює, що у міру узгодження заявок-попиту та заявок-пропозиції покупці можуть отримати мінімальну, а продавці максимальну заявлену ціну ЕЕ. Функціонує ВДР в Україні за єдиними ціновими обмеженнями із РДН.

За 5 років функціонування ВДР в Україні на ньому було продано 17 ТВтг ЕЕ на 1,7 Квадр грн (рис. 4.17).

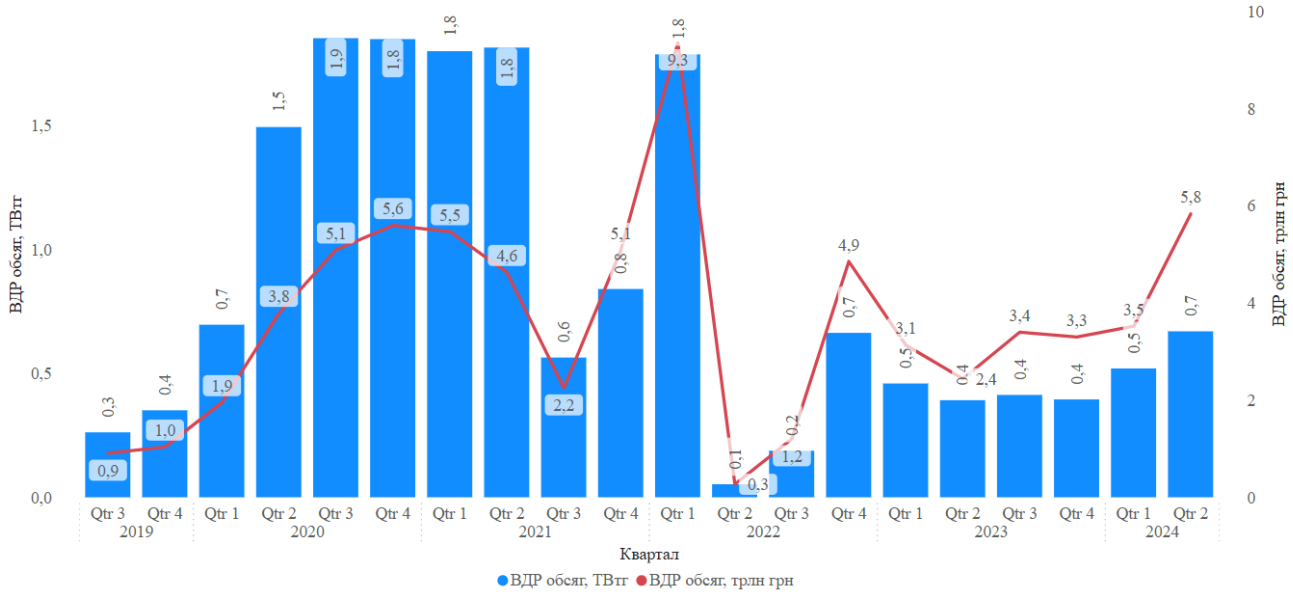


Рис. 4.17. **Динаміка акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на ВДР України у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ обсяги торгів на ВДР зросли із 0.1 ТВтг (липень 2019 р.) до 0.4 ТВтг (березень 2020 р.), що свідчило про поступову активізацію учасників ринку та їх адаптацію до нового сегмента попри переважання пріоритету торгівлі на РДН задля отримання маржинальної ціни. Протягом пандемії Covid-19 спостерігалося значне зростання обсягів ВДР, місячні показники якого коливалися від 0.4 ТВтг до 0.7 ТВтг (0.32–0.67 трлн грн), що було викликано додатковою необхідністю більш активного ринкового балансування попиту та пропозиції в умовах непередбачуваних змін у споживанні, спричинених локдаунами та економічними обмеженнями.

У І півріччі 2021 р. місячні обсяги ВДР коливалися від 0,4 ТВтг до 0,8 ТВтг

(0,13–0,81 трлн грн), проте у липні-серпні 2021 р. скоротилися до 0.1–0.2 ТВтг та збереглися в цьому діапазоні в ІІ півріччі 2021 р. внаслідок впливу європейської енергетичної кризи. У лютому 2022 р. було зафіксовано історичний максимум торгів обсягом 1,3 ТВтг в очікуванні від'єднання електроенергетичної системи від країн СНД та приєднання до ENTSO-E, а також об'єднання двох ринкових зон в єдину.

Період початку повномасштабної війни рф проти України відзначився різким і катастрофічним падінням місткості ВДР. Місячні обсяги обвалилися до 0,1 ТВтг у березні, а потім практично до нуля у квітні-серпні 2022 року. Із початком І фази енергетичного терору спостерігалося часткове відновлення обсягів ВДР. Місячні обсяги зросли від 0,1 ТВтг до 0,3 ТВтг (0,22–0,66 трлн грн), що при різкому скороченні споживання ЕЕ в країні свідчило про стрімке зростання частки ВДР за необхідності погодинного узгодження попиту та пропозиції ЕЕ під постійними обстрілами електроенергетичної системи. Незважаючи на завершення І фази енергетичного терору, обсяги ВДР залишалися відносно високими, коливаючись від 0,1 ТВтг до 0,2 ТВтг (0,18–0,47 трлн грн), тобто ВДР продовжував функціонувати як ринковий інструмент балансування попиту та пропозиції. Під час ІІ фази енергетичного терору обсяг торгів на ВДР зріс до 0,2–0,3 ТВтг (0,39 – 0,81 трлн грн). Зокрема, у травні 2024 р. спостерігався обсяг 0,3 ТВтг, що є одним із найвищих показників за період війни, що вказує на посилення ролі ВДР у ринковому балансуванні на тлі нових руйнувань генерації та необхідності внутрішньодобового управління графіками генерації та навантаження.

Таким чином, ВДР України відіграє системну роль у ринковому реагуванні на зовнішні шоки та фундаментальні фактори, демонструючи високу чутливість до змін у попиті та пропозиції. Його місткість є критичним індикатором гнучкості енергосистеми, що дозволяє оперативно коригувати ринковий баланс у відповідь на непередбачувані події.

Аналіз продуктової структури ВДР за режимами навантаження відображає його диверсифікацію: від пікових продуктів на етапі відкриття РЕЕ до зростання

ролі напівпікових та позапікових продуктів під впливом шоків (рис. 4.18).

На старті конкурентного РЕЕ на ВДР переважали продукти пікового режиму навантаження, частка яких скоротилася із 86% у липні 2019 р. до 52% у лютому 2020 р., тоді як частка позапікового режиму, навпаки, зростала, відображаючи наростаючий дефіцит торгівлі цими продуктами на РДН. Під час пандемії Covid-19 пікові продукти на ВДР коливалися в діапазоні 69–83%, вказуючи на зміну загальної структури попиту під впливом карантинних обмежень. Зростання економічної активності у період постпандемійного відновлення також позначилося на посиленні попиту на пікові продукти, частка яких знаходилася у діапазоні 73–87% у січні-серпні 2021 р. Протягом європейської енергетичної кризи частка продуктів пікового режиму навантаження в акцептованих обсягах на ВДР знизилася із 88% (вересень 2021 р.) до 72% (січень 2022 р.) внаслідок їх перетікання на РДН.

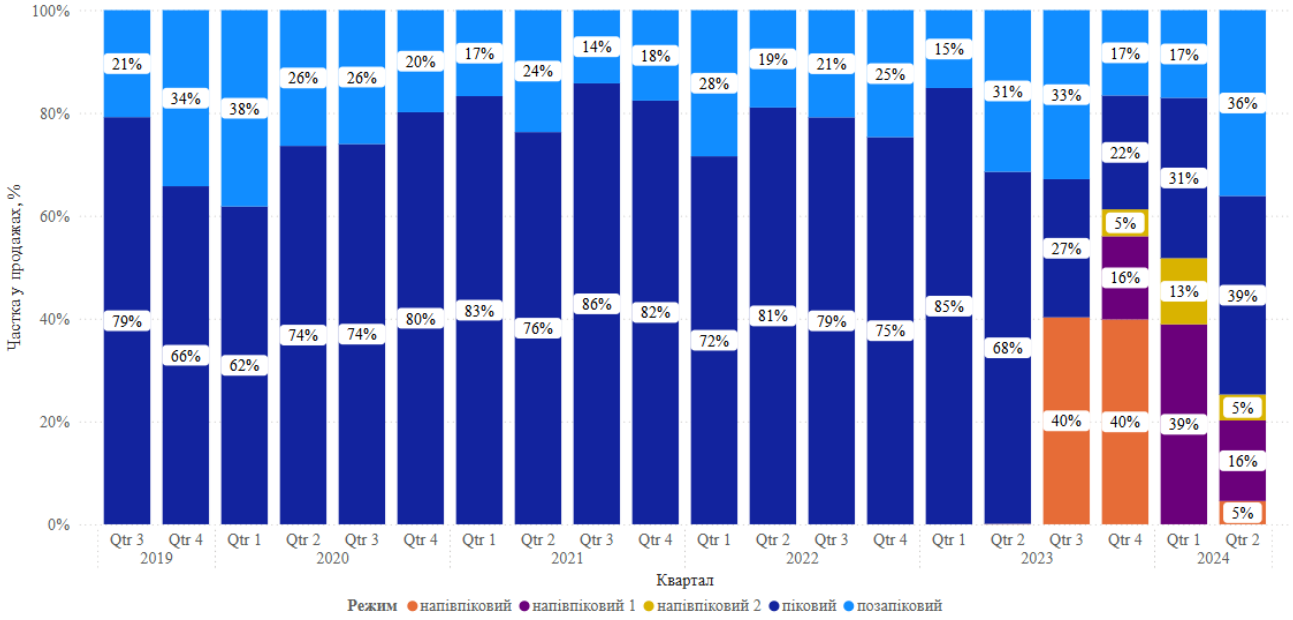


Рис. 4.18. **Структура акцептованих обсягів купівлі-продажу ЕЕ на ВДР України за режимами навантаження у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

На початку повномасштабної війни рф проти України частка продуктів ВДР пікового режиму навантаження зросла із 71% у лютому 2022 р. до 91% у травні цього року, стабілізувавшись у літні місяці на середньому рівні у 75%. Під

час I фази енергетичного терору частка пікового режиму знаходилася на рівні 81–86%, що вказує на їх роль у ринковому балансуванні під час терору. По припиненню цього терору відбулася диверсифікація продуктів ВДР. У липні 2023 р. – березні 2024 р. структура торгів на ВДР набула наступного співвідношення: 26% позапікові продукти, 53% напівпікові та 21% пікові продукти. Під час II фази енергетичного терору (квітень – червень 2024 р.) після стрімкого стрибка до 45% продуктів пікового навантаження у квітні 2024 р., відбулося їх деяке скорочення до 37% у червні цього ж року, натомість продукти позапікового навантаження зросли із 29% до 37%, а напівпікові продукти залишилися майже на незмінному рівні у 25–26%. Отже, загальний дефіцит в електроенергетичній системі України призвів до відсутності різниці між продуктами позапікового та пікового навантаження на ВДР.

Таким чином, у нормальних умовах функціонування учасники ВДР шукали на ньому дефіцитні обсяги продуктів позапікового навантаження, тоді як кризові та шокові умови обумовлювали додатковий пошук продуктів пікового навантаження, а напівпікові продукти були введені як вирівнюючий інструмент між ними.

Аналіз заявлених обсягів продажу та купівлі на ВДР України засвідчує постійну профіцитність цього сегмента РЕЕ, незалежно від впливу різних факторів (рис. 4.19).

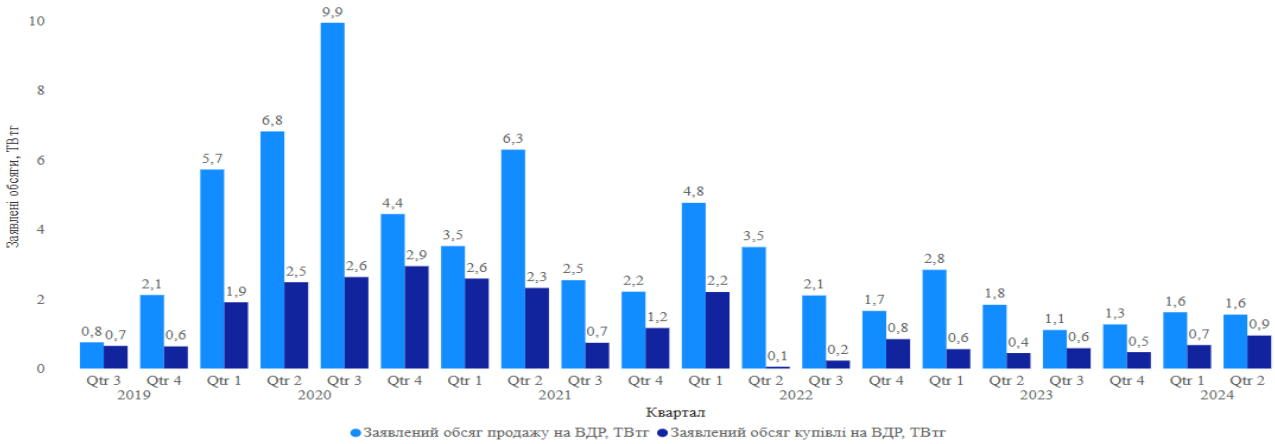


Рис. 4.19. **Динаміка заявлених обсягів купівлі-продажу ЕЕ на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

На початковому етапі функціонування ВДР співвідношення між заявленими обсягами продажу до заявлених обсягів купівлі внутрішньодобової ЕЕ зростало від 124% (липень 2019 р.) до 416% (грудень 2019 р.), а у лютому – березні 2020 р. воно коливалося в межах 230–330%. Заявлений обсяг продажу на цьому етапі зріс у 9 разів, тоді як заявлений обсяг попиту – лише у 3,4 разу через активізацію учасників, хоча різними темпами, у торгах на ВДР.

Розгортання пандемії Covid-19 обумовило високий профіцит заявленої пропозиції на ВДР, який сягнув 556% у травні 2020 р., але згодом поступово скорочувався до 125% у грудні 2020 р. Несподівані карантинні обмеження призвели до порушення ринкової рівноваги РЕЕ України, а нереалізовані обсяги на інших сегментах ринку цілком очевидно перетікали на ВДР. Проте адаптація до цих обмежень обумовила падіння заявлених обсягів продажу ЕЕ на ВДР із 4 ТВтг у липні 2020 р. до 1 ТВтг у грудні 2020 р., при цьому заявлений обсяг купівлі залишався умовно стабільним у середньому 0,9 ТВтг/міс.

Протягом постпандемійного відновлення внутрішньодобовий баланс між заявленим попитом та пропозицією продовжував демонструвати значний профіцит заявленої пропозиції, який зріс із 120% у лютому 2021 р. до 268% у серпні 2021 р. При цьому місячні обсяги заявленої пропозиції коливалися у діапазоні 0,7–2,8 ТВтг, тоді як місячні обсяги заявленого попиту зазнали скорочення із 0,8 ТВтг у січні до 0,2 ТВтг у серпні цього року. Отже, покупці ЕЕ поступово пристосовувалися до нових графіків навантаження, тоді як продавці ЕЕ виявилися менш гнучкими до внутрішньодобового балансування.

Під час європейської енергетичної кризи співвідношення заявленої пропозиції до заявленого попиту поступово скорочувалося, із 269% у вересні 2021 р. до 164% у лютому 2022 р., при цьому зростав як заявлений обсяг продажу із 0,9 ТВтг до 2,4 ТВтг, так і заявлений обсяг купівлі із 0,3 ТВтг до 1,5 ТВтг, демонструючи бажання як продавців, так і покупців знайти найвигіднішу рівновагу в умовах зростаючих цін на ПЕР та ЕЕ.

Початок повномасштабної війни рф проти України характеризувався безпрецедентним та екстремальним профіцитом заявленої пропозиції.

Співвідношення між заявленою пропозицією та попитом сягало 8122% у червні 2022 р., при цьому заявлена пропозиція залишалася умовно стабільною у діапазоні 0,8-1,4 ТВтг, тоді як заявлений попит впав до 0,02-0,06 ТВтг.

І фаза енергетичного терору значно знизила профіцит ВДР, середнє співвідношення між заявленою пропозицією до попиту знизилося до 284%, у т.ч. заявлена пропозиція знизилася до 0,3 ТВтг на початку терору, стабілізувавшись на рівні 1,2 ТВтг по його припиненню, тоді як заявлений попит був постійним і знаходився у діапазоні 0,2-0,3 ТВтг, скоротившись до 0,08 ТВтг по завершенню цієї фази. По завершенню І фази енергетичного терору відбулася адаптація до воєнного стану та дронових атак, і, як наслідок, заявлений обсяг пропозиції на ВДР стабілізувався у діапазоні 0,4–0,8 ТВтг, а заявлений попит у діапазоні 0,1–0,3 ТВтг, що свідчить про становлення нової кон'юнктури ВДР.

У ІІ фазі енергетичного терору співвідношення між заявленими обсягами пропозиції до заявленого попиту продовжувало скорочуватися, із 277% у квітні 2024 р. до 147% у червні 2024 р., при цьому заявлена пропозиція скоротилася із 0,6 ТВтг до 0,5 ТВтг, тоді як заявлений попит демонстрував різну варіабельність у діапазоні 0,2-0,4 ТВтг незалежно від заявленої пропозиції, що свідчило про обмеження можливостей виробництва ЕЕ серед продавців та активний пошук додаткових джерел постачання серед покупців ЕЕ.

Таким чином, протягом 5 років функціонування ВДР в Україні він продемонстрував свою значущість не лише для пошуку ринкової рівноваги за комерційними потоками ЕЕ, але і для забезпечення збалансування фізичних обсягів. У періоди нормального функціонування електроенергетичної системи ВДР орієнтувався на пошук оптимальних заявлених цін та покриття дефіцитних обсягів, не забезпечених іншими сегментами РЕЕ, тоді як під впливом системних шоків (пандемія, європейська енергетична криза, війна, енергетичний терор) пріоритетом торгівлі учасників ставало забезпечення фізичного балансу.

Дослідження погодинних профілів ВДР дозволяє дослідити особливості взаємодії його учасників під впливом економічних факторів, геополітичних викликів та військових загроз, відображаючи його роль в комерційно-фізичному

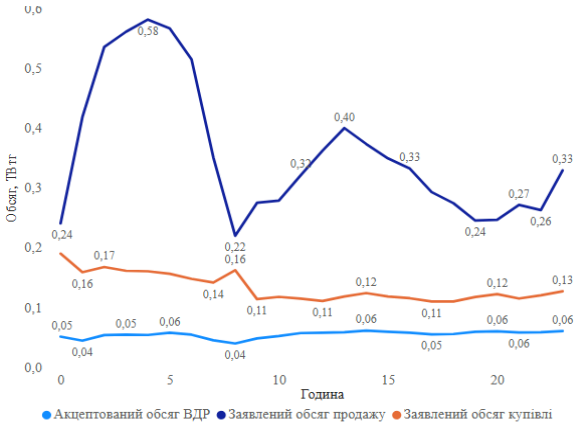
балансуванні попиту та пропозиції в максимально наближеному до реального часу постачання ЕЕ (рис. 4.20). На етапі відкриття РЕЕ в Україні ВДР характеризувався низьким рівнем акцептування як заявленої пропозиції (у середньому 15 %), так і заявленого попиту (41 %).

Особливо низьким був акцепт заявлених пропозицій у позапікові години (9–21 %), тоді як у пікові години він становив від 15 % до 24 %. При цьому заявленими обсягами продажу було покрито лише 37 % заявлених обсягів купівлі, тобто більша частина ані заявлених пропозицій продавців ЕЕ, ані заявлений попит покупців ЕЕ не знаходила зустрічних заявок за заявленим методом ціноутворення ВДР.

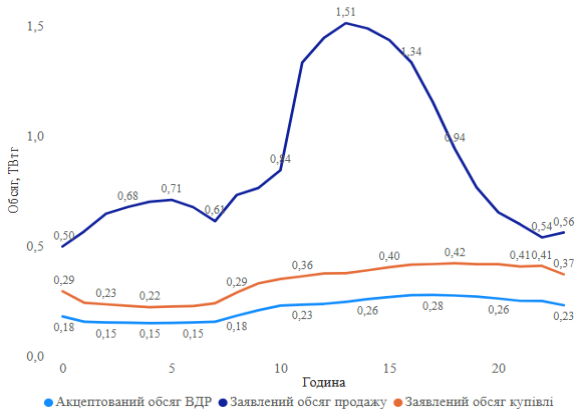
Період пандемії Covid-19 ВДР відзначився поліпшенням акцепту заявленого попиту (у середньому 64%). Хоча частка акцепту заявленої пропозиції залишалася відносно низькою (24 %), спостерігалося її поступове зростання у вечірні пікові години (43 %). Покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу зросло до 38% в середньому, що свідчить про те, що в умовах загальної нестабільності ВДР став більш привабливим для учасників РЕЕ України.

На етапі постпандемійного відновлення ВДР продемонстрував значне покращення ефективності: рівень акцепту заявленого попиту сягнув 74%, а заявленої пропозиції – 34%, а покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу склало у середньому 46%, з помітним наближенням до повного задоволення у вечірні години (до 92 – 22 год), що свідчило про тенденцію до відновлення ринкової рівноваги та збільшення ліквідності ВДР у міру повернення до економічної активності.

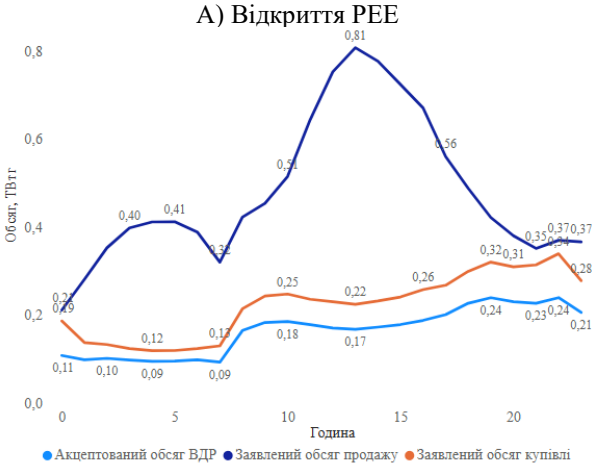
У період європейської енергетичної кризи ВДР в Україні продемонстрував ще суттєвіше покращення ефективності: частка акцепту заявленої пропозиції склала в середньому 43%, а заявленого попиту – 77%.



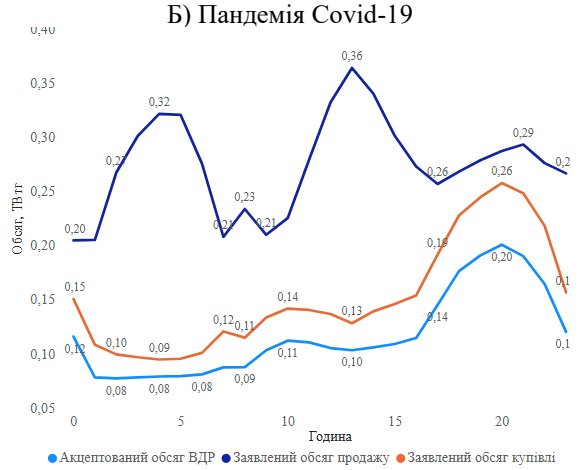
А) Відкриття РЕЕ



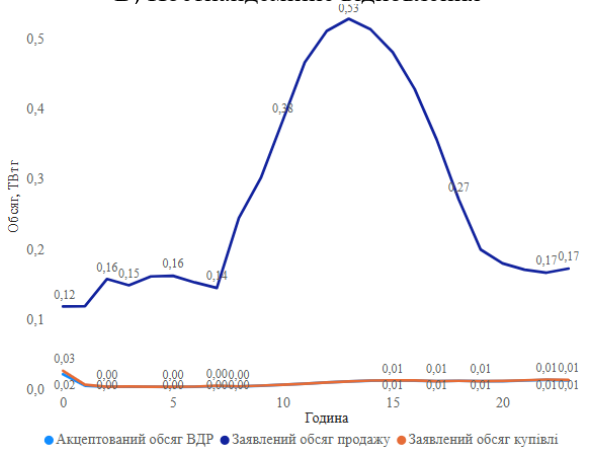
Б) Пандемія Covid-19



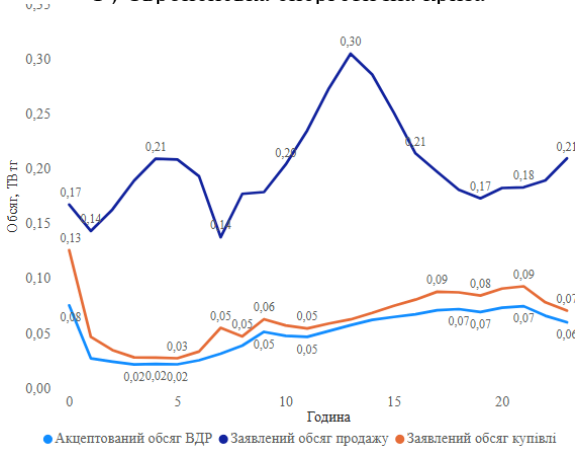
В) Постпандемійне відновлення



Г) Європейська енергетична криза



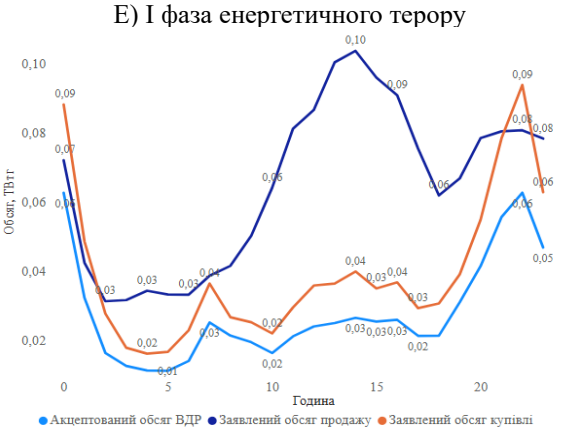
Д) Початок війни рф проти України



Е) І фаза енергетичного терору



Є) Адаптація до воєнного стану



Ж) ІІ фаза енергетичного терору

Рис. 4.20. **Погодинні профілі ВДР у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

Напочатку військової агресії рф проти України ВДР характеризувався парадоксальною ситуацією: з одного боку, спостерігався катастрофічно низький рівень акцепту заявленої пропозиції (у середньому 3 %), а з іншого – надзвичайно високий рівень задоволення заявленого попиту (у середньому 95 %), що свідчило про різкий обвал ліквідності ВДР, де продавці ЕЕ змушені були приймати умови покупців.

Під час І фази енергетичного терору ВДР продемонстрував відновлення ефективності: рівень акцепту заявленого попиту став відносно високим (у середньому 79%), а акцепт заявленої пропозиції зріс до 25%, покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу становило 32%. Отже, під тиском енергетичного терору продавці та покупці ЕЕ шукали комерційно вигідні та фізично виконувані заявки на ВДР найближче до реального часу постачання ЕЕ.

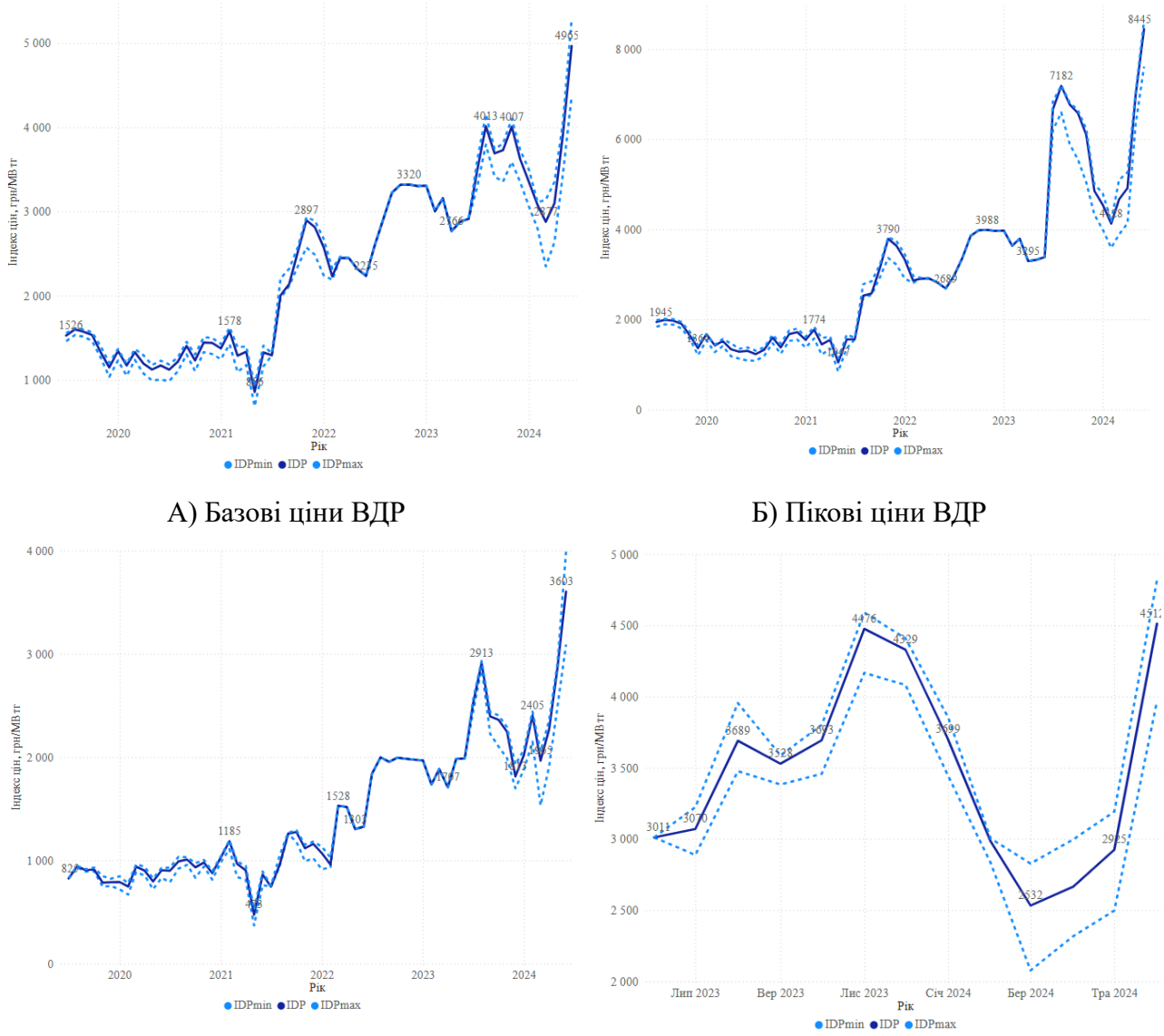
По завершенню І фази енергетичного терору ВДР продемонстрував подальшу адаптацію до воєнного стану під натиском постійних дронових атак. Рівень акцепту заявленого попиту залишався стабільним (79%), а акцепт заявленої пропозиції зріс до 29%. Покриття заявлених обсягів купівлі заявленими обсягами продажу також покращилося до 37%.

На етапі ІІ фази енергетичного терору ВДР продемонстрував суттєве зростання ефективності комерційно-фізичного балансування. Рівень акцепту заявленої пропозиції зріс у середньому до 43%, у т.ч. до 69–78 % у вечірні пікові години (21-22 год.) та до 76–87 % у нічні позапікові години (0-1 год). Акцепт заявленого попиту залишався відносно високим (71%). Особливо значним стало зростання показника покриття заявленого попиту заявленою пропозиціє (61%), з періодичними виникнення дефіциту пропозиції (22 год., 0-1 год.).

Таким чином, ВДР в Україні виявив високий ступінь адаптивності та системну роль у реагуванні на зовнішні шоки. Під тиском різного роду шоків він демонстрував поступове відновлення ефективності комерційно-фізичного балансування в максимально наближений період до реального часу постачання ЕЕ (за 1 годину).

Особливістю функціонування ВДР, на відміну від інших організованих

сегментів РЕЕ (РДН та БР), є те, що на ньому немає уніфікованих цін. Шляхом зустрічних заявок узгоджуються заявлені ціни продавців і покупців ЕЕ, тому ціни є диференційованими за контрагентами. В режимі зустрічних безперервних аукціонів фіксуються мінімальна, максимальна, середньозважена та остання узгоджена ціна ЕЕ. На рис. 4.21 наведено цінову динаміку на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р. із зазначенням діапазонів коливань від мінімальної до максимальної ціни внутрішньодобової ЕЕ.



А) Базові ціни ВДР

Б) Пікові ціни ВДР

В) Позапікові ціни ВДР

Г) Напівпікові ціни ВДР

Рис. 4.21. **Цінова динаміка на ВДР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [12]

На етапі відкриття ВДР в Україні його цінова динаміка була помірно волатильною. Спостерігалася тенденція до скорочення індексів базових цін ЕЕ на 25 %, пікових цін - на 30 %, та позапікових цін - на 15 % у грудні 2019 р. проти липня 2019 р. Згодом ціни ВДР зросли на 11%, на 11%, та 19% відповідно у березні 2020 р. проти січня цього року. Співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,03–1,16 для базових цін, 1,05–1,18 – для пікових, та 1,00–1,16 – для позапікових. Ринок перебував на етапі становлення, формуючи свої цінові тренди. У період розгортання пандемії Covid-19 цінова динаміка на ВДР характеризувалася початковим зниженням цін через зменшення попиту, з подальшим поступовим відновленням до кінця року. Спостерігалася тенденція до скорочення індексів базових цін ЕЕ на 6%, пікових цін – на 8%, та позапікових цін – на 12%. Адаптація до карантинних обмежень і похолодання обумовили зростання цін ВДР у грудні 2020 р. проти липня цього року: на 28% базових, на 40% у пікових, та лише 8% позапікових цін. Порівняно із початковим етапом ВДР був більш волатильним, співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,16–1,21 для базових цін, 1,17–1,29 – для пікових і 1,09–1,16 – для позапікових. ВДР намагався адаптувався до нових умов функціонування, але з підвищеною невизначеністю.

На етапі постпандемійного відновлення цінова динаміка на ВДР характеризувалася загальним зростанням цін у всіх сегментах, що свідчить про відновлення економічної активності. Спостерігалася тенденція до зростання індексів базових цін ЕЕ на 46%, пікових – на 37%, позапікових – на 11%. Однак таке зростання супроводжувалося підвищеною внутрішньомісячною волатильністю, особливо помітною у травні 2021 р. Співвідношення максимальної до мінімальної ціни було мінливо волатильним і знаходилося у діапазоні 1,02–1,35 для базових, 1,02–1,34 – для пікових, та 1,01–1,42 – для позапікових цін. Це може бути пов'язано з нерівномірністю процесу відновлення, періодичними дисбалансами попиту та пропозиції або іншими ринковими факторами.

Під час європейської енергетичної кризи ціни ВДР були введені нові цінові

обмеження, що спонукало до зростання цін за всіма продуктами: індекс базових цін ЕЕ зріс на 32 %, пікових цін – на 42%, та позапікових– на 9%. Однак порівняно із попереднім етапом ВДР був помірно волатильним, співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,01–1,14 за всіма продуктами.

На початку повномасштабної війни рф проти України цінова динаміка на ВДР характеризувалася аномальною стабільністю. Ціни у всіх сегментах утримувалися на високому рівні, незважаючи на різке падіння споживання. У червні проти березня 2022 р. спостерігалася слабка тенденція до їх зниження на 9% для базових, 8 % для пікових та 13 % для позапікових цін, тоді як у серпні 2022 р. вони зросли на 30 % за індексом базових цін, у т.ч. 25 % за індексом пікових та 51 % позапікових цін. Ключовою особливістю цього періоду була практично відсутня внутрішньомісячна цінова волатильність.

Під час I фази енергетичного терору ціни на ВДР також залишалися стабільно високими з мінімальною внутрішньомісячною волатильністю. Індекси базових, пікових і позапікових цін поступово знижувалися на 9%, 2% і 4% відповідно з вересня 2022 по березень 2023 р. Співвідношення максимальної до мінімальної ціни для всіх сегментів залишалося на рівні 1,00, що свідчило про відсутність конкуренції за заявками на ВДР.

На етапі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру цінові обмеження на ВДР підвищувалися двічі (30.06.2023 та 30.11.2023), окрім цього, були виділені напівпікові продукти з власними ціновими обмеженнями. Це спонукало до зростання цінових індексів на ВДР: індекс базових цін ЕЕ зріс на 16%, пікових цін – на 102%, напівпікових – на 14% та позапікових цін – на 47 % у липні проти квітня 2023 р. та коливалися в цьому діапазоні. Лише у березні 2024 р. вдалося досягти незначного їх скорочення. Протягом цього періоду спостерігалася підвищена внутрішньомісячна волатильність: співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,00–1,34 для базових цін, 1,00–1,15 – для пікових, 1,00–1,28 – для позапікових, та 1,00–1,36 – для напівпікових цін. Отже, припинення масованих

обстрілів енергетики України спонукало до відновлення конкуренції на ВДР, а поява напівпікових цін забезпечила гнучкість ринку у відповідь на змінені профілі навантаження.

Під час ІІ фази енергетичного терору цінова динаміка на ВДР характеризувалася стрімким і значним зростанням цін. Із червня 2024 р. через критичну ситуацію в електроенергетичній системі України, масштабний дефіцит потужностей, спричинений новими руйнуваннями генерації були встановлені нові підвищені цінові обмеження. Отже, індекс базових цін ЕЕ зріс на 61% пікових цін – на 72%, позапікових цін – на 59%, та напівпікових цін – на 69%. Незважаючи на екстремальні абсолютні ціни, внутрішньомісячна волатильність для всіх сегментів залишалася високою, співвідношення максимальної до мінімальної ціни коливалося у діапазоні 1,21–1,27 для базових цін, 1,11–1,27 – для пікових, 1,23–1,29 – для позапікових, та 1,21–1,29 – для напівпікових цін.

Загалом розвиток конкуренції на ВДР обумовлював зростання ринкової волатильності на ВДР, при умовно нормальному стані електроенергетичної системи, тоді як її дестабілізації, спричинені зовнішніми шоками, обумовлювали значне падіння обсягів ВДР та цінову стагнацію.

Динаміка цінових профілів ВДР висвітлює, як продавці та покупці ЕЕ шукали ринкову рівновагу впродовж доби, реагуючи на різноманітні зовнішні впливи (рис. 4.22).

На етапі відкриття РЕЕ в Україні ціни на ВДР здебільшого наближалися до граничних (середнє співвідношення – 85%), а у перехідні години сягали 95% від них. У пікові та нічні години показник був нижчим (81–86%), що вказувало на певну конкуренцію та запас потужності в електроенергетичній системі. Період пандемії Covid-19 на ВДР характеризувався загальним зниженням цінового тиску та віддаленням фактичних цін від граничних обмежень. Співвідношення фактичних цін до граничних було значно нижчим (у середньому 73%), ніж на етапі відкриття РЕЕ, особливо у пікові години (66–73%).

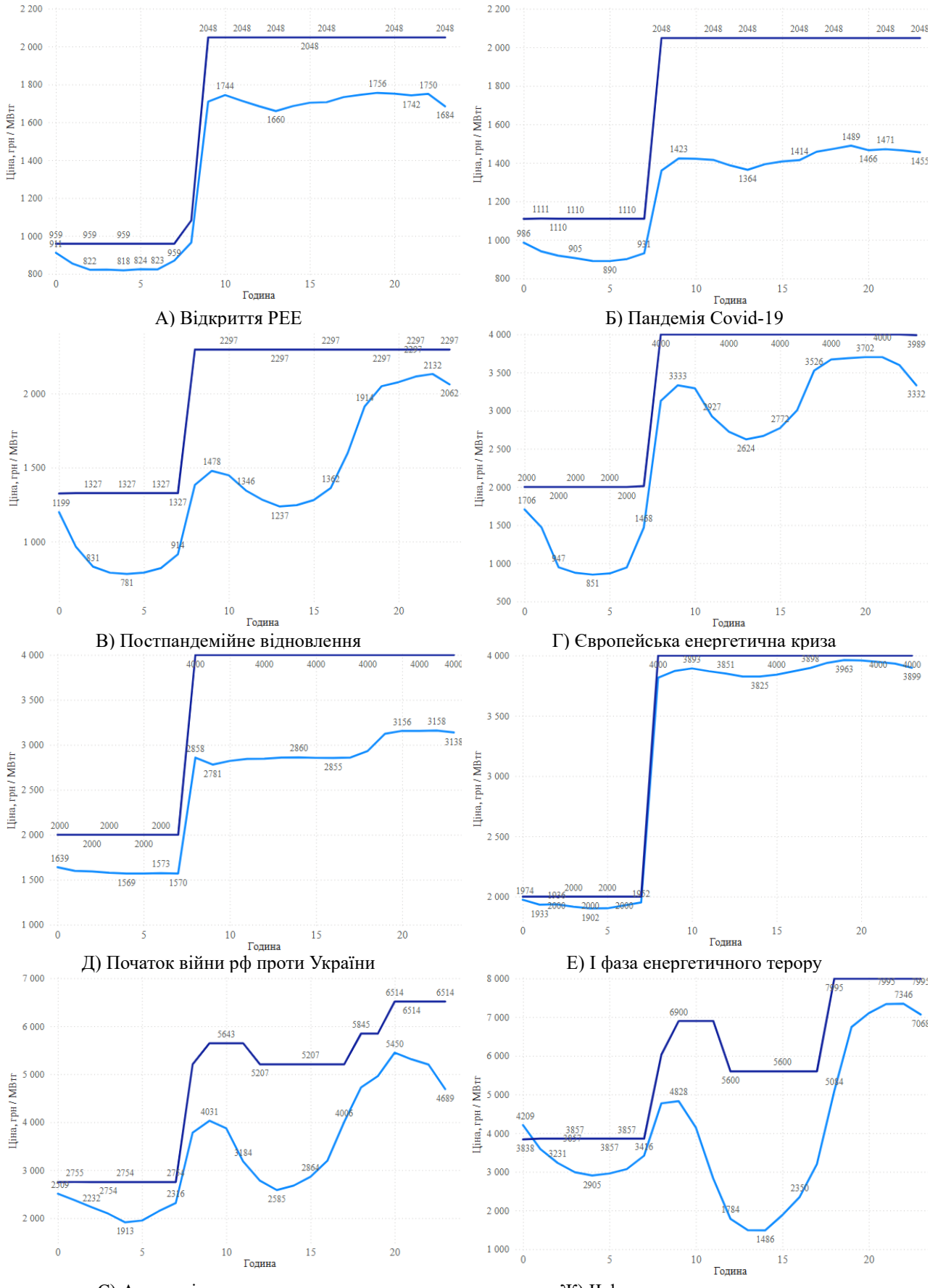


Рис. 4.22. **Цінові профілі ВДР за годинами навантаження у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р**.

Джерело: побудовано автором за [12]

Протягом постпандемійного відновлення ВДР демонстрував посилення цінової волатильності та диференціації цін протягом доби. Хоча загальний ціновий тиск дещо знизився до 70% від граничних цін, спостерігалися значні провали цін у денні години із активізацією торгівлі ЕЕ із ВДЕ (до 54% о 13–14 год), але одночасно відбувалося наближення цін до граничних у вечірній пік (до 93% о 22 год), що свідчило про наростаючий дефіцит пропозиції в цей період.

Під час європейської енергетичної кризи відбулося значне зростання цінового тиску та подальше наближення фактичних цін до граничних обмежень (до 76%). Особливо вираженим це наближення було у вечірні пікові години (від 88% о 17 год до 93% о 20–21 год). Хоча в окремі позапікові години (о 4–5 год) спостерігалася відносно більша конкуренція, де співвідношення становило 43%, загальний тренд вказував на роботу ринку в умовах підвищеної напруги.

На початку військової агресії рф проти України мало місце збереження високого цінового тиску, але з вираженим «згладжуванням» цінового профілю. Співвідношення фактичних цін до граничних у всіх годинах залишалося відносно високим (у діапазоні 70–82%), що свідчило про функціонування ВДР в шокових умовах. Така цінова стабільність була результатом введення нижніх прайс-кепів для недопущення колапсу РЕЕ України в умовах воєнного стану та потреби забезпечення стабільності електроенергетичної системи під час війни. І фаза енергетичного терору позначилася для ВДР безпрецедентним зростанням цінового тиску та критичним наближенням фактичних цін до верхніх прайс-кепів протягом всієї доби. Середнє співвідношення сягнуло 97%, а в окремі години – до 99%.

На етапі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру ВДР демонстрував суттєве зниження цінового тиску та відновлення цінової волатильності. Середнє співвідношення фактичних до граничних цін знизилося до 71%. Цей період характеризується значними провалами цін у денні години (до 50%) через активну внутрішньодобову торгівлю ЕЕ із ВДЕ. Водночас зберігся певний ціновий тиск у вечірні пікові години (до 85%), що відображало дефіцит внутрішньодобових заявок

традиційної генерації для покриття попиту в період пікових навантажень.

ІІ фаза енергетичного терору поставила ВДР у вкрай напружену та хаотичну ситуацію: з одного боку, спостерігалися пробиття прайс-кепів (о 0 год) та значне наближення до них у позапікові (до 93%) та пікові (до 92%) години, тоді як з іншого боку, у денні години (11-16 год), фіксувалися аномально низькі співвідношення (27–41%), що є наслідком інтенсивної торгівлі ЕЕ із ВДЕ та локальних надлишків генерації. Отже, ВДР працював в умовах значних викликів, де ціни формуються під впливом як критичного дефіциту, так і локальних профіцитів.

Таким чином, за 5 років функціонування ВДР в Україні трансформувався з допоміжного сегмента у стратегічно важливий сегмент ринку, що забезпечує оперативне комерційно-фізичне балансування попиту та пропозиції в умовах високої динаміки зовнішніх викликів. Його роль суттєво зросла в періоди системних шоків, коли ВДР став ключовою платформою для погодинної координації дій учасників. Висока чутливість обсягів, структури продуктів, заявленого попиту та пропозиції, цінових профілів до змін у функціонуванні електроенергетичної системи засвідчила адаптивність ВДР, його здатність підтримувати стабільність комерційних потоків ЕЕ, зберігаючи гнучкість і ринкові механізми в екстремальних умовах. Проте частка в структурі ВДР серед інших сегментів РЕЕ України залишається ще незначною.

Балансуючий ринок (БР) відіграє ключову роль у функціонуванні електроенергетичної системи України, забезпечуючи формування балансу попиту та пропозиції через врегулювання системних небалансів у реальному часі. Особливістю українського БР є його функціонування у формі односторонніх аукціонів, де постачальники послуг балансування виступають виключно виробники ЕЕ. На БР формується маржинальна ціна балансуючої ЕЕ, ціна встановлюється оператором системи передачі, ПрАТ «НЕК Укренерго», за багатокроковою оптимізаційною функцією, що залежить від технічних можливостей електроенергетичної системи. БР має завжди залишатися збалансованим, і у випадку відхилень оператор системи передачі вимушений

проводити ре-диспетчеризацію та/або системні обмеження. З часом цінові обмеження на БР еволюціонували від жорстких фіксованих до гнучких, а згодом – до диференційованих за режимами навантаження. Однак під впливом системних шоків БР в Україні постійно демонстрував глибоку системну кризу, трансформуючись з ринкового механізму врегулювання надлишку до інструменту екстреного управління критичними дисбалансами, що потребувало постійних примусових втручань для запобігання колапсу.

За 5 років функціонування БР в Україні на ньому було продано 19,2 ТВтг на завантаження та куплено 33 ТВтг обсягів на розвантаження (рис. 4.23).

Відкриття конкурентного РЕЕ супроводжувалося суттєвим переважанням обсягів розвантаження (у середньому 0,36 ТВтг/міс.) над завантаженням (015 ТВтг/міс.), що свідчило про наявний надлишок акцептованих обсягів на інших сегментах ринку та необхідність його зниження для підтримання балансу електроенергетичної системи.

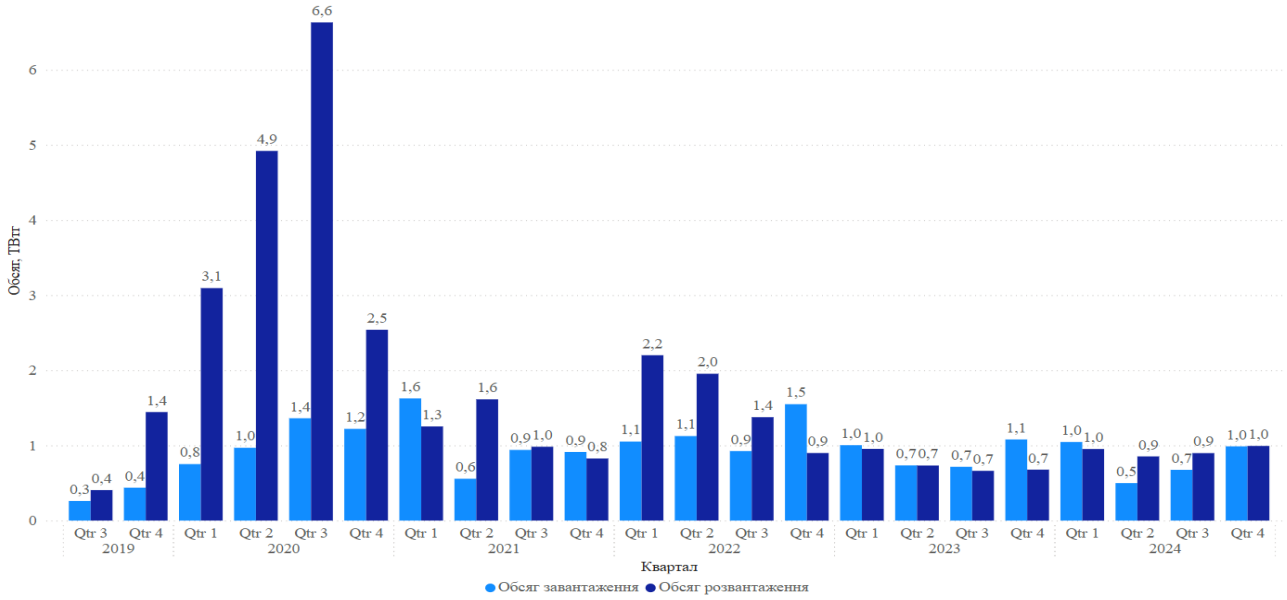


Рис. 4.23. **Динаміка акцептованих обсягів завантаження та розвантаження ЕЕ на БР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [13]

У період пандемії Covid-19 збільшилася необхідність розвантаження електроенергетичної системи (у середньому 1,65 ТВтг/міс.), хоча спостерігалося помітне зростання також обсягів завантаження (0,45 ТВтг/міс.). Отже, учасники

ринку не змогли збалансувати власні заявки попиту та пропозиції на попередніх сегментах, що призвело до стрімкого нарощування місткості БР. У фазі постпандемійного відновлення спостерігалося значне зменшення обсягів розвантаження (у середньому до 0,46 ТВтг/міс.), а також зниження завантаження (0,29 ТВтг/міс.). Співвідношення між завантаженням і розвантаженням стало менш контрастним, що доводить певну стабілізацію та налагодження ринкових процесів на попередніх сегментах ринку. На тлі розгортання європейської енергетичної кризи загальна місткість БР (сума завантаження та розвантаження) знизилася на 8 %, та співвідношення обсягів завантаження до розвантаження становило 1:1,4.

З початком повномасштабної агресії рф проти України спостерігалося значне зростання обсягів розвантаження, особливо на початку військової агресії, та помірне зростання обсягів завантаження, що при різкому падінні електроспоживання свідчить про порушення ринкових процесів та балансу в електроенергетичній системі, які різко збільшили необхідність у врегулюванні дисбалансів. Співвідношення обсягів завантаження до розвантаження становило 1:1,9. У період I фази енергетичного терору спостерігається суттєве переважання обсягів завантаження (0,44 ТВтг/міс.) над розвантаженням (0,32 ТВтг/міс.), що було прямим наслідком масованих обстрілів енергетики України та призвело до дефіциту потужності та необхідності збільшення виробництва або імпорту ЕЕ для покриття потреб. Співвідношення обсягів завантаження до розвантаження становило 0,7:1. У фазі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру спостерігалося зменшення місткості БР на 28 %, хоча завантаження все перевищувало розвантаження у співвідношенні 0,8:1, що свідчить про адаптацію енергосистеми до воєнних умов, краще планування комерційної діяльності на попередніх сегментах РЕЕ та відновлення певних потужностей, а також ефективні заходи з врегулювання дефіциту. Під час II фази енергетичного терору відбувалося повернення до переваги обсягів розвантаження (0,29 ТВтг/міс) над завантаженням (0,17 ТВтг/міс.), у співвідношенні 1:1,7. Отже, учасники РЕЕ України змінили свої профілі

генерації та навантаження та заявки пропозиції та попиту на попередніх сегментах ринку, що обумовила низьку місткість БР.

Таким чином, БР в Україні продемонстрував високу чутливість та адаптивність до системних шоків, трансформуючись від механізму врегулювання надлишку (профіциту) пропозиції на початкових етапах до інструменту покриття дефіциту попиту під час кризових періодів, зокрема енергетичного терору.

Аналіз функціонування БР за режимами/продуктами (піковий, позапіковий, напівпіковий) у різні історичні періоди дозволяє виявити суттєві адаптивні зміни у структурі обсягів завантаження та розвантаження (рис. 4.24).

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні переважна частина обсягів завантаження та розвантаження припадали на піковий період (у середньому 68% для завантаження та 58% для розвантаження). При цьому обсяг розвантаження у позапіковому періоді був вищим (42%), відображаючи значну потребу в зменшенні надлишкової генерації ЕЕ в нічні та ранні ранкові години. У період пандемії Covid-19 зросла потреба у збалансуванні електроенергетичної системи в піковий період (середня частка продуктів на завантаження склала 80%, а розвантаження – 64%), вказуючи на потребу в управлінні надлишками потужності в умовах карантинних обмежень. Етап постпандемійного відновлення позначився на незначному скороченні частки пікових продуктів на завантаження (на 2 в.п. порівняно із пандемією Covid-19), тоді як зросла потреба у позапікових продуктів на розвантаження (у середньому до 44% – на 8 в.п. порівняно із попереднім періодом), що свідчило про поступове повернення до допандемійного добового профілю електроенергетичної системи. Європейська енергетична криза призвела до подальшого скорочення частки пікових продуктів на завантаження (до 72%), але також зросла частка позапікових продуктів на розвантаження (до 44%), що відображало посилену потребу в маневруванні та балансуванні протягом всієї доби через зростання волатильності на європейському ринку енергоресурсів.

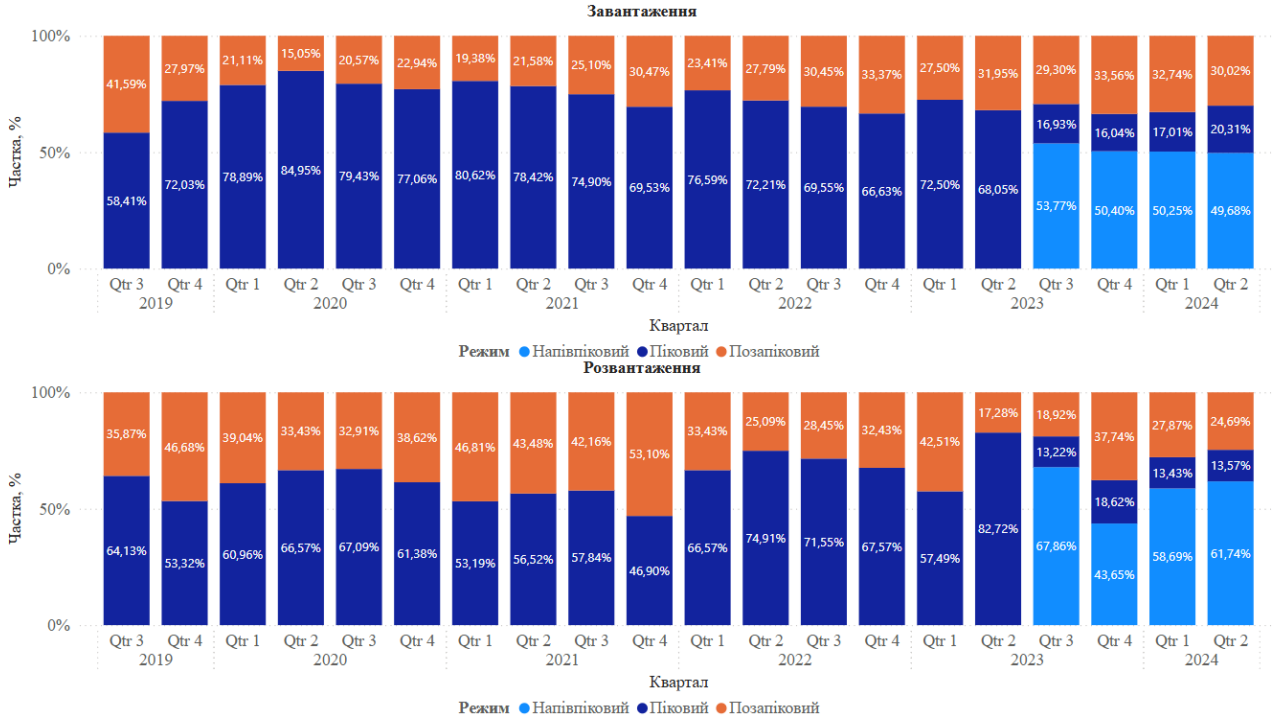


Рис. 4.24. **Структура акцептованих обсягів завантаження та розвантаження на БР України за режимами у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [13]

Початок повномасштабної війни рф проти України ознаменувався стрімким зростанням пікових продуктів на розвантаження (у середньому до 73% проти 56% у попередньому періоді), що свідчило про гостру потребу в екстреному зменшенні генерації через падіння електроспоживання. Водночас стрімко скоротилася частка позапікових продуктів на розвантаження (до 27% проти 44% у попередньому періоді), що відображало шоковий характер впливу війни на електроенергетичну систему та зміну пріоритетів її диспетчеризації. Під час I фази енергетичного терору відбулося відновлення попиту на пікові продукти на завантаження (до 68%), відображаючи постійний дефіцит потужності та необхідність покриття потреб у найбільш критичні години доби. Водночас зросла і потреба в позапікових продуктах на розвантаження (до 36% на 9 в.п. порівняно із попереднім періодом) через фізичне розбалансування електроенергетичної системи під постійними атаками. По завершенню цієї фази відбулася адаптація електроенергетичної системи та оптимізація роботи

генеруючих потужностей у перехідні періоди доби та виокремлено напівпікові продукти, частка яких склала у середньому 34% на завантаження та 37% на розвантаження. ІІ фаза енергетичного терору позначилася домінуванням напівпікових продуктів (у середньому 53% на завантаження та 54% на розвантаження). Нові масштабні обстріли електроенергетичної системи обумовили необхідність перерозподілу навантаження та активного використання гнучких потужностей у періоди, що раніше не були традиційно піковими.

Таким чином, структура БР в Україні продемонструвала чітке зміщення акцентів у балансуванні під впливом різних фундаментальних факторів і системних шоків. В умовно нормальних умовах функціонування на БР переважав попит на розвантаження у піковий та позапіковий періоди. Водночас кризові умови та системні шоки обумовили зміну пріоритетів балансування, вимагаючи посиленого акценту на завантаженні та маневруванні потужностями.

Формування балансу попиту та пропозиції на БР обумовлюється системними небалансами в електроенергетичній системі, що вимагають її редиспетчеризації в реальному часі (за 15 хв до фізичної поставки ЕЕ). Позитивні небаланси зумовлюють необхідність розвантаження електроенергетичної системи, тоді як негативні небаланси, навпаки, призводять до її завантаження. БР має бути завжди збалансованим, тобто різниця між позитивними небалансами та розвантаженням системи, а також негативними небалансами та завантаженням системи повинна дорівнювати нулю, інакше оператором системи передачі вводяться системні обмеження. На рис. 4.25 наведено динаміку системних небалансі (попит) та акцептованих обсягів завантаження/розвантаження (пропозиція) на БР України у І півріччі 2020 р. – І півріччі 2024 р. ІІ півріччя 2019 р. було виключено з аналізу, оскільки дані національним оператором передачі – ПрАТ «НЕК Укренерго» - не публікувалися.

На початковому етапі функціонування РЕЕ можливості електроенергетичної системи (одночасне завантаження та розвантаження електрогенерації) обумовлювали наявність системного залишку в середньому 0,66 ТВтг/міс. Кінцева різниця після редиспетчеризації постачальників послуг

балансування дорівнювала 0, що свідчило про симетричне врегулювання небалансів.

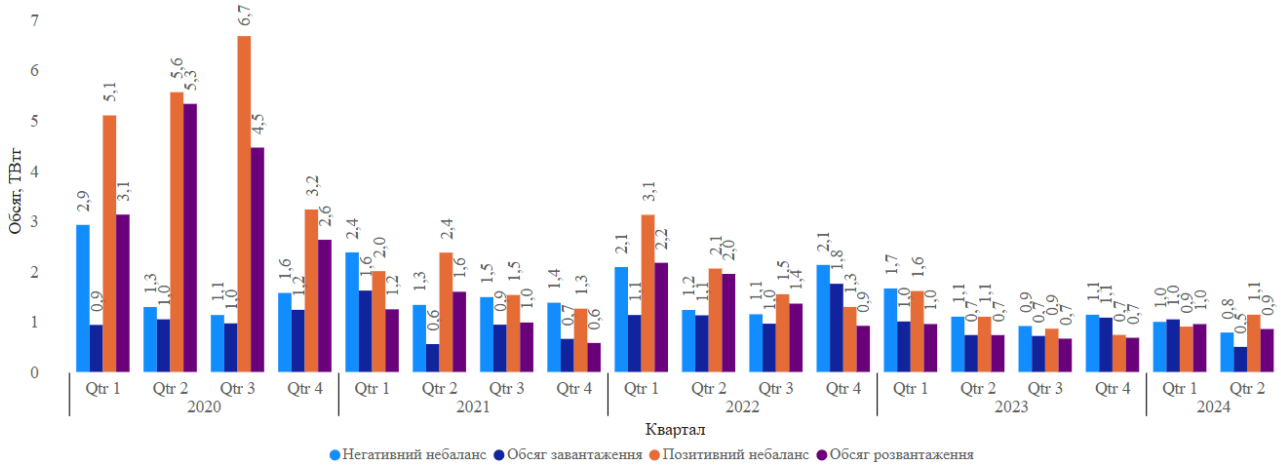


Рис. 4.25. **Динаміка обсягів купівлі-продажу ЕЕ на БР України у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [13]

Протягом пандемії Covid-19 системні залишки в електроенергетичні системі коливалися в діапазоні від -0,32 ТВтгміс. до +0,35 ТВтг/міс., що зумовлювало підвищену потребу в редиспетчеризації постачальників послуг балансування в умовах зниженого електроспоживання під дією карантинних обмежень. Негативний кінцевий баланс БР мав місце у квітні, серпні та грудні 2020 р., що свідчило про дефіцит пропозиції на розвантаженням надлишкової ЕЕ, тоді як позитивний кінцевий баланс БР вказував на дефіцит пропозиції на завантаження ЕЕ (червень, вересень, листопад 2020 р.). Лише у травні, липні 2020 р. кон'юнктура БР була збалансованою. У період постпандемійного відновлення спостерігається певне поліпшення балансування електроенергетичної системи порівняно з попередніми етапами. Середні незбалансовані залишки становили 0.24 ТВтг як для негативних, так і для позитивних небалансів. Кінцевий баланс БР коливався в діапазоні від -0,01 до +0,01 ТВтг/міс., що свідчило про відносну симетрію врегулювання небалансів.

Протягом дії європейської енергетичної кризи в Україні незбалансовані залишки були на рівні попереднього періоду, становлячи в середньому 0,24 ТВтг

для негативних та 0,23 ТВтг для позитивних небалансів. Кінцевий баланс БР на рівні 0 свідчить про його збалансованість (окрім грудня 2021 р., коли мала місце позитивна кон'юнктура БР на рівні 0,04 ТВтг/міс. внаслідок високої аварійності енергоблоків та відсутності достатнього запасу вугілля на ТЕС і ТЕЦ для редиспетчеризації).

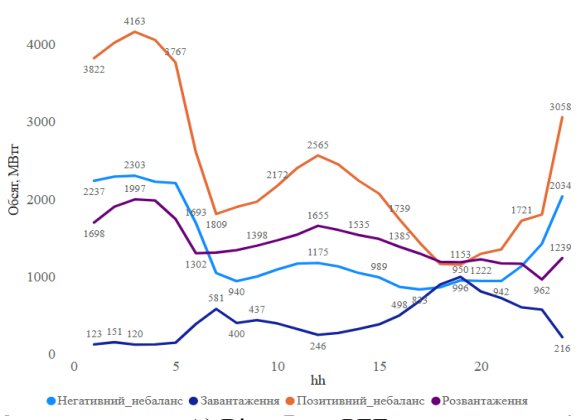
Із початком повномасштабної війни, зважаючи на загальне падіння обсягів, середній незбалансований залишок скоротився до 0,14 ТВтг як для негативних, так і для позитивних небалансів. БР можна було вважати збалансованим (кінцева різниця між цими залишками дорівнювала 0, за винятком незначного негативного кон'юнктурного балансу на БР у квітні та червні 2022 р. та позитивного – у травні 2022 р., які вимагали деякого втручання оператора системи передачі для введення системних обмежень. У період I фази енергетичного терору, незважаючи на збільшення обсягів завантаження для покриття дефіциту, середні незбалансовані залишки становили 0.13 ТВтг/міс. для обох типів небалансів. Кінцева різниця між цими залишками становила від -0,01 до 0,00, що вказувало на наявні можливості до балансування та редиспетчеризації учасників, у т.ч. через введення графіків аварійних відключень та обмеження потужностей. У період адаптації спостерігається значне покращення збалансованості БР: середні незбалансовані залишки були відносно низькими – у середньому 0,05 ТВтг/міс. для негативних та 0,06 ТВтг/міс. для позитивних небалансів. Кінцева різниця між середніми залишками становила -0,01, що свідчить про незначне переважання неврегульованого позитивного небалансу, що свідчить про ефективніші заходи з врегулювання небалансів і певну стабілізацію електроенергетичної системи, що призводило до менш частих системних обмежень. У II фазі енергетичного терору незбалансовані залишки дещо зросли порівняно з періодом адаптації, становлячи в середньому 0,09 ТВтг/міс. для обох типів небалансів. Хоча кінцева різниця між залишками дорівнювала 0, однак досягнуто цього було за рахунок впровадження черг аварійних відключень споживачів і введення інших системних обмежень.

Загалом БР в Україні, незважаючи на постійні спроби адаптації, продемонстрував глибоку системну кризу під впливом зовнішніх шоків,

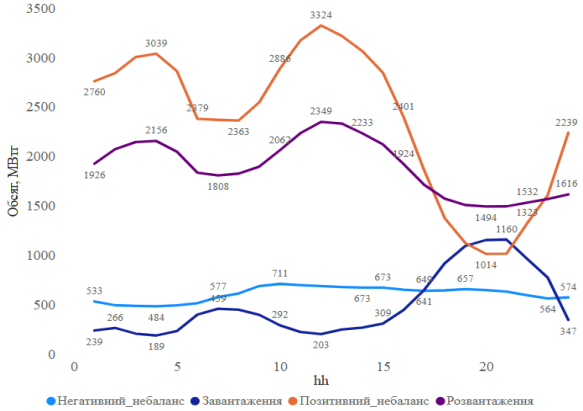
фактично перетворившись з ринкового механізму на інструмент для екстреного управління критичними дисбалансами, що постійно вимагало примусових втручань і системних обмежень з боку оператора системи передачі для запобігання повному колапсу.

Аналіз погодинних профілів функціонування БР України у І півріччі 2020 – І півріччі 2024 рр. (рис. 4.26) дозволяє оцінити його здатність до адаптації та забезпечення стабільності електроенергетичної систем через співвідношення попиту (позитивні та негативні небаланси) та акцептованої пропозиції (обсягів завантаження та розвантаження), що дозволяє визначити можливості збалансування електроенергетичної системи через редиспетчеризацію постачальників послуг балансування. Для кожного періоду визначаються частка покриття попиту пропозицією, безпосередньо неврегульовані небаланси та кінцевий баланс (як різниця між неврегульованими небалансами у різних напрямках).

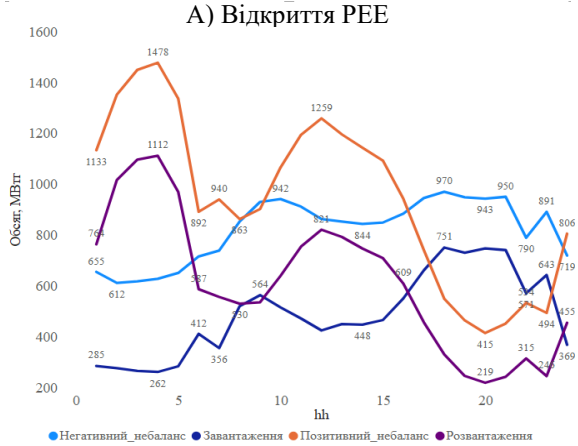
На етапі відкриття конкурентного РЕЕ БР зіткнувся з постійними та значними викликами у повному врегулюванні системних небалансів. Позапікові години були періодом найбільшої напруги, де спостерігалися значно вищі загальні обсяги як позитивних (406 МВтг/год), так і негативних (243 МВтг/год) небалансів. При цьому акцептований обсяг завантаження становив лише 13 %, а розвантаження – 48 %. Це призводило до значних неврегульованих залишків негативних (211 МВтг/год) та позитивних (210 МВтг) небалансів, хоча в цілому кон’юнктуру БР можна вважати збалансованою. У пікові години обсяги небалансів були меншими (сума негативних небалансів – 64 МВтг, позитивних – 117 МВтг), а обсяг завантаження покривав 52 % від потреби, розвантаження – 74 % від потреб електроенергетичної системи. Неврегульовані залишки все одно були суттєвими (31 МВтг/год – для негативних та 30 МВтг/год – для позитивних небалансів), хоча кон’юнктуру БР можна вважати збалансованою. Таким чином, оператор системи передачі активно вдавався для редиспетчеризації постачальників послуг балансування для збалансування системи.



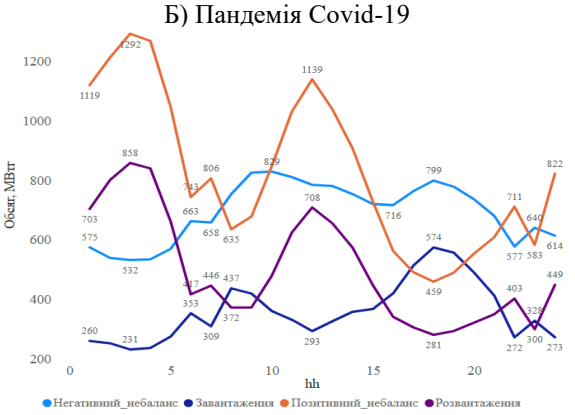
А) Відкриття РЕЕ



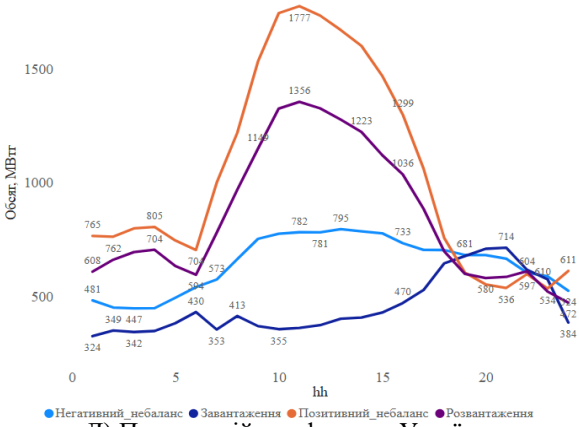
Б) Пандемія Covid-19



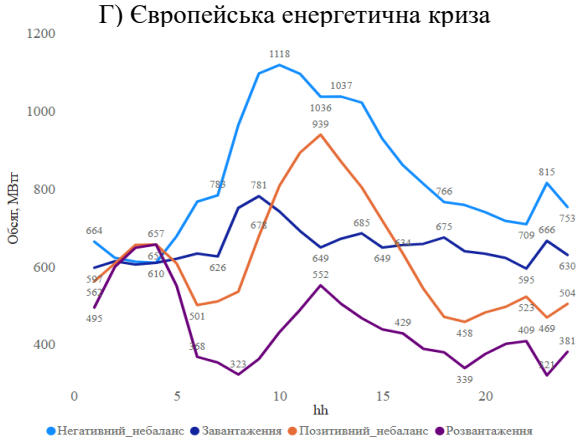
В) Постпандемійне відновлення



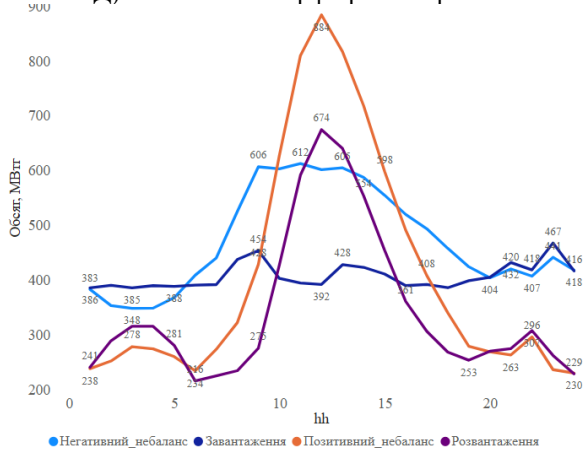
Г) Європейська енергетична криза



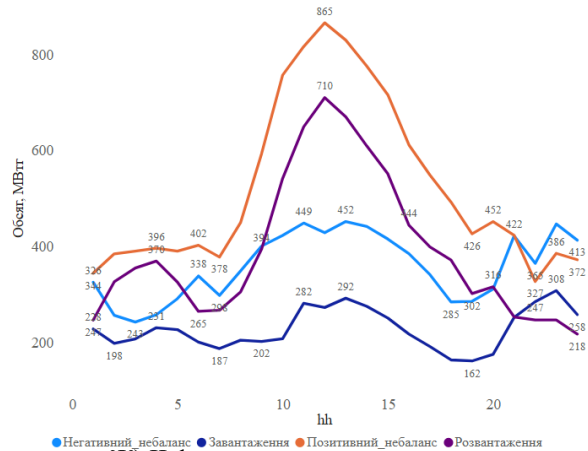
Д) Початок війни рф проти України



Е) І фаза енергетичного терору



Є) Адаптація до воєнного стану



Ж) ІІ фаза енергетичного терору

Рис. 4.26. **Погодинні профілі БР у І півріччі 2020 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [13]

У період пандемії Covid-19 БР зіткнувся зі значними та постійними викликами у повному врегулюванні системних небалансів, які були обумовлені змінами у профілях споживання через карантинні обмеження. У позапіковий період частка акцепту на завантаження від потреб негативного небалансу становила лише 56 %, тоді як частка покриття на розвантаження від позитивного небалансу була значно вищою – 73%. У піковий період відповідні значення були значно вищими та становили 91 % та 84 %. Незалежно від періоду доби, система залишалася суттєво незбалансованою з вираженим переважанням неврегульованого позитивного небалансу (надлишку генерації): 736 МВтг/год у позапіковий період та 344 МВтг/год у піковий період. Середньогодинні надлишки негативних небалансів були значно меншими та становили: 228 МВтг/год у позапіковий та 57 МВтг/год у піковий періоди. Істотні негативні значення кінцевого балансу (-4068 МВтг у позапіковий та -4588 МВтг у піковий періоди) чітко демонстрували неспроможність БР самостійно, без втручання, забезпечити повну збалансованість електроенергетичної системи.

На етапі постпандемійного відновлення вдалося забезпечити кінцевий баланс БР (різниця між неврегульованими залишками завантаження та розвантаження) був близьким до нуля як у позапіковий (0 МВтг), так і у піковий (0 МВтг) періоди. Водночас, ринок зіткнувся зі значними викликами у врегулюванні системних небалансів, незважаючи на загальне поліпшення економічної активності. Однак це відбувалося через редиспетчеризацію учасників, що підтверджують відносно низькі частки покриття потреб (особливо завантаження: 47% у позапіковий та 64 % у піковий період). Під час європейської енергетичної кризи БР був незбалансованим, при цьому в позапіковий період домінував неврегульований позитивний небаланс (384 МВтг/год), а в піковий – неврегульований негативний небаланс (345 МВтг/год). Істотним було викривлення кінцевого балансу: -75 МВтг/год у позапіковий та 51 МВтг/год у піковий періоди, що продемонстрували складність функціонування БР під ціновим тиском.

На початку повномасштабної війни рф проти України БР продемонстрував

високу ефективність у врегулюванні системних небалансів – кінцевий баланс дорівнював 0, неврегульовані надлишки в позапіковий період складали 126 МВтг/год, а в піковий – 217 МВтг/год, які проходили редиспетчеризацію для збалансування. БР залишався збалансованим і під час І фази енергетичного терору, однак зростав негативний баланс в електроенергетичній системі, які було покрито обсягами завантаження на 91 % у позапіковий, та лише на 74 % у піковий періоди. Як результат, неврегульовані надлишки в позапіковий період скоротилися до 64 МВтг/год, тоді як в піковий зросли до 234 МВтг/год. Виокремлення напівпікових продуктів дозволило оптимізувати баланс електроенергетичної системи із середини 2023 р. У результаті неврегульовані небаланси для позапікового періоду скоротилися до 9 МВтг/год, для позапікового – до 107 МВтг/год, а для напівпікового склали 98 МВтг/год, що зменшило потреби в редиспертчеризації постачальників послуг балансування. Однак розпочата ІІ фаза енергетичного терору призвела до введення нових системних обмежень і збільшення обсягів редиспетчеризації, та неврегульовані надлишки зросли до 84 МВтг/год для позапікового, 160 МВтг/год – для напівпікового та 135 МВтг/год – для пікового періодів.

На БР, подібно до РДН, застосовується маржинальний метод ціноутворення. Однак, на відміну від РДН, БР функціонує у формі односторонніх аукціонів, де активними є виключно постачальники послуг балансування, якими на поточний момент виступають виключно виробники ЕЕ. Рівноважна ціна встановлюється за оптимізаційною функцією, розрахунок якої здійснює оператор системи передачі залежно від технічних можливостей електроенергетичної системи. Функціонування БР відбувається за власними ціновими обмеженнями, відмінними від тих, що діють на РДН та ВДР. На початковому етапі функціонування БР були встановлені жорсткі фіксовані цінові обмеження (нижні та верхні прайс-кепи) для пікового та позапікового режимів навантаження. Проте згодом, із 01.12.2019 р., у зв'язку із перетіканням обсягів торгів на цей сегмент ринку з РДД, РДН та ВДР, жорсткі цінові обмеження були замінені на "гнучкі", що встановлювалися в діапазоні 55–115 % від поточної ціни РДН. Надалі, вже на

етапі виходу з пандемії, БР зіткнувся з проблемою дефіциту пропозиції, що спонукало енергетичного регулятора до підвищення його привабливості. Це було реалізовано шляхом закріплення нових підвищених верхніх прайс-кепів та одночасного усунення нижніх прайс-кепів. Із ІІ півріччя 2023 року цінові обмеження були диференційовані для трьох режимів навантаження: пікового, напівпікового та позапікового. Цінову динаміку БР наведено на рис. 4.27.

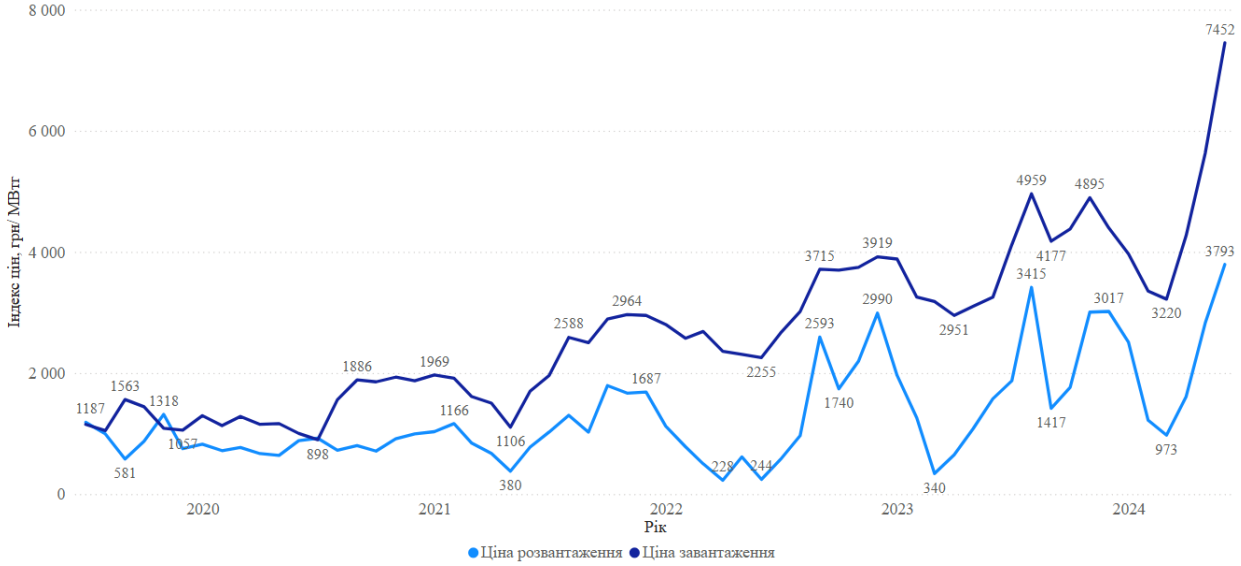


Рис. 4.27. **Динаміка індексів цін на БР України у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**

Джерело: побудовано автором за [13]

На початковому етапі функціонування РЕЕ, попри суттєве переважання обсягів розвантаження над завантаженням, ціни на БР були відносно помірними. Базова ціна завантаження становила 1025 грн/МВтг, тоді як розвантаження – 871 грн/МВтг. У піковому періоді ціни були очікувано вищими: 1461 грн/МВтг та 996 грн/МВтг, а позапікові години ціни були нижчими: 773 грн/МВтг та 618 грн/МВтг на завантаження та розвантаження відповідно. Цінова динаміка на БР була обумовлена змінами в обсягах і профілях електроспоживання, що призвело до зростання ціни на завантаження до 1425 грн/МВтг (базові ціни), 1668 грн/МВтг (пікові) та 1071 грн/МВтг (позапікові) та водночас скорочення цін на розвантаження до 781 грн/МВтг (базові), 897 грн/МВтг (пікові) та 605 грн/МВтг (позапікові). Протягом постпандемійного відновлення цінові обмеження на БР зростали у 4 рази (02.03.2021, 18.06.2021, 01.08.2021 та 10.08.2010), у зв’язку з

чим середні ціни піднялися для завантаження до 1857 грн/МВтг (базова), 2222 грн/МВтг (пікова) та 1297 грн/МВтг (позапікова), ціни розвантаження становили 890 грн/МВтг (базова), 998 грн/МВтг (пікова) та 512 грн/МВтг (позапікова). На тлі розгортання європейської енергетичної кризи ціни БР продовжили зростання, відображаючи посилену потребу в маневруванні та балансуванні. Середня ціна завантаження сягла 2948 грн/МВтг (базова), 3482 грн/МВтг (пікова) та 1674 грн/МВтг (позапікова). Ціни розвантаження становили 1736 грн/МВтг (базова), 2086 грн/МВтг (пікова) та 788 грн/МВтг (позапікова), що продемонструвало складність функціонування БР під ціновим тиском.

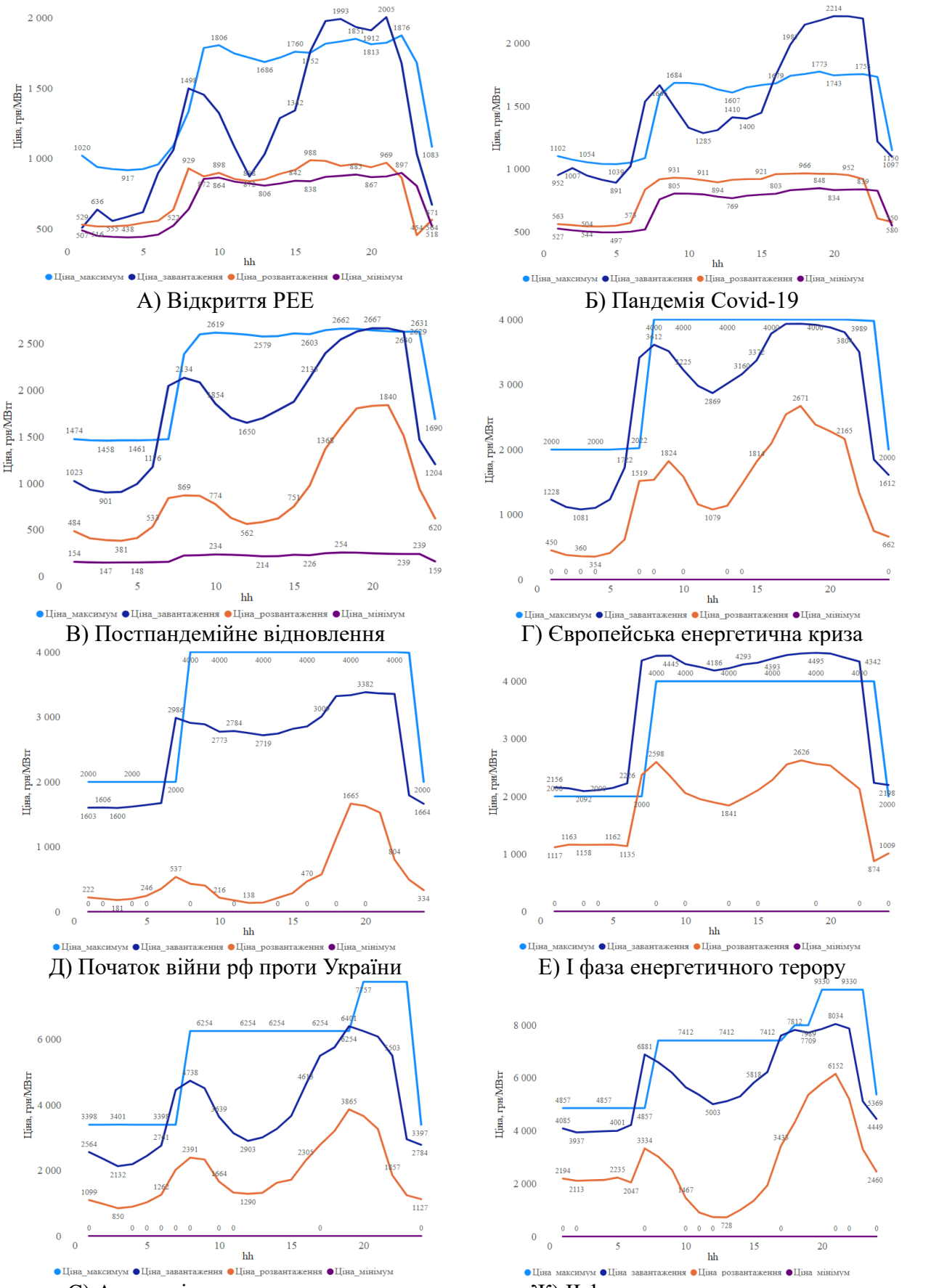
З початком агресії спостерігалося різке падіння електроспоживання та порушення ринкових процесів, що призвело до значного зростання потреби у врегулюванні дисбалансів. Середні ціни завантаження становили 2710 грн/МВтг (базова), 3209 грн/МВтг (пікова) та 1935 грн/МВтг (позапікова). Ціни розвантаження склали 847 грн/МВтг (базова), 1018 грн/МВтг (пікова) та 677 грн/МВтг (позапікова), що відображало шоковий характер впливу війни та зміну пріоритетів диспетчеризації.

І фаза енергетичного терору характеризувалася суттєвим переважанням обсягів завантаження над розвантаженням, відповідно, ціни на завантаження зросли до 3862 грн/МВтг (базова), 4478 грн/МВтг (пікова) та 2453 грн/МВтг (позапікова), а ціни розвантаження склали 1985 грн/МВтг (базова), 2073 грн/МВтг (пікова) та 1349 грн/МВтг (позапікова), відображаючи постійний дефіцит потужності та необхідність її покриття. У фазі адаптації спостерігалося значне покращення збалансованості БР. З середини 2023 р. фіксовані прайс-кепи були диференційовані на три режими, включаючи напівпікові продукти. Середні ціни завантаження становили 3968 грн/МВтг (базова), 4625 грн/МВтг (пікова) та 2819 грн/МВтг (позапікова). Ціни розвантаження склали 1761 грн/МВтг (базова), 1875 грн/МВтг (пікова) та 1325 грн/МВтг (позапікова). Для напівпікових продуктів ціни на завантаження в середньому становили 4609 грн/МВтг, а на розвантаження – 2292 грн/МВтг. Протягом ІІ фази енергетичного терору ціни на БР досягли найвищих значень за весь період. Середня ціна завантаження

становила 5783 грн/МВтг (базова), 7276 грн/МВтг (пікова) та 4435 грн/МВтг (позапікова). Для напівпікових продуктів середня ціна завантаження склала 6058 грн/МВтг. Ціни розвантаження досягли 2743 грн/МВтг (базова), 5018 грн/МВтг (пікова), 2316 грн/МВтг (позапікова) та 2041 грн/МВтг (напівпікова).

Таким чином, цінова динаміка на БР України відображала його трансформацію від механізму врегулювання надлишку пропозиції на початкових етапах до інструменту покриття дефіциту попиту під час кризових періодів. Зростання цін, особливо на завантаження та розвантаження в пікові та напівпікові години, підкреслює зростаючу вартість забезпечення балансу електроенергетичної системи в умовах безпрецедентних зовнішніх шоків і постійних примусових втручань оператора системи передачі.

За результатами аналізу цінових профілів балансуючого ринку можна оцінити спроможність електроенергетичної системи до комерційно ефективного фізичного балансування у різні періоди (рис. 4.28). На етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні ціновий профіль БР на завантаження демонстрував чітку добову динаміку. У позапіковий період спостерігалося тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною завантаження 781 грн/МВтг. При цьому о 0 годині ціна завантаження у 671 грн/МВтг пробивала середній ціновий мінімум у 518 грн/МВтг; і о 8 годині ціна у 1498 грн/МВтг пробила середній ціновий максимум у 1334 грн/МВтг, що є свідченням профіциту та дефіциту заявок на завантаження відповідно. У піковий період ціни на завантаження мали різку волатильність. Зокрема, відбувалося багаторазове пробиття цінового максимуму з 16 по 21 годину, досягаючи свого піку у 2005 грн/МВтг о 21 годині. Це вказувало на гострий дефіцит пропозицій у постачальників послуг балансування та нагальну необхідність оператора системи передачі застосовувати заходи редиспетчеризації системи для забезпечення стабільності. Водночас ціновий профіль на розвантаження протягом доби демонстрував тяжіння до нижніх цінових обмежень. Найбільш помітним було пробиття цінового мінімуму о 23 годині, коли ціна розвантаження становила 454 грн/МВтг проти середнього цінового мінімуму у 804 грн/МВтг.



А) Відкриття РЕЕ

Б) Пандемія Covid-19

В) Постпандемійне відновлення

Г) Європейська енергетична криза

Д) Початок війни рф проти України

Е) І фаза енергетичного терору

Є) Адаптація до воєнного стану

Ж) ІІ фаза енергетичного терору

Рис. 4.28. **Цінові профілі БР за годинами навантаження у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р**.

Джерело: побудовано автором за [13]

Це свідчить про значний надлишок пропозицій розвантаження в цей час. Особливо варто зазначити, що о 12 годині ціни на завантаження (872 грн/МВтг) та ціни на розвантаження (838 грн/МВтг) були максимально наближені одна до одної, що свідчить про період відносно активної конкуренції за балансуючу енергію, особливо з боку пропозицій на завантаження, що дозволяло БР функціонувати ближче до рівноважного стану.

У період пандемії Covid-19 ціни на завантаження у позапіковий період тяжіли до верхніх цінових рівнів, із середньою ціною завантаження 1046 грн/МВтг. При цьому о 7 годині ціна завантаження у 1535 грн/МВтг пробила середній ціновий максимум у 1087 грн/МВтг. У піковий період відбувалося багаторазове пробиття цінового максимуму з 16 по 22 годину, досягаючи свого піку у 2214 грн/МВтг о 20 годині. Ціновий профіль на розвантаження протягом доби демонстрував тяжіння до нижніх цінових обмежень, о 23 годині мало місце пробиття нижніх цінових обмежень у 608 грн/МВтг проти 827 грн/МВтг

Постпандемійне відновлення обумовило "U-подібні" цінові профілі БР як на завантаження, так і на розвантаження із провалом у денні та нічні години та зростанням у ранковий та вечірній піки. Для профілю на завантаження у позапіковий період спостерігалося тяжіння до верхніх цінових рівнів, із середньою ціною завантаження 1185 грн/МВтг, а у піковий період ціни на завантаження мали різку волатильність. Зокрема, відбувалося незначне пробиття цінового максимуму з 20 по 21 годину, досягаючи свого піку у 2667 грн/МВтг о 20 годині. Подібну цінову динаміку виражали і ціни на розвантаження: у позапіковий період спостерігалося тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною розвантаження 508 грн/МВтг, а у піковий період ціни на розвантаження мали виражену "U-подібну" волатильність.

Європейська енергетична криза загострила "U-подібні" цінові профілі на завантаження та розвантаження на БР. Для профілю на завантаження у позапіковий період середня ціна на завантаження становила 1564 грн/МВтг із пробиттям цінових обмежень, о 7 годині ціна завантаження у 3413 грн/МВтг пробила встановлений ціновий максимум у 2022 грн/МВтг. У піковий період ціни

на завантаження мали різку волатильність, досягаючи свого піку у 3936 грн/МВтг о 18 годині максимально наближених до цінового максимуму у 4000 грн/МВтг. Критичну волатильність виражали і ціни на розвантаження: У позапіковий період спостерігалося тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною розвантаження 594 грн/МВтг, а у піковий період ціни досягали свого піку у 2671 грн/МВтг о 18 годині.

На початку повномасштабної війни РФ проти України для цінового профілю БР на завантаження спостерігалося тяжіння до верхніх цінових рівнів у позапіковий період, із середньою ціною завантаження 1875 грн/МВтг. При цьому о 7 годині ціна завантаження у 2986 грн/МВтг пробила встановлений ціновий максимум у 2000 грн/МВтг, що свідчило про значний дефіцит заявок на завантаження у перехідні години. У піковий період ціни на завантаження трималися на високих рівнях, досягаючи свого піку у 3382 грн/МВтг о 20 годині. Цінова динаміка на розвантаження тяжіла до 0 до 16 години, і лише у вечірні пікові години зростала, досягаючи піку в 1665 грн/МВтг о 19 годині.

Під час І фази енергетичного терору цінові профілі БР на завантаження і на розвантаження демонстрували екстремальні умови функціонування ринку. Для профілю на завантаження спостерігалося стабільне та значне перевищення цінових обмежень. У позапіковий період середня ціна завантаження становила 2428 грн/МВтг, а у піковий – 4097 грн/МВтг. Це свідчило про критичний дефіцит заявок на завантаження у постачальників послуг балансування та необхідність запровадження системних обмежень оператором систем передачі. Для заявок на розвантаження цінові середня становили 1160 грн/МВтг у позапіковий період, тоді як у піковий період вони мали високу волатильність, досягаючи свого піку у 2626 грн/МВтг о 18 годині.

По припиненню енергетичного терору та адаптації до війни та атак на енергетичну інфраструктуру цінові профілі БР повернулися до "U-подібного" виду. Для цінового профілю на завантаження середня ціна склала 2461 грн/МВтг із пробиттям о 7 годині у 4458 грн/МВтг, а у піковий період досягали найвищих значень у 6401 грн/МВтг о 19 годині із незначним пробиттям. Ціни на

розвантаження демонстрували тяжіння до нижчих цінових рівнів, із середньою ціною розвантаження 1160 грн/МВтг у позапіковий період, і також сягали піку у 3865 грн/МВтг о 19 годині для пікового періоду.

Під час ІІ фази енергетичного терору цінові профілі БР на завантаження і на розвантаження демонстрували екстремальні умови функціонування ринку, хоча характеризувались вираженим денним провалом цін із 9 години до 17 години. Для профілю на завантаження спостерігалося тяжіння до високих цінових рівнів і значне перевищення цінових максимумів. У позапіковий період середня ціна завантаження становила 4438 грн/МВтг, а у піковий – 4300 грн/МВтг. Це свідчило про постійний дефіцит заявок на завантаження та необхідність запровадження системних обмежень оператором систем передачі. Для заявок на розвантаження цінові середні становили 2313 грн/МВтг у позапіковий період, тоді як у піковий період вони мали високу волатильність, досягаючи свого піку у 6152 грн/МВтг о 21 годині.

Отже, цінові профілі на БР в умовно нормальні періоди демонстрували більш передбачувані динаміки, формуючи "U-подібний" вид (з певними варіаціями), тоді як в кризові періоди вони набували добові профілі більш складних, хаотичних форм з вираженими плато із певними денними провалами, що свідчить про порушення звичних комерційно ефективного фізичного балансування електроенергетичної системи України.

Таким чином, за 5 років функціонування БР в Україні він трансформувався від механізму врегулювання надлишку пропозиції до інструменту покриття дефіциту попиту під час системних шоків та кризових періодів, демонструючи при цьому високу чутливість до стану електроенергетичної системи. Ця трансформація супроводжувалася поглибленням системної кризи, що вимагало постійних примусових втручань та системних обмежень з боку оператора системи передачі для управління критичними дисбалансами. Цінові рівні на БР суттєво зросли, особливо в пікові та напівпікові години, підкреслюючи зростаючу вартість забезпечення балансу електроенергетичної системи в умовах безпрецедентних зовнішніх шоків. Система цінових обмежень БР адаптувалася

від початкових жорстких фіксованих до гнучких та диференційованих за трьома режимами навантаження. Водночас, незважаючи на зусилля, системні небаланси часто залишалися суттєвими, і збалансованість БР переважно досягалася за рахунок активної редиспетчеризації постачальників послуг балансування та у кризових випадках – введення системних обмежень, включно з графіками аварійних відключень та обмежень потужностей.

4.3. Методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії України

Підписавши Угоду про асоціацію між Україною та ЄС, Україна прийняла на себе зобов'язання щодо впровадження європейських засад конкурентної політики. У ст. 254 цієї Угоди підкреслюється важливість створення вільної та неспотвореної конкуренції у торговельних відносинах та встановлюються керівні принципи конкурентної політики, якими є несумісні антиконкурентні господарські дії, які можуть спотворити належне функціонування ринків та зменшити позитивні наслідки лібералізації торгівлі [17]. Розвиток конкурентних відносин в енергетичній сфері потребував окремих засад формування конкурентної політики на енергетичних ринках, якими стали: Регламент ЄС № 1227/2011 від 25.10.2011 щодо доброчесності та прозорості оптового енергетичного ринку (REMIT) [18] та Регламент ЄС № 543/2013 від 14.07.2013 про подання та публікацію даних на РЕЕ [19]. Імплементація цих регламентів стала обов'язковою для України на підставі внесення змін Рішенням Ради ЄС № 2019/466 від 18.03.2019 до Додатку XXVII Угоди про асоціацію України з ЄС [20]. Однією з функцій провадження конкурентної політики на РЕЕ є здійснення його моніторингу, яку віднесено до повноважень енергетичного регулятора – Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) [21, ст. 8 п. 2 пп. 10], що у т.ч. включає функціонування ринку та його сегментів, рівня та ефективності відкриття РЕЕ, прозорості та конкуренції на ринку. Нормативно-правова основа моніторингу

РЕЕ забезпечується Постановою НКРЕКП 14.09.2017 № 1120 «Про затвердження Порядку здійснення НКРЕКП, моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послу» [22]. Здійснення моніторингу повинно відбуватися за відповідними інструкціями з моніторингу, які міститимуть [22]: (1) перелік об'єктів та предметів моніторингу; (2) перелік індикаторів/показників оцінки функціонування об'єктів та/або предметів моніторингу; (3) цільові значення або допустимий діапазон індикаторів/показників оцінки та методологічні підходи щодо їх визначення; (4) період моніторингу певного об'єкта та предмета моніторингу; (5) перелік джерел даних, що використовуються для моніторингу об'єкта та предмета моніторингу, а також періоди їх збору/оновлення; (6) перелік інформації з обмеженим доступом; (7) методи реєстрації інформації, отриманої з відкритих джерел; (8) перелік результатів моніторингу, що підлягають оприлюдненню [22].

Таких інструкцій щодо проведення моніторингу НКРЕКП ще не розроблено та здійснення моніторингу спирається на Постанову НКРЕКП 14.09.2017 № 1120, яка регламентує порядок його проведення та Постанову НКРЕКП від 29.03.2019 № 450 щодо затвердження форм звітності учасників РЕЕ [22; 23]. Тобто наразі відсутня методична основа проведення моніторингу. А перелік показників моніторингу РЕЕ, наведений у [22], є безсистемним (не відображає економічну сутність предмета їх моніторингу), одночасно надлишковим (деякі показники дублюються за економічним змістом) і недостатнім (відсутні суттєві показники), а також необґрунтованим (окремі показники не мають змістового навантаження). Переважно цей перелік показників є кількісним і передбачає лише агрегацію цих форм статистичної звітності учасників РЕЕ, поданих до НКРЕКП, та визначення темпів їх змін, лише окремі з показників відображають якісний рівень функціонування РЕЕ. Слід зазначити, що НКРЕКП також ще не визначилося із цільовими значеннями цих показників, допустимим діапазоном їх коливань та методами розрахунку. Отже, можна вважати, що методика моніторингу РЕЕ України відсутня, що ускладнює його оперування ним та уповільнює його зрушення у напряму

цільового вектора розвитку.

Як інструмент моніторингу оптового РЕЕ пропонується методичний підхід до оцінки його результативності, який передбачає складання якісної характеристики рівня розвитку конкуренції за ознаками збалансованості, варіабельності, динамічності та пропорційності, що дозволяє приймати управлінські рішення за цілями розвитку ринку [24]. Такий моніторинг можна проводити як у календартному розрізі (як щодобово, так і щотижнево, щомісячно, щоквартально тощо) або за когортними періодами, для яких притаманних вплив певних фундаментальних чинників. Методологічною основою цього підходу є теорія ключових показників результативності (KPI-Key Performance Indicators), яка набула розвитку у працях [25–27].

Згідно з ISO 9000:2005 та ISO 9000:2008 під результативністю розуміється ступінь реалізації запланованої діяльності, досягнення запланованих результатів [28; 29]. При цьому, як зазначається в роботі [30], управління результативністю ставить своїм завданням стимулювати продуктивну довільну поведінку, яка проявляється у самостійному виборі людини (в цьому контексті учасниками ринку – прим. авт.) своєї роботи. В цілому результативність представляє поведінковий аспект та підтримує цінності організації [31]. Результативність функціонування ринку найчастіше пов’язується із аналізом ринкових структур, а компонентами результативності прийнято вважати ефективність використання обмежених ресурсів, прогресивність поведінки виробників, забезпечення повної зайнятості, справедливість розподілу доходів, що виражають техніко-економічні аспекти його функціонування [31]. Кожний галузевий ринок має специфічні особливості будови та функціонування, що обумовлює відсутність універсального підходу до оцінки їх результативності. Тому, як зазначається в роботах [32; 33], результативність функціонування ринку визначається за поведінкою його учасників, а оцінка результативності повинна виражатися в розробці логічної системи її показників.

KPI – це числові показники діяльності, які допомагають виміряти ступінь досягнення цілей або оптимальності процесу [34], і є вимірниками бізнес-

процесів, а система показників – це інструмент управління бізнесом, реалізація концепції управління за цілями, яка бере початок з теорії управління системами [32]. Їх прийнято ділити на цільові (ступінь наближення до цілі), процесні (ефективності процесу), проєктні (ефективність та результативність проєкту) KPI є вимірниками результативності, ефективності, продуктивності бізнес-процесів Існують три типи показників результативності [34]: ключові показники результату (Key Result Indicator– KRI); показники ефективності (Performance Indicator – PI та безпосередньо KPI. KPI є найважливішими індикаторами для поточного та майбутнього успіху організації, а склад таких показників повинен налічувати близько 10 індикаторів. Хоча KPI, PI та KPI характеризують як показники минулого, поточного чи майбутнього, концепція KPI передбачає їх моніторинг 24/7 або щоденно [34; 35].

У праці [36] визначено, що розробка системи KPI передбачає визначення таких її компонент: дескриптивної, що містить загальну інформацію про індикатор; управлінської, яка спрямована на встановлення відповідальності за реалізацію; інформаційної, що передбачає формалізацію методики обчислення.

Актуальність питання результативності РЕЕ пов’язана із необхідністю відстеження ступеня досягнення головної мети його реформування, визначеної у Законі України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII [21]. Отже, постає завдання розробки методичного підходу до оцінки результативності РЕЕ (рис. 4.29), який дозволить виміряти її якісно та проводити постійний моніторинг на різних сегментах РЕЕ, оперативно виявляти порушення в його роботі. На першому етапі дослідження результативності РЕЕ побудовано структурно-логічну модель її оцінки (рис. 4.30). РЕЕ представлено у виді трикутника, сторонами в якому є складові попиту (D) та пропозиції (S) та виділено 3 його рівні:

1) фізичний, який характеризують реальні фізичні обсяги попиту (D) та пропозиції (S) ЕЕ;

2) заявлений, який визначають обсяги попиту (Dd) та пропозиції (Sd) заявлені до купівлі-продажу на РЕЕ;

3) акцептований, який формують обсяги ЕЕ, купленої (Da) та проданої (Sa) на РЕЕ.



Рис. 4.29. **Структурно-логічна схема методичного підходу до оцінки результативності РЕЕ**

Джерело: авторська розробка

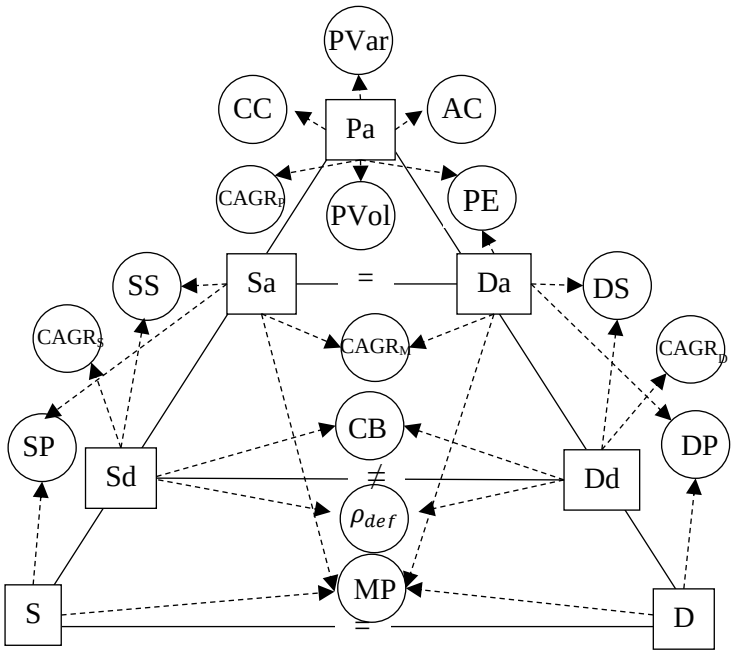


Рис. 4.30**. Структурно-логічна модель оцінки результативності РЕЕ**

○ – локальний показник результативності РЕЕ; □ – складова РЕЕ

Джерело: авторська розробка

Примітка: інтерпретацію локальних показників наведено у табл. 4.3

На вершині цього трикутника акцептована ціна ЕЕ (Pa), яка встановлюється за результатами торгів на РЕЕ.

Для оцінки результативності РЕЕ обрано 16 показників (табл. 4.3).

Таблиця 4.3

Компоненти та локальні показники результативності РЕЕ

Показник	Формула розрахунку	Порогові значення KPI, %
Динамічність		
Темп зростання ринку ($CAGR_M$)	$CAGR_M = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^{N} D_{a_1} \times D_{a_2} \times .. D_{a_{t-1}} \times D_{a_t}} \times 100\% - 100\%$	[–5%; +5%]
Темп зростання заявленого попиту ($CAGR_{D_d}$)	$CAGR_{D_d} = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^{N} D_{d_1} \times D_{d_2} \times .. D_{d_{t-1}} \times D_{d_t}} \times 100\% - 100\%$	[–5%; +5%]
Темп зростання заявленої пропозиції ($CAGR_{S_d}$)	$CAGR_{S_d} = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^{N} S_{d_1} \times S_{d_2} \times .. S_{d_{t-1}} \times S_{d_t}} \times 100\% - 100\%$	[–5%; +5%]
Темп зростання цін ($CAGR_{P_a}$)	$CAGR_{Pa} = \sqrt[N-1]{\prod_{t=1}^{N} P_{a_1} \times P_{a_2} \times .. P_{a_{t-1}} \times P_{a_t}} \times 100\% - 100\%$	[–5%; +5%]
Збалансованість		
Споживчий надлишок (DS)	$DS = \frac{D_d - D_a}{D_d} \times 100\ \%$	[0 %; 20 %]
Виробничий надлишок (SS)	$SS = \frac{S_d - S_a}{S_d} \times 100\ \%$	[0 %; 20 %]
Кон'юнктурний баланс (СВ)	$CB = \frac{S_d}{D_d} \times 100\ \%$	[80 %; 120 %]
Вірогідність дефіциту пропозиції (ρ_{def})	$\rho_{def} = \frac{\sum_{t=1}^{T} 1(D_{d_t} > S_{d_t})}{T} \times 100\ \%$ Т – кількість годин в досліджуванному періоді; $\sum_{t=1}^{T} 1(D_{d_t} > S_{d_t})$ - кількость годин, в яких заявлений попит перевищує заявлену пропозицію	[0%; 20 %]
Варіабельність		
Цінова варіабельність ($PVar$)	$\mathrm{PVar} = \frac{\sigma_{Pa}}{\overline{Pa}}$ σ_{Pa} – стандартне відхилення за акцептованими цінами; $\overline{\mathrm{Pa}}$ – середньоарифметичне значення акцептованих цін за період	[0%; 20 %]
Коефіцієнт ексцесу цін ($КС_Р$)	$KC_P = \frac{\mu_4}{\sigma^4} - 3,$ μ_4 – центральний момент четвертого порядку; σ^2 – дисперсія акцептованих цін	[–1; +1]
Коефіцієнт асиметрії цін ($АС_Р$)	$AC_P = \frac{\mu_3}{\sigma^3},$ μ_3– центральний момент четвертого порядку	[-0,2; +0,2]
Цінова волатильність (PVol)	$\mathrm{PVol} = \sigma_{\mathrm{PGR}} \times 100\ \%,$ σ_{PGR} – стандартне відхилення за темпами приросту цін ЕЕ (PGR), який дорівнює: $\mathrm{PGR} = \frac{\mathrm{Pa_t} - \mathrm{Pa_{t-1}}}{\mathrm{P_{t-1}}} \times 100\ \%,$ P_t , P_{t-1}– ціна ЕЕ у період t і t-1 відповідно	[0%; 20 %]
Пропорційність		
Пропорційність ринку (МР)	$MP = \frac{D_{a_t}}{D_{a_{t-1}}} \div \frac{D_t}{D_{t-1}}$ D_t , D_{t-1} – обсяг споживання ЕЕ у період t і t-1 відповідно	[0,8 ; 1,2]

Закнічення таблиці 4.3

Показник	Формула розрахунку	Порогові значення KPI, %
Пропорційність попиту (DP)	$DP = \frac{D_{d_t}}{D_{d_{t-1}}} \div \frac{D_t}{D_{t-1}}$	[0,8 ; 1,2]
Пропорційність пропозиції (SP)	$SP = \frac{S_{d_t}}{S_{d_{t-1}}} \div \frac{D_t}{D_{t-1}}$	[0,8 ; 1,2]
Еластичність ціни (PE)	$MP = \frac{(Pa_t - Pa_{t-1})}{Pa_{t-1}} \frac{(D_{a_t} - D_{a_{t-1}})}{D_{a_{t-1}}}$	[-0,2 ; +0,2]

Джерело: авторська розробка

На другому етапі синтезовано із структурно-логічної моделі локальні показники, які згодом згруповано за 4 визначальними компонентами ринкової кон'юнктури (рис. 4.31).

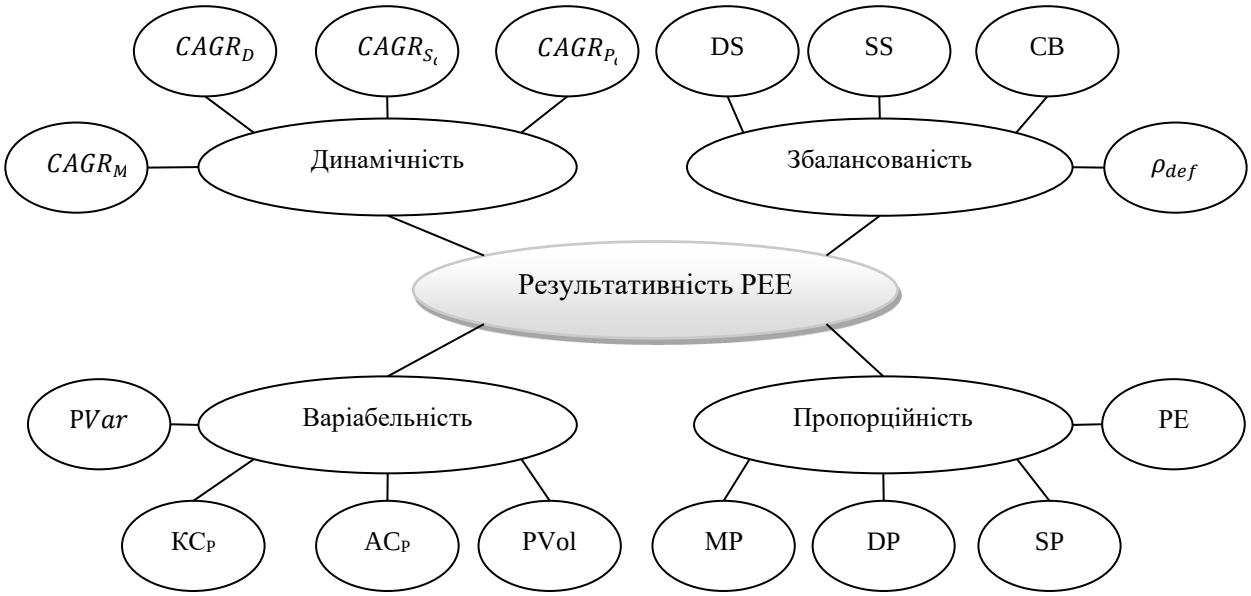


Рис. 4.31. **Групування локальних показників результативності PEE за компонентами**

Джерело: авторська розробка

За кожною компонентою робиться якісна інтерпретація результативності функціонування PEE, як наведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Якісна інтерпретація компонент результативності PEE

Компонента результативності PEE	Нижче порогового значення	У діапазоні від еталону до порогового значення	Перевищує порогове значення
Збалансованість	Дефіцитна	Урівноважена	Профіцитна
Варіабельність	Низька	Середня	Висока
Динамічність	Спадаюча	Стійка	Зростаюча
Пропорційність	Спекулятивна	Консервативна	Агресивна

Джерело: авторська розробка

Керуючись економічною логікою, було обрано еталонне значення для кожного локального показника. Обґрунтування порогових значень локальних показників було здійснено за методом мінімальної результативності [32] на рівні 80 % від еталонного значення показника.

Розрахунок результативності PEE доцільно проводити як для кожного сегмента PEE, так і за окремими режимами навантаження.

Оскільки показники результативності вимірюють ступінь реалізації запланованих дій, то їх доцільно представити у відсотковому виразі, для чого проводиться процедура їх нормування за формулою (4.1):

$$p_{ki} = \begin{cases} 1, l_{ki} \le x_{ki} \le u_{ki} \\ \frac{x_{ki} - u_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, u_{ki} < x_{ki} < u_{ki} + (u_{ki} - l_{ki}) \\ \frac{u_{ki} - x_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, x_{ki} \ge u_{ki} + (u_{ki} - l_{ki}) \\ \frac{x_{ki} - l_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, l_{ki} - (u_{ki} - l_{ki}) < x_{ki} < l_{ki} \\ \frac{l_{ki} - x_{ki}}{u_{ki} - l_{ki}}, x_{ki} \le l_{ki} - (u_{ki} - l_{ki}) \end{cases}, \quad (4.1)$$

де p_{ki} – стандартизована результативність за i-м локальним показником k-ї компоненти; x_{ki} – фактичне значенн i-го локального показниками k-ї компоненти; l_{ki} – значення нижнього KPI і-го локальними показниками k-ї компоненти; u_{ki} – значення верхнього KPI і-го локальними показниками k-ї компоненти.

Формула (4.1) створює багаторівневу систему оцінки результативності PEE, яка нормалізує фактичні значення у діапазоні від 0 до 1, а також відображає ступінь «невідповідності» фактичних значень KPI. Вона вважає «ідеальними» значення, що знаходяться в діапазоні $[l_{ki}, u_{ki}]$, та для невеликих відхилень застосовує лінійну нормалізацію, а для значних відхилень – пропорційно обернену нормалізацію, що швидко знижує оцінку до нуля. Це дозволяє більш детально аналізувати складові результативності PEE відносно його цільових меж.

Профіль результативності PEE може бути побудовано у виді діаграми-

радару, на якому відображаються всі локальні нормовані показники. Результативність РЕЕ визначається як відношення площі побудованого багатокутника до еталонної площі радару та розраховується за формулами:

$$S_K = \frac{1}{2}\left(p_{ki}p_{kj} + p_{kj}p_{k\gamma} + p_{kl}p_{k\gamma} + p_{ki}p_{kl}\right)\sin\frac{\pi}{16} \quad (4.2)$$

$$P_K = \frac{S_K}{S_K^E} \times 100\ \% \quad (4.3)$$

де S_K – площа радару результативності за k-ю компонентою;

p_{ki} , p_{kj}, $p_{k\gamma}$, p_{kj}– стандартизована результативність за локальними показниками k-ї компоненти;

S_K^E – еталонна площа радару за k-ю компонентою, яка є константою та вираховується виходячи з того, що результативність всіх локальних показників дорівнює 100 %.

Загальна результативність РЕЕ враховує всіх компоненти та вираховується за формулою:

$$ME = \frac{\sum_{K=1}^{N} S_K}{\sum_{K=1}^{N} S_K^E} \times 100\ \% \quad (4.4)$$

Враховуючи, що мінімальний пороговий рівень результативності було встановлено на рівні 70 %, то можна запропонувати таку градацію підсумкових рівнів результативності (табл. 4.5).

Таблиця 4.5

Якісна інтерпретація рівня результативності РЕЕ

Значення	Інтерпретація
[1,00; 0,8)	Висока
[0,8; 0,70)	Середня
[0,70 0,6)	Задовільна
[0,6 0,5)	Низька
[0,5 0,0]	Критична

Джерело: авторська розробка

Апробацію цього методичного підходу було здійснено для РДН України в ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р. за даними ПрАТ «НЕК Укренерго» [13], АТ «Оператор ринку» [12] за виділеними у 4.2 когортними періодами.

Динамічність РДН (табл. 4.9) відображає темпи зростання його місткості,

заявлених обсягів попиту та пропозиції, а також маржинальних цін, дозволяючи оцінити, наскільки ринок здатен зберігати рівновагу та адаптуватися до зовнішніх викликів в умовах як нормального функціонування, так і періодів глибоких трансформацій.

Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні супроводжувалося запуском РДН із часткою близько 40 % від фізичного електроспоживання в ОЕС України. Протягом цього етапу динамічність місткості РДН поступово знижувалася (-0,8 %/міс.), що було зумовлено перетіканням комерційних потоків ЕЕ на інші сегменти ринку. Основною причиною стало скорочення заявленого попиту (-1,6 %/міс.), тоді як висока комерційна привабливість РДН стимулювала зростання заявленої пропозиції (+6,0 %/міс.). Такий дисбаланс спричинив помірне зниження цін РДН (-2,0 %/міс.), створивши умови для поступового формування конкурентного ринкового середовища за індикативними цінами.

Таблиця 4.6

Оцінка динамічності РДН України
у ІІ півріччі 2019 – І півріччі 2024 р., %/міс.

Етап	$CAGR_M$	$CAGR_D$	$CAGR_S$	$CAGR_P$
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	-0,8	-1,6	6,0	-2,0
Пандемія Covid-19	-4,4	-4,2	-6,6	0,8
Постпандемійне відновлення	-0,7	-0,3	-1,8	3,7
Європейська енергетична криза	4,4	6,0	9,2	0,1
Початок війни рф проти України	-20,4	-22,1	-19,5	6,4
І фаза енергетичного терору	14,3	13,9	11,6	1,2
Адаптації до війни під тиском атак	0,4	0,5	-0,2	-0,6
ІІ фаза енергетичного терору	-2,1	0,6	-10,6	19,7

Джерело: авторські розрахунки

Пандемія Covid-19 стала першим серйозним зовнішнім викликом для РДН, яка зумовила скорочення його місткості (-4,4 %/міс.) через зниження заявленого попиту (-4,2 %/міс.) та пропозиції (-6,6 %/міс.). Попри це, середня ціна РДН зростала (+0,8 %/міс.), що свідчило про наявність цінової інерції в умовах карантинних обмежень. Постпандемійне відновлення супроводжувалося стабілізацією динаміки РДН: темп зростання місткості був практично нульовим (-0,7 %/міс.), що вказувало на повернення до звичних обсягів торгів, заявлений

попит залишався майже незмінним (-0,3 %/міс.), тоді як пропозиція скорочувалася помірно (-1,8 %/міс.), що могло бути наслідком адаптації до нових графіків навантаження електроенергетичної системи. Попри ці коливання, середня ціна на РДН демонструвала зростання (+3,7 %/міс.), залишившись в межах критичного діапазону.

Період європейської енергетичної кризи позначився пожвавленням торгової активності на РДН України. Місткість ринку зростала на +4,4 % /міс. на фоні зростання попиту (+6,0 %/міс.) та ще більш вираженого зростання пропозиції (+9,2 %/міс). Це вказувало на підвищену комерційну привабливість РДН як з боку покупців, так і з боку продавців ЕЕ. Водночас середня ціна залишалася стабільною (+0,1 %/міс.) через збереження ринкової рівноваги попри зростаючий тиск з боку європейських ринків енергоресурсів.

На початку повномасштабної війни рф проти України динаміка РДН зазнала найгострішого спаду за весь період дослідження. Місткість РДН скорочувалася на -20,4 % / міс., що було зумовлено синхронним падінням попиту (-2,1 %/міс.) і пропозиції (-19,5 %/міс.). Це свідчило про загальне шокове пригнічення торгової активності як з боку покупців, так і з боку продавців ЕЕ, які не мали фізичні, технічні або організаційні можливості для участі в РДН. Попри це, середня ціна зросла на +6,4 %/міс., у т.ч. через встановлення нижніх цінових обмежень та інфляцію, спричинену зростанням безпекових ризиків.

Під час І фази енергетичного терору РДН продемонстрував ознаки стрімкого зростання, зумовленого перетіканням обсягів торгів із інших сегментів РЕЕ, передусім РДД. Місткість ринку збільшувалася на +14,3 %/міс., що відображало зростання активності учасників. Заявлений попит зростав на +13,9 %/міс., а пропозиція – на +11,6 %/міс., що свідчило про високу комерційну привабливість торгів на РДН. Водночас середня ціна залишалася відносно стабільною (+1,2 %/міс.), що вказувало на тимчасовий баланс між попитом і пропозицією навіть в умовах зростаючих ризиків.

На етапі адаптації до воєнного стану під тиском енергетичних атак динаміка РДН стабілізувалася. Місткість ринку залишалася майже незмінною

(+0,4 %/міс.), що свідчило про відновлення ринкової рівноваги після попередніх шоків, заявлений по пит демонстрував обережне зростання (+0,5 %/міс.), тоді як заявлена пропозиція практично не змінювалася (-0,2 %/міс.). Середня ціна РДН залишалася стабільною (-0,6 %/міс.), вказуючи на інерційний характер ринкової поведінки учасників та поступову адаптацію до умов тривалої загрози.

У період ІІ фази енергетичного терору динаміка РДН набула мінливого характеру. Загальна місткість ринку скорочувалася (-2,1 %/міс.), що свідчило про зниження обсягів торгів на тлі нової хвилі атак. Водночас заявлений попит демонстрував незначне зростання (+0,6 %/міс.) через посилення конкуренції серед покупців ЕЕ на фоні очікуваного дефіциту. Найбільше зменшувалася пропозиція (-10,6 %/міс.) через втрату генеруючих потужностей та фізичну неспроможність продавців ЕЕ запропонувати достатні обсяги генерації на РДН. Ціни РДН різко зростали (+19,7 %/міс.) в умовах загострення дефіциту ЕЕ.

Таким чином, за 5 років функціонування РДН він засвідчив, що динамічність його розвитку в умовно нормальні періоди функціонування характеризувалися стриманою динамікою, а темпи зростання місткості, попиту, пропозиції та цін залишалися в межах критичного діапазону коливання, вказуючи на здатність ринку до саморегуляції. Натомість у кризові періоди динамічність РДН різко змінювалася, спостерігалися як раптові падіння місткості та пропозиції, так і різкі стрибки попиту й цін, що свідчило про високий рівень нестабільності, втрату інерції до ринкової саморегуляції.

Оцінка збалансованості РДН в Україні вивчає співвідношення його кон'юнктурних складових та їх трансформацію під впливом різних чинних впливу (табл. 4.7).

На початковому етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні спостерігалися значні дисбаланси РДН. Зокрема, виробничий надлишок у середньому перевищував акцептований обсяг на 37 % (у піковий період – на 35%, у позапіковий – на 39%). Водночас споживчий попит був майже повністю задоволений, а споживчий надлишок становив 6% (у піковий період – 2%, у позапіковий – 12%). Кон'юнктурний баланс РДН був профіцитним і в середньому

становив 132% (133% у піковий та 131% у позапіковий період). Однак ймовірність дефіциту пропозиції протягом доби знаходилася на високому рівні у 20%, зокрема для пікового періоду – на рівні 12%, тоді як для позапікового періоду вона була значно вищою і становила 33%.

Таблиця 4.7

Оцінка збалансованості РДН України
у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р., %

Етапи	SS	DS	CB	ρ_{def}
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	37	6	132	20
Пандемія Covid-19	132	1	229	1
Постпандемійне відновлення	77	2	175	7
Європейська енергетична криза	49	6	142	16
Початок війни рф проти України	489	1	588	3
I фаза енергетичного терору	52	5	149	18
Адаптації до війни під тиском атак	53	3	150	13
II фаза енергетичного терору	23	10	116	32

Джерело: авторські розрахунки

Період пандемії Covid-19 РДН характеризувався глибоким дисбалансом, спричиненим різким падінням попиту ЕЕ на тлі наявної пропозиції. Виробничий надлишок у цей період був дуже високим, становивши 132 %, у т.ч. 123% у піковий та 149% у позапіковий періоди, що свідчить про те, що більше половини заявленої пропозиції не акцептувалоося на РДН. Натомість споживчий надлишок був надзвичайно низьким, становивши 1%, у т.ч. в піковий період – 2%, у позапіковий період – 1%, оскільки споживачі суттєво зменшили свої заявки попиту. Отже, кон'юнктурний баланс РДН став високо профіцитним (229%, у т.ч. 220% у піковий та 247% у позапіковий періоди).

Етап постпандемічного відновлення характеризувався поступовим, але ще недостатнім поверненням до збалансованість РДН. Виробничий надлишок залишався високим, хоча й дещо знизився порівняно з періодом пандемії (77%). Споживчий надлишок залишався низьким, як і під час пандемії, (2%). Як наслідок, кон'юнктурний баланс РДН був профіцитним, демонструючи деяке зниження порівняно з пандемічним періодом, але все ще значно перевищуючи

100%. Щодо ймовірності дефіциту пропозиції, то вона зросла порівняно із попереднім періодом до 7%, у т.ч. у піковий період – 9%, а у позапіковий – 4%.

Європейська енергетична криза продемонструвала, що РДН, хоча й мав певний запас міцності, почав відчувати вплив зовнішніх шоків. Виробничий надлишок у цей період становив 49%, а споживчий надлишок зріс до 6%, що відображало небажання покупців купувати ЕЕ за підвищеними цінами на ЕЕ. Отже, кон'юнктурний баланс РДН залишався профіцитним, але його значення дещо знизилися порівняно з пандемічними періодами до 142 %. Найбільш помітною зміною стала зростання ймовірності дефіциту пропозиції, в середньому вона становила 16%, а у піковий період сягала 22 %, тоді як позапіковий період – лише 5%.

Початок війни рф проти України став найбільш критичним і руйнівним періодом для українського РЕЕ, кардинально змінивши баланс РДН. Виробничий надлишок досяг екстремально високих значень: у середньому 489%, тоді як споживчий надлишок був практично відсутній. Кон'юнктурний баланс РДН досяг безпрецедентних профіцитних значень (588%), що свідчило про катастрофічне перевищення заявленої пропозиції над заявленим попитом. Ймовірності дефіциту пропозиції залишалася надзвичайно низькою: у середньому 3 %, у т. ч.у піковий період – 1%, у позапіковий – 6%.

І фаза енергетичного терору ознаменувала перехід РДН від стану надлишкової пропозиції до стану зростаючої нестабільності та дефіциту. Виробничий надлишок впав до 52% упродовж доби, тоді як споживчий надлишок зріс до 5 %. Хоча РДН залишався профіцитним, кон'юнктурний баланс становив 149 %, ймовірність дефіциту зросла до 18 % (17 % у позапіковий період та 22 % у позапіковий період), що обумовило системну проблему з покриттям попиту на ЕЕ навіть у години низького навантаження.

Припинення енергетичного терору дозволило адаптувати РДН до воєнного стану та атак на енергетичну інфраструктуру. Хоча системні проблеми з дисбалансом між заявленими та акцептованими обсягами, а також надлишком заявленої пропозиції над попитом залишилися, спостерігалося значне

покращення за критичним показником ймовірності дефіциту. Виробничий надлишок та кон’юнктурний баланс залишилисяя майже на рівні попереднього періоду, у середньому 53% та 150 % відповідно, споживчий надлишок скоротився до 3 %, а ймовірність дефіциту знизилася до 13 %.

ІІ фаза енергетичного терору стала періодом системного дефіциту пропозиції на РДН. Незважаючи на те, що кон'юнктурний баланс наблизився до «оптимального» діапазону (116 %), це відбувалося на тлі критично низького виробничого надлишку (23 %) та зростаючого споживчого надлишку (10 %), особливо у піковий період доби (15 %). Ймовірність дефіциту пропозиції сягла 32%, у т.ч. 50% у піковий, 39% позапіковий та 10% напівпіковий періоди.

Таким чином, функціонування РДН в умовно нормальні періоди характеризувалося наявністю профіциту пропозиції, помірними виробничими й споживчими надлишками, а також відносно невисокими ризиками дефіциту пропозиції. Хоча кон'юнктурна збалансованість залишалася порушеною, РДН демонстрував здатність підтримувати ринкову рівновагу. Натомість у кризові фази кон'юнктурний баланс РДН істотно погіршувався. У різні періоди спостерігались або надмірні виробничі надлишки, або гострий дефіцит пропозиції, а ймовірність незабезпечення попиту пропозицією сягала критичних значень, що свідчить про втрату ринкової рівноваги в умовах зовнішніх шоків.

Оцінка варіабельності цін РДН (табл. 4.8) включає аналіз варіації, волатильності, асиметрії та ексцесу цін на ЕЕ, яка дозволяє оцінити рівень його цінової стабільності, чутливості до коливань попиту й пропозиції, а також ефективність цінових сигналів.

На початковому етапі функціонування конкурентного РЕЕ в Україні РДН мав помірну варіабальність цін (варіація цін становила від 13 % до 17 %, а їх волатильність від 19 % до 24%), що відображало процес становлення ринкових механізмів. Однак значна лівосторонню асиметрія (від -0.74 до -1.62) у всіх цінових сегментах вказувала на схильність до різких падінь цін, а для позапікових цін також спостерігалася підвищена ймовірність екстремальних значень (ексцес 1.98).

Таблиця 4.8

Оцінка варіабельності цін на РДН України
у ІІ півріччі 2019 – І півріччі 2024 р.

Етап	PVar	КС$_{Р}$	АС$_{Р}$	PVol, %
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	0,15	0,29	-0,89	22,6
Пандемія Covid-19	0,16	0,14	-0,52	18,7
Постпандемійне відновлення	0,26	0,95	-0,25	34,6
Європейська енергетична криза	0,17	-0,27	-0,43	173,6
Початок війни рф проти України	0,11	0,27	1,28	20,2
І фаза енергетичного терору	0,06	7,99	-2,62	22,4
Адаптації до війни під тиском атак	0,22	0,04	-0,23	256,4
ІІ фаза енергетичного терору	0,27	-0,26	-0,2	154,1

Джерело: авторські розрахунки

Період пандемії Covid-19 на РДН характеризувався помірною відносною варіабельністю цін (варіація цін 16-19 %) та волатильністю (14,0%-20,0%), що свідчила про адаптацію до нових умов. Однак значна лівостороння асиметрія (від -0.52 до -1.28) у всіх сегментах вказувала на схильність до різких падінь цін. Особливо помітним було наявність значних аномалій у позапікових цінах (ексцес 3.83). Етап постпандемічного відновлення відзначився для РДН суттєвим зростанням відносної та абсолютної волатильності цін у всіх сегментах (варіація перевищила 26 % а волатильність склала у середньому 35 %, що вказувало на непередбачуваність ринку у відповідь на відновлення економічної активності після пандемії. Хоча розподіл цін за ексцесом наблизився до нормального, асиметрія залишалася вираженою для позапікових періодів.

Європейська енергетична криза обумовила зростання цінової волиальності на РДН (у середньому 175 %). Незважаючи на це, варіація цін була помірною для базових та пікових цін (17-18 %), але високою для позапікових (32 %). На РДН виразилася стійка лівосторонню асиметрія (від -0.43 до -0.85) у всіх сегментах, що підкреслювала схильність ринку до падіння цін.

Початок повномасштабної війни обумовив «заморожування» цін РДН та зазначився помірною їх низькою варіабельністю (варіація була в межах 10–17 %, а волатильність цін – 16–20 %), що було наслідком функціонування РДН в умовах значно зниженого попиту та встановлених нижніх цінових обмежень.

Проте сильна правостороння асиметрія (від 0.89 до 1.68) у всіх цінових сегментах та позитивний ексцес для пікових цін (1.95) вказували на стійку тенденцію до високих цінових стрибків.

І фаза енергетичного терору охарактеризувалася надзвичайно низькою варіабельністю цін (в межах 6–8 %), але волатильність залишалася помірною (17–24%). Найбільш значущою ознакою цього періоду є надзвичайно високий позитивний ексцес (від 5.77 до 8.43) та сильна лівосторонню асиметрія (від -2.47 до -2.66) у всіх цінових сегментах, тобто ціни концентрувалися навколо певного високого рівня, але при цьому часто з'являлися аномально низькі ціни. Період адаптації характеризувався високою варіабельністю цін (від 22 % до 32 %), а також волатильністю, яка перевищувала 100%, окрім пікових продуктів. Незважаючи на це, розподіли цін були близькими до нормального за ексцесом, а позапікові та напівпікові ціни демонстрували симетричну асиметрію, що свідчило про те те, що диверсифікація за трьома режимами навантаження вирівняла ринковий баланс РДН.

ІІ фаза енергетичного терору характеризувалася для РДН подальшим збереженням та зростанням високої варіабельності (від 24 % до 43 %) та волатильності цін (у середньому 154 %), що доводило про функціонування РДН в умовах глибокого дефіциту та екстремального цінового тиску.

Таким чином, варіабельність цін на РДН в умовно нормальних періодах демонструвала відносну передбачуваність, помірну волатильність і обмежену кількість аномальних цінових відхилень. Асиметрія та ексцеси зменшувалися або наближалися до нормального розподілу. Натомість у кризових фазах спостерігалися різке посилення волатильності, значні зсуви у цінових розподілах та схильність до цінових аномалій.

Оцінка пропорційності РДН на основі індексів пропорційності торгів, попиту й пропозиції, а також цінової еластичності (табл. 4.9) дає змогу визначити ступінь відповідності між динамікою ринкових процесів (комерційних потоків ЕЕ) та фізичним електроспоживанням і виявити ознаки перегріву, дисбалансу чи спекулятивної поведінки учасників в умовах трансформаційних зрушень.

На етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні пропорційність РДН можна визначити як консервативну (0,98), покупці ЕЕ змінювали свої заявлені обсяги купівлі ЕЕ залежно від зміни електроспоживання в електроенергетичній систем (0,97), тоді як у заявках-пропозиції існував легкий запас потужностей (1,09). Натомість еластичність РДН знаходилася на консерватиній межі (-0,2), і незначне зменшення ціни обумовлювали значне зростання акцептованих обсягів та навпаки. На етапі пандемії Covid-19 пропорційність РДН також залишалася консервативною (0,95), що свідчило про адаптивне скорочення обсягів торгів відповідно до зниження загального електроспоживання. Пропорційність попиту також зменшилася (0,95), тоді як пропозиція залишалася пропорційно збалансованою (1,00). Водночас еластичність цін РДН (-0,34) свідчила про агресивний характер поведінки учасників ринку: в умовах високої невизначеності навіть незначне скорочення акцептованого обсягу призводило до стрімкого зростання ціни, і навпаки. Постпандемійне відновлення зумовило консервативну пропорційність РДН за всіма індикаторами, що свідчило про поступове відновлення ринку відповідно до зростання електроспоживання в електроенергетичній системі. Зміна цін спричиняла пропорційні коливання акцептованих обсягів (-0,12), а поведінка учасників ринку залишалася стриманою та прогнозованою.

Таблиця 4.9

Оцінка пропорційності РДН України у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.

Етап	MP	DP	SP	PE
Відкриття конкурентного РЕЕ в Україні	0,98	0,97	1,09	-0,20
Пандемія Covid-19	0,95	0,95	1,00	-0,34
Постпандемійне відновлення	1,03	1,03	0,97	-0,12
Європейська енергетична криза	1,05	1,06	1,05	-1,32
Початок війни рф проти України	0,89	0,89	1,26	0,14
І фаза енергетичного терору	1,25	1,25	0,97	-97,56
Адаптації до війни під тиском атак	1,00	1,00	1,02	1,99
ІІ фаза енергетичного терору	1,20	1,23	0,76	-0,51

Джерело: авторські розрахунки

Під час європейської енергетичної кризи пропорційність РДН залишалася консервативною за всіма індикаторами, що свідчило про збалансовану

взаємодію попиту та пропозиції в умовах підвищеної напруги. Водночас еластичність за ціною була високо агресивною (-1,32), що вказує на високочутливу поведінку учасників: навіть незначне зростання цін призводило до різкого скорочення акцептованого обсягу на тлі очікувань подальшого зростання цін на енергоносіїв.

На початку повномасштабної агресії рф проти України спостерігалося незначне спотворення торгівлі на РДН (0,89), зумовлене зниженням пропорційності попиту (0,89), натомість пропорційність пропозиції була агресивною (1,26), що свідчило про перегріту генерацію та прагнення виробників утримати свої позиції на РДН попри невизначеність. Еластичність за ціною набула позитивного значення (0,14), однак залишалася в межах консервативного діапазону, що вказувало на односпрямоване зростання цін та обсягів через воєнний шок.

У період І фази енергетичного терору РДН вийшов за межі пропорційності: індекси пропорційності торгів (1,25) та попиту (1,25) вказували на агресивні зміни, що свідчило про перегрів ринку. Водночас пропорційність заявленої пропозиції залишалася на консервативному рівні (0,97), оскільки генерація була не в змозі адекватно реагувати на зростання попиту через фізичні обмеження, спричинені атаками. Еластичність за ціною була аномально агресивною (-97,56), що свідчило про повний розрив між ціною та комерційними обсягами: РДН реагував нерівномірно, з ознаками паніки та втрати передбачуваності в умовах енергетичного терору.

На етапі адаптації до воєнного стану під натиском атак на енергетичну інфраструктуру пропорційність РДН стабілізувалася на консервативному рівні за всіма індикаторами, що свідчило про відновлення пропорційної поведінки учасників відповідно до змін у їхніх профілях електроспоживання. Це вказувало на поступове пристосування як покупців, так і продавців ЕЕ до умов тривалої загрози. Водночас еластичність за ціною перейшла в спекулятивну зону (1,99), що відображало високу чутливість учасників РДН до цінових сигналів: вони були готові оперативно підвищувати ціни за умов появи та зростання обсягів

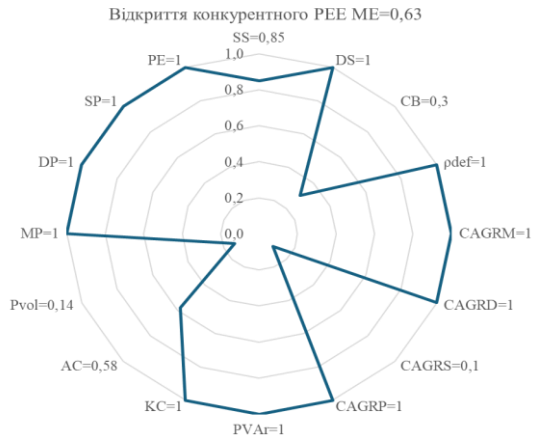
торгів і навпаки.

На етапі II фази енергетичного терору пропорційність торгів на РДН зросла до агресивного рівня (1,20), що свідчило про перегрів ринку, зумовлений зростанням обсягів торгів на тлі триваючих атак. Пропорційність попиту також була агресивною (1,23) в очікуванні дефіциту ЕЕ. Натомість пропорційність заявленої пропозиції істотно знизилася до спекулятивного рівня (0,76), що вказувало на фізичну неспроможність продавців ЕЕ повною мірою забезпечити потреби РДН. Водночас еластичність за ціною залишалася на агресивному рівні (-0,51), що свідчило про нестабільну цінову поведінку учасників: попит не реагував пропорційно на зміну ціни, демонструючи ознаки ринкової дезорієнтації в умовах глибокої кризи.

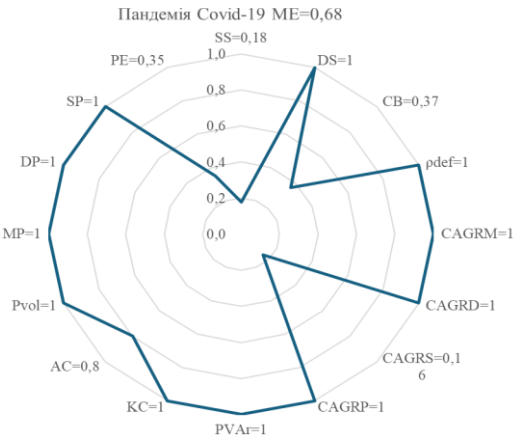
Таким чином, в умовно нормальних умовах РДН функціонував як саморегульована система, де динаміка попиту й пропозиції була пропорційною до зміни в динаміці електроспоживання, тоді як кризові фази призводили до порушення пропорційності РДН – або через надлишок пропозиції в умовах падіння попиту, або через дефіцит потужностей у відповідь на перегрітий попит, що підсилювалося спекулятивною або панічною поведінкою учасників.

Оцінка локальних показників результативності РЕЕ дозволяє побудувати його профіль за нормалізованими індикаторами за формулою (4.1) та визначити загальний рівень за формулами (4.2–4.4), наведений на рис. 4.32.

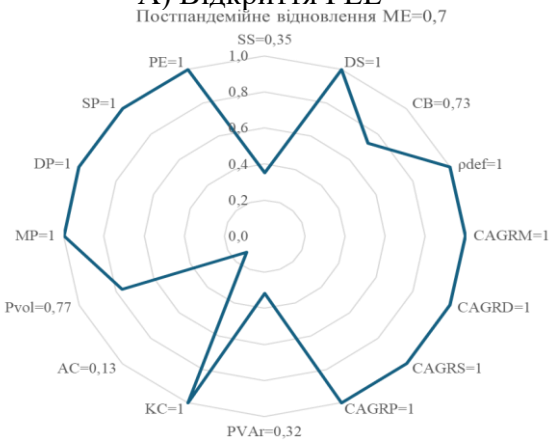
На етапі відкриття конкурентного РЕЕ в Україні РДН продемонстрував задовільний рівень результативності з інтегрованою оцінкою 0,63. Переважна більшість ключових показників знаходилися в межах встановлених KPI, що свідчило про загальну сталість і контрольованість цінової та структурної динаміки. Водночас спостерігались суттєві відхилення за окремими показниками, зокрема низький рівень кон’юнктурного балансу (0,30), недостатній темп росту пропозиції (0,10), а також відхилення за асиметрією та волатильністю, що свідчило про диспропорції у взаємодії попиту і пропозиції.



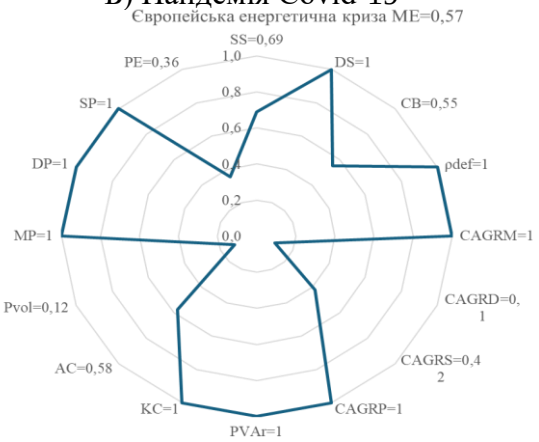
А) Відкриття РЕЕ



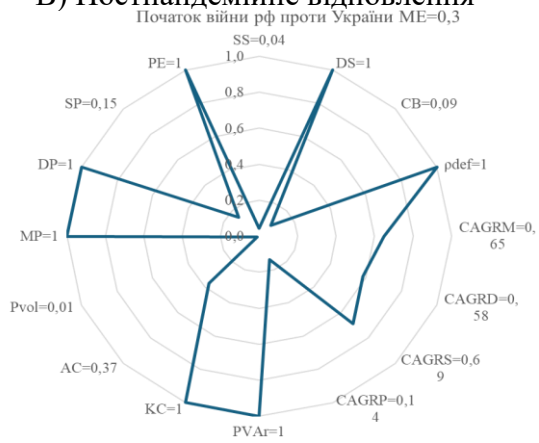
Б) Пандемія Covid-19



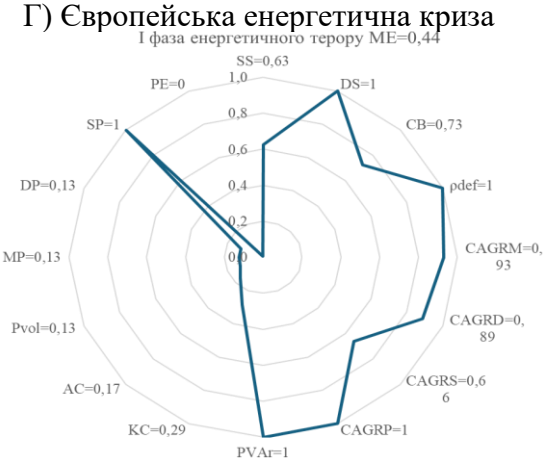
В) Постпандемійне відновлення



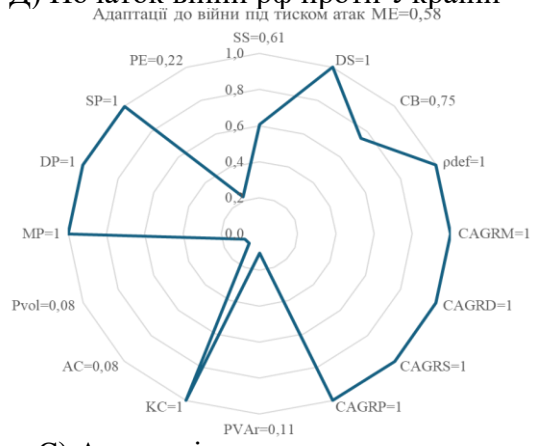
Г) Європейська енергетична криза



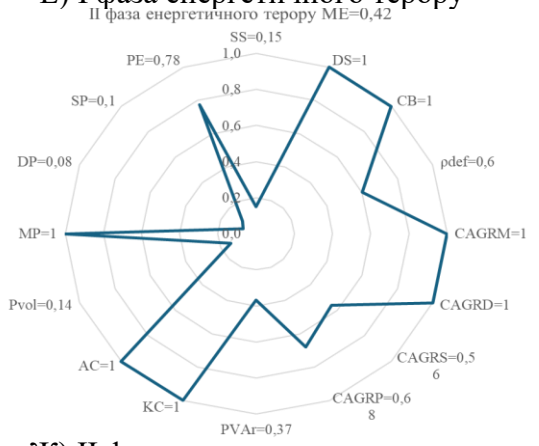
Д) Початок війни рф проти України



Е) І фаза енергетичного терору



Є) Адаптація до воєнного стану



Ж) ІІ фаза енергетичного терору

Рис. 4.32. **Результативність РДН у ІІ півріччі 2019 р. – І півріччі 2024 р.**
Джерело: авторські розрахунки

У період пандемії Covid-19 РДН підвищив рівень результативності до 0,68, незважаючи на зовнішній шок і різке падіння попиту. Водночас критичні відхилення фіксувалися за виробничим надлишком (0,18), кон'юнктурним балансом (0,37) і темпом зростання пропозиції (0,16), що відображало профіцит пропозиції та невикористані виробничі резерви. Додатковими зонами ризику залишалися цінова асиметрія еластичність за ціною, що свідчило про нестійкий розподіл цін і знижену чутливість ринку до цінових сигналів. На етапі постпандемічного відновлення результативність РДН знаходилася на межі задовільного та середнього рівнів (0,70), демонструючи поступову стабілізацію до зміни профілі електроспоживання. Істотні відхилення зберігалися за виробничим надлишком (0,35), кон'юнктурним балансом (0,73), що вказувало на його надлишкову профіцитність та підвищену відносну нестабільність цін. Додаткові відхилення у варіації (0,32), волатильності (0,77) та асиметрії (0,13) також свідчили про те, що РДН функціонував в умовах підвищених цінових ризиків іманіпуляцій.

Під час європейської енергетичної кризи РДН характеризувався низьким рівнем результативності (0,57), що свідчить про істотний вплив зовнішнього цінового шоку на його функціонування. Попри те, що значна частина індикаторів залишалася стабільною, критичні відхилення спостерігалися у таких показниках, як темпи зростання попиту (0,10) та пропозиції (0,42), а також у ціновій волатильності (0,12).

І фаза енергетичного терору характеризувалася критичним рівнем асиметрії (0,58) та еластичності (0,36), що свідчило про цінові маніпуляції та порушення усталених ринкових механізмів.

Із початком війни рф проти України РДН опинився у стані критичної результативності (0,30). Ключові індикатори збалансованості (виробничий надлишок, кон'юнктурний баланс), темпи зростання пропозиції та цін, волатильність і пропорційність пропозиції зазнали критичних відхилень від KPI, вказуючи на масштабну дисфункцію ринку. На РДН відбувся шок, пов'язаний із

різким падінням попиту та форсованим переходом до воєнної економіки. Рівень результативності для РДН становив 0,44, хоча він дещо зріс порівняно з початком війни у зв’язку з обмеженням пропозиції. Значна частина локальних показників мала низькі або критичні значення, серед яких особливу стурбованість викликає еластичність за ціною та аномальний розподіл цін, що свідчить про втрату взаємозв’язку між цінами та взаємодією попиту та пропозиції.

На етапі адаптації до війни під тиском атак РДН перейшов до діапазону низької результативності з інтегральною оцінкою 0,58, що свідчить про часткове відновлення функціональності після критичних збоїв. Водночас зберігались значущі відхилення у таких показниках, як виробничий надлишок (0,61), кон’юнктурний баланс (0,75), варіація цін (0,11), асиметрії цін (0,08), волатильність цін (0,08) та еластичність за ціною (0,22), що було наслідком зміни цінової динаміки через диференціацію погодинних продуктів за режимами навантаження.

У ІІ фазі енергетичного терору РДН знову опинився на критичному рівні результативності з інтегральною оцінкою 0,42. Найгірші оцінки спостерігались у виробничому надлишку (0,15), індексах пропорційності попиту (0,08) і пропозиції (0,10), коефіцієнті варіації (0,37) та волатильності цін (0,14), що вказує на дезорганізацію ринку через фізичні втрати генерації та логістики. Підвищена ймовірність дефіциту (0,60) та нестабільність цінової динаміки свідчили про розбалансування попиту й пропозиції, тоді як знижена еластичність (0,78) – про обмежену реакцію ринку на цінові сигнали.

Таким чином, оцінку результативності функціонування РДН в Україні демонструє перехід від задовільного рівня результативності у 2020–2021 рр. до критичних значень у 2022–2024 рр., зумовлених шоковими впливами. Дослідження засвідчує, що результативність РДН є чутливим індикатором системної стабільності енергетичного сектору, а розроблений індекс може бути використаний як інструмент моніторингу, стратегічного аналізу та оцінки ефективності регуляторних впливів.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

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

1. Розроблено аналітичне забезпечення діагностики функціонування РЕЕ в Україні, яке, на відміну від наявних підходів, орієнтованих переважно на агрегований статистичний опис біржових котирувань, забезпечує модульну ідентифікацію структурних змін у поведінці ринкових учасників та дозволяє відстежувати когортну динаміку торгів, продуктову диверсифікацію, ринкову рівновагу, цінову динаміку з урахуванням фундаментальних факторів впливу внутрішнього та зовнішнього середовищ. Таке аналітичне забезпечення містить такі ключові елементи:

– на відміну від наявних моделей, що зосереджуються на середньозважених цінах чи обсягах торгів, запропоноване рішення базується на модульному підході, який охоплює чотири інтегровані модулі: динаміка торгів, продуктова диверсифікація, ринкова рівновага та цінові профілі;

– на відміну від традиційного календарного аналізу, застосовано когортний аналіз періодів ринкової трансформації, який передбачає агрегацію за фазами розвитку РЕЕ України: відкриття конкурентного РЕЕ в Україні, пандемія COVID-19, постпандемійне відновлення, європейська енергетична криза, початок повномасштабної агресії рф, I фаза енергетичного терору, адаптація енергосистем до війни в умовах атак на енергетичну інфраструктуру, II фаза енергетичного терору, що дозволяє виявити зміни у поведінці учасників РЕЕ в умовно нормальних умовах функціонування та під впливом надзвичайних подій та кризових явищ;

– аналітичне забезпечення побудовано з урахуванням принципів прозорості, повторюваності та масштабованості, що дозволяє впровадити його у формі інтерактивної системи моніторингу на основі Power BI, Excel Power Query / Pivot, з можливістю адаптації до потреб регулятора, оператора ринку чи учасників торгів.

Особливості застосування цього аналітичного забезпечення відрізняються за сегментами РЕЕ:

специфіка РДД виражається в торгівлі широким спектром продуктів, включаючи базові, пікові, позапікові, індивідуальні та блочно-змішані продукти, які укладаються через односторонні аукціони при відсутності цінових обмежень;

специфіка РДН – у наявності простих і блочних погодинних продуктів, які торгуються на добу наперед на двосторонніх «залпових» аукціонах із маржинальним методом ціноутворення;

ВДР спирається на торгівлю погодинними продуктами впродовж доби постачання на двосторонніх безперервних аукціонах із заявленим методом ціноутворення;

БР забезпечує торгівлю продуктами на розвантаження та завантаження, які мають бути узгоджені із негативними та позитивними небалансами електроенергетичної системи в реальному часі на односторонніх аукціонах із маржинальним методом ціноутворення.

2. Запропоновано методичний підхід до оцінки результативності РЕЕ, який, на відміну від наявних, охоплює комплекс KPI-показників динамічності, збалансованості, варіабельності та пропорційності і дозволяє здійснювати якісну оцінку ступеня відповідності ринкових параметрів цільовим орієнтирам розвитку. Ключовими аспектами підходу є:

1. Інтеграція багатовимірної системи показників результативності РЕЕ в єдину оціночну модель, яка враховує як структурні (пропорційність, збалансованість), так і поведінкові (динамічність, варіабельність) параметри ринку;

2. Запровадження уніфікованої процедури нормалізації показників у шкалі [0;1] на основі KPI-діапазонів, що забезпечує порівнянність різнорідних індикаторів і формування інтегральної оцінки результативності ринку.

3. Формування стратегічного моніторингу розвитку РЕЕ, що виявляє ознаки маніпулювання ринковою владою учасниками ринку та дозволяє

приймати превентивні управлінські рішення, підтримуючи стабільність комерційних потоків ЕЕ.

Уперше було реалізовано ретроспективнку оцінку когортної динаміки РДН в Україні через призму результативності, що дозволяє виявити кризові періоди втрати його результативності та чинники її відновлення.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях автора [10; 13; 14; 15; 23].

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII (із змінами на 30.06.2024). URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text

2. Crampton P. Market Design in Energy and Communications. University of Maryland. 2015. URL: http://www.cramton.umd.edu/papers2015-2019/cramton-market-design-in-energy-and-communications.pdf

4. Блінов І. В. Проблеми функціонування та розвитку нової моделі ринку електричної енергії в Україні: За матеріалами наукової доповіді на засіданні Президії НАН України 3 лютого 2021 року. *Вісник Національної академії наук України*. 2021. № 3. С. 20–28. DOI: https://doi.org/10.15407/visn2021.03.020

5. Блінов І., Парус Є., Шкарупило В. Структура та моделі інформаційної взаємодії учасників ринку електричної енергії : монографія. Київ : Publishing house «UKRLOGOS Group», 2021. 114 с. DOI: https://doi.org/10.36074/stmivyree-monograph.2021

6. Борукаєв З. Х., Євдокімов В. А., Остапченко К. Б. Обчислювальний метод вузлової трансформації процесу ціноутворення на ринку електроенергії. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 5. С. 67–76. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.05.067

7. Шашков С. В. Становлення існуючої моделі ринку електричної енергії в Україні. *Вісник ЛТЕУ. Економічні науки*. 2024. № 75. С. 134–139. DOI: https://doi.org/10.32782/2522-1205-2024-75-18

8. Метеленко Н., Сіліна І., Радзівіло І. Функціонування сучасного ринку електричної енергії в Україні та особливості ціноутворення на його сегментах. *Review Of Transport Economics And Management*. 2024. Т. 10, № 26. С. 15–33. DOI: https://doi.org/10.15802/rtem2023/300012

9. Результати аукціонів з продажу електричної енергії. *Українська енергетична біржа*. URL: https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/electric-power/ (дата звернення: 01.08.2024)

10. Power Query. Microsoft Corp. URL: https://powerquery.microsoft.com/en-us/ (дата звернення: 01.08.2024)

11. Салашенко Т. І. Еволюція торгівлі на ринку двосторонніх договорів електроенергії України: проблеми, зміни та перспективи. *Проблеми економіки*. 2024. № 4. С. 89–99. DOI: https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-4-89-99

12. АТ «Оператор ринку». Офіційний сайт. URL: https://www.oree.com.ua/

13. ПрАТ «НЕК Укренерго». Офіційний сайт. URL: https://ua.energy/

14. Салашенко Т. І. Енергетика України та світу в умовах пандемії: наслідки та заходи боротьби. *Економіка та держава*. 2020. № 5. С. 137–142. DOI: 10.32702/2306-6806.2020.5.137

15. Salashenko T., Rubino A., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Capozza C. Identification of the energy crisis in the EU electricity markets. *3rd International Conference on Environmental Sustainability in Natural Resources Management 2023*. Batumi, Georgia, October 20, 2023. ***(Scopus)***

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

17. Про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Угода (ратифіковано із заявою Законом № 1678-VII від 16.09.2014). URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/984_011

18. Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. *EUROLEX*. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227

19. Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009. *EUROLEX*. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0543/

20. Рішення № 984/2019 Ради Асоціації між Україною та ЄС від 06.06.2019 року про внесення змін і доповнень до Додатка XXVII до Угоди про асоціацію між Європейським Союзом і Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з однієї сторони, та між Україною, з іншої сторони. *Законодавство України*. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_001-19#n2

21. Про затвердження Порядку здійснення Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг : Постанова НКРЕКП від 14.09.2017 № 1120. URL: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1120874-17#Text

22. Про затвердження форм звітності з моніторингу для учасників ринку електричної енергії та інструкцій щодо їх заповнення : Постанова НКРЕКП від 29.03.2019 № 450. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0450874-19#Text

23. Салашенко Т. І. Оцінка результативності ринку електричної енергії України. *Бізнес Інформ*. 2022. № 7. С. 234–246. DOI: https://doi.org/10.32983/2222-4459-2022-7-234-246

24. Rockart J. F. Chief executives define their own data needs. *Harvard Business Review*. 1979. Vol. 57, № 2. P. 81–93. URL: https://hbr.org/1979/03/chief-executives-define-their-own-data-needs

25. Guynes C. S., Vanecek M. T. Critical success factors in data management. *Information & Management*. 1996. Vol. 30. No. 4. P. 201–209. DOI: https://doi.org/10.1016/0378-7206(95)00053-4

26. Kaplan R. S., Norton D. P. The balanced scorecard: measures that drive performance. *Harvard Business Review*. 2005. Vol. 70. P. 71–79. URL: https://hbr.org/1992/01/the-balanced-scorecard-measures-that-drive-performance-2

27. ISO 9000:2005. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь. URL: https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:9000:ed-3:v1:ru

28. ISO 9001:2008. Системы менеджмента качества. Требования. URL: https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:9001:ed-4:v1:ru

29. Purcell J., Kinnie K., Hutchinson S., Rayton B., Swart J. Understanding the People and Performance Link: Unlocking the black box. London : CIPD, 2003.

30. Armstrong M. Armstrong's handbook of performance management: An evidence-based guide to delivering high performance. London : Kogan Page Publishers, 2009.

31. Personal E., Guerrero J. I., Garcia A., Pena M., Leon C. Key performance indicators: A useful tool to assess Smart Grid goals. *Energy*. 2014. Vol. 76. P. 976–988. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.015

32. Sultana S., Akter S., Kyriazis E. How data-driven innovation capability is shaping the future of market agility and competitive performance? *Technological Forecasting and Social Change*. 2022. Vol. 174. P. 121260. DOI: https://doi.org/10.1016/j.techfore.2021.121260

33. Parmenter D. Key performance indicators: developing, implementing, and using winning KPIs. 3rd ed. United States of America, 2014. 444 p.

34. Olabode O. E., Boso N., Hultman M., Leonidou C. N. Big data analytics capability and market performance: The roles of disruptive business models and competitive intensity. *Journal of Business Research*. 2022. Vol. 139. P. 1218–1230. DOI: https://doi.org/10.1016/j.jbusres.2021.10.042

35. Письменна О. О. Теоретичні основи та методичний інструментарій формування кадрової стратегії підприємства : автореф. дис. ... канд. екон. наук : 08.00.04. Львів, 2014. 20 с.

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 наукові досягнення, які протягом певного часу дають модель постановки проблем та їх вирішення науковій спільноті» [7]).

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

теорія спонтанного ринкового порядку Ф.-А. фон Хайєка [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 економіки 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 благотворною, 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;

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. Голді, самокерований курс європейської економічної політики, який ніколи і ні за яких обставин взагалі не потребує управління, був грубим і екстремальним [20].

Ідеологізація неолібреальної парадигми призвела до численної критики серед вчених, 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 паттерн 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 розвиток;

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) перекладення 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 Конвівіалістичний 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].

Щодо 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 складових: 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;

проєктування 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.

Щодо 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 вигід стейкхолдерів ринку, а не з метою максимізації вигід суспільства та здолання 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) представники 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 витрачати забагато зусиль на конкурентну боротьбу та не в змозі фінансувати потужні науково-дослідницькі проєкти 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 монітарної 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, Уіліг [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 аналіз 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. Витики 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 відображаються 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.

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 (приниципи 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. Майєрсон [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: $Y = f(m_1, ..., m_n)$; центр оголошує результат Y_i, та, за потребою, 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].

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

1) відсутність спроможності учасників маніпулювати інформацією;

2) раціональність поведінки учасників ринку;

3) ефективність розподілу ЕЕ між учасниками ринку;

4) справедливу порівнянність пропозицій учасників ринку;

5) анонімність торгів;

6) нейтральність учасників ринку;

7) 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 диференаціації [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 зумовлюють 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.

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

1) механізму взємодії між учасниками товарного РЕЕ, що забезпечує результативність розподілу комерційних потоків ЕЕ у просторі та часі;

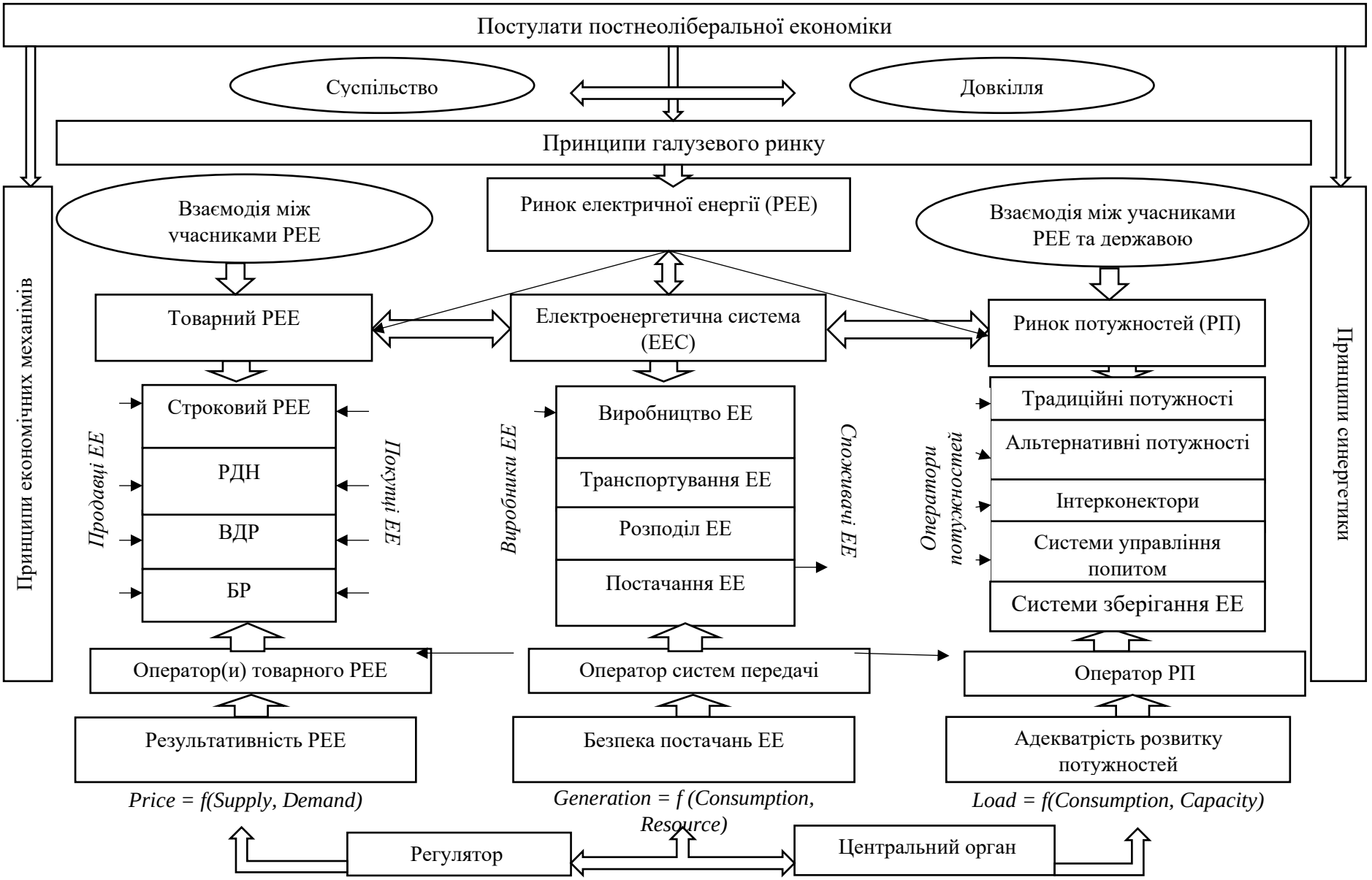


Рис. 5.1. **Концептуальна модель РЕЕ на постнеоліберальній основі** *Джерело: власна розробка*

1) механізму підтримання енергетичної безпеки постачань ЕЕ та превентивного запобігання електроенергетичним кризам, що збалансовує фізичні потоки ЕЕ в електроенергетичній системі.

2) 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 безперебійність поточного його функціонування за комерційними та фізичними потоками ЕЕ, а також збалансованість строкового розвитку електроенергетичної системи, для чого мають виконуватися функції:

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

$$Price = f\,(Supply, Demand), \tag{5.1}$$

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;

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

$$Generation = f\,(Consumption, Resource), \tag{5.2}$$

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;

3) функція адекватного розвитку [62], що передбачає стратегування

розвитку потужностей електроенергетичної системи:

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

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:

1) операторів товарного РЕЕ, які впроваджують правила торгівлі і взаємодії, встановленні державою, між продавцями і покупцями ЕЕ;

2) оператора систем передачі, який регулює фізичний баланс електроенергетичної системи, взаємодіючи із виробниками та споживачами ЕЕ;

3) 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 трифуцировані за його механізмами:

1) виробники ЕЕ = продавці / покупці ЕЕ = оператори потужностей;

2) споживачі ЕЕ = покупці / продаці ЕЕ = оператори потужностей.

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

Таблиця 5.1

Проблеми та гіпотези концепції конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі

Гіпотеза	Теоретична проблема	Практична проблема	Положення концепції
Г. 1. РЕЕ взаємопов'язує інтереси учасників ринку, суспільства та довкілля	Неоліберальна економічна політика держави не здатна сприяти функ-ціонуванню 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 електроенерге-тичної системи через сукупність взаємопов'я-заних 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 еволюціо-нували стихійно та на практичній основі, тому «сліпе» перейняття 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 боротьбі	Постнеоліберальна модель економічного розвитку ґрунтується на «зеленому» енергетичному переході	Розвиток переривчастої «зеленої» електроенер-гетики вимагає інтеграції національних РЕЕ у регіональних простір	Забезпечення сталості розвитку електроенер-гетичної системи посилюють конкурентні переваги учасників ринку в умовах інтеграції
Г. 4. Організація товарного РЕЕ на біржовій основі наближає його до умов чистої конкуренції	Акумулювання у просторі та часі заявок попиту та пропозиції ЕЕ потребує запровадження ефективного механізму визначення результатів функціонування РЕЕ	Прямі двосторонні домовленності між учасниками РЕЕ призводять до маніпулювання ринковою інформацією	РЕЕ передбачає створе-ння прозорих, недискримінаційних та справедливих умов біржової торгівлі відповідно до можливостей учасників ринку, в інтересах суспільства при дотри-манні балансу електро-енергетичної 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

Закінчення таблиці 5.1

Гіпотеза	Теоретична проблема	Практична проблема	Положення концепції
Г. 6. Розвиток конкуренції на РЕЕ відбувається через підвищення результативності його функціонування	Конкурентний РЕЕ передбачає мінімізацію втручань держави в діяльність його учасників, проте не гарантує стабільності роботи ринку	Концентрація учасників РЕЕ надає можливості маніпулювання результатами торгів	Результативність функ-ціонування 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 забезпе-чення, перетворення та споживання ЕЕ	Дії учасників РЕЕ щодо максимізації вигід / мінімізації збитків можуть порушувати безпеку функціонування електро-енергетичної системи	Електроенергетична безпека передбачає дотримання рівноваги між підсистемами забезпече-ння, перетворення та споживання у системі
Г. 8. Стратегування РЕЕ здійснюється за прогнозом адекватності розвитку потужностей електроенергетичної системи	Збалансованність розвитку електроенергетичної системи потребує погодинного планування балансу електроенергетичної системи на довготсрокову 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 невзмозі 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 взаємопов'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 напрямів розвитку об'єкту 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

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

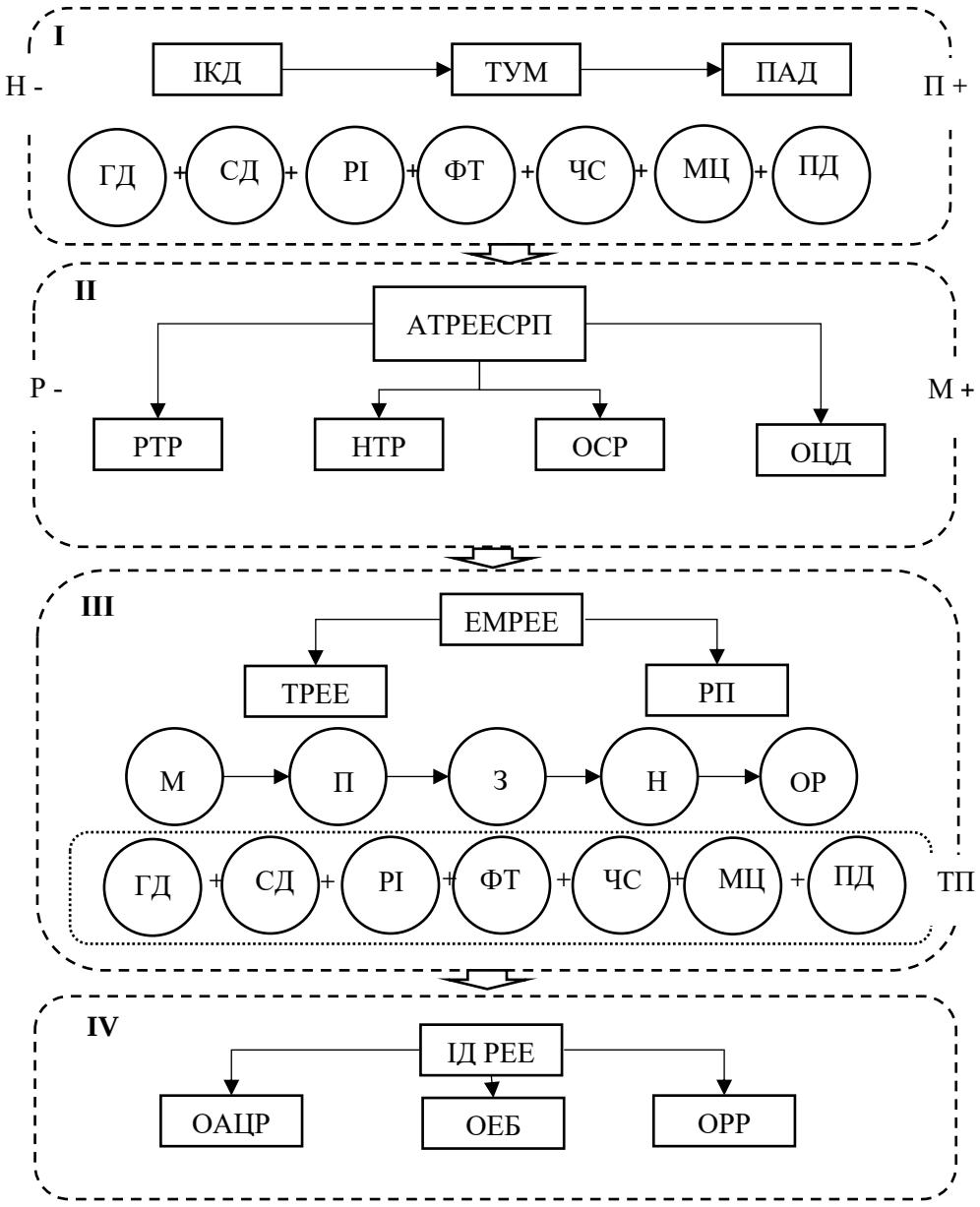


Рис. 5.2. **Операційна модель розвитку конкрентного РЕЕ на постнеоліберальній основі**

Джерело: власна розробка

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 функціонуваня 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 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 регламенту (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 діагности 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 діагности є оцінювання адекватність 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

Прийнятті 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, дизбалансованість та неліквідність його функціонування. Встановлені правові рамки функціонування українського РЕЕ спотворили його європейський прототип та підкреслили вади національної електроенергетичної системи. Недоліками українського РЕЕ є:

1) РДД є лише однією з форм (позабіржовою) торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі, нормативно-правове нововведення щодо обов'язковості продажу виробниками ЕЕ на електронних аукціонах лише частково вирішує цю проблему;

2) покладення спеціальних обов'язків урізає конкуренцію серед продавців та покупців ЕЕ;

3) штучно створений державний трейдер в особі ДП «Гарантований покупець» концентрує переважну більшість комерційних потоків ЕЕ, набуваючи монопольного положення на ринку;

4) маржинальний метод ціноутворення на РДН як індикативний для РЕЕ обумовлює значну цінову волатильність у різні часові періоди;

5) жорсткі цінові обмежень на РДН та ВДР призводять до маніпулювання ринковою владою крупними учасниками ринку;

6) встановлені цінові обмеження для БР роблять його комерційно

привабливим для торгівлі та не сприяють дестимулюванню учасників за небаланси ЕЕ;

7) запроваджена модель самодиспетчеризації на БР не дозволяє ОСП вчасно та ефективно збалансувати електроенергетичну систему;

8) стрімкий розвиток ВДЕ та занижена фінансова відповідальність у виробників ЕЕ з ВДЕ призводить до частого надання аварійних та економічно неоднозначних команд ОСП;

9) 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 електроененергетичної системи, що провокує цінові маніпуляції і кон'юнктурні 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, принципів та 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, мінімізація витрат на постачання ЕЕ та мінімізація 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 довкілля при дотриманні балансу електроенергетичної системи. Кожна складова цієї мети набуває змістового наповнення:

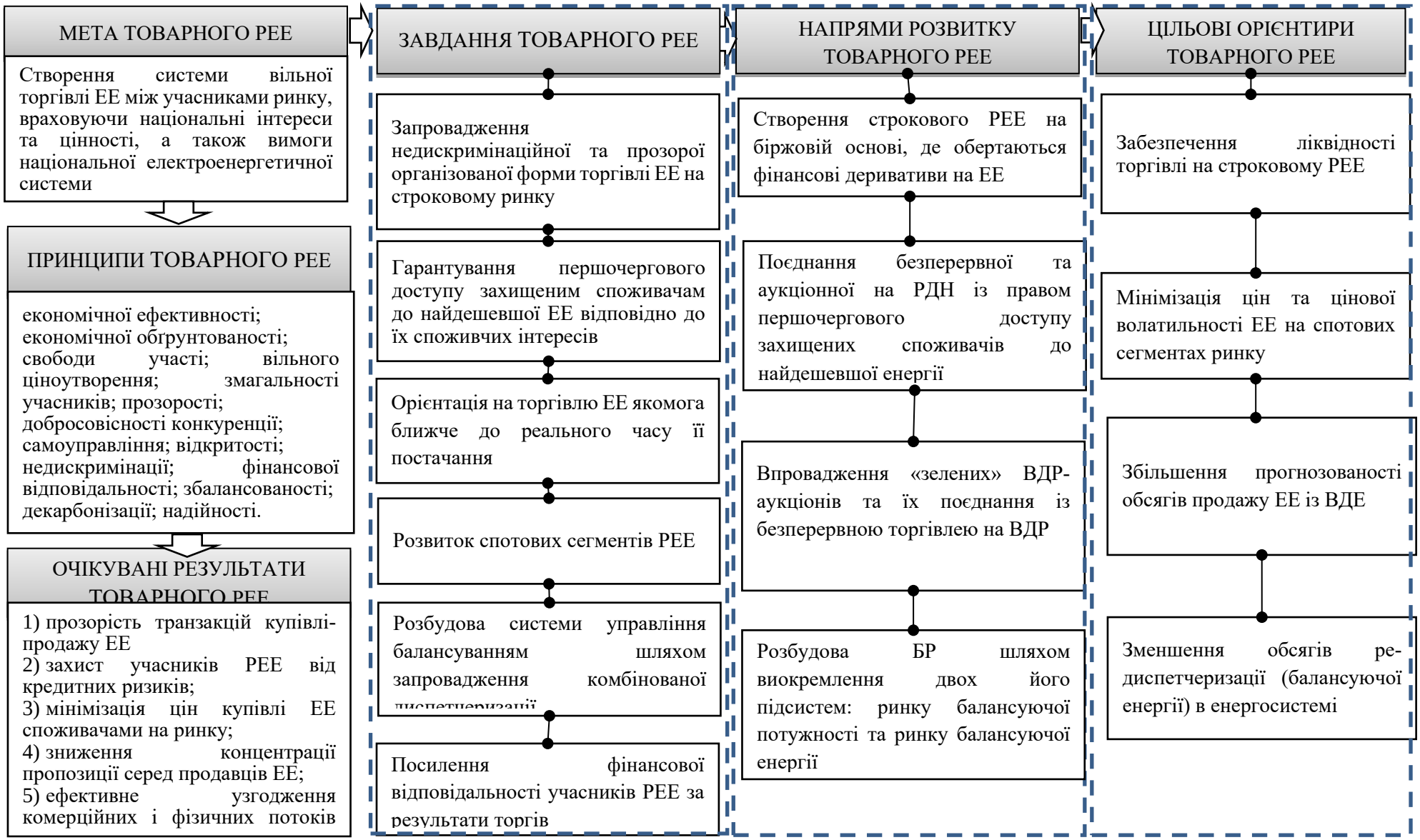


Рис. 5.3. **Концептуальна схема організаційних положень функціонування товарного РЕЕ України**

Джерело: власна розробка

– 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 суспільства, 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) ефективне 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:

1) свободи участі – учасники РЕЕ самостійно приймають рішення щодо участі у його часових сегментах;

2) вільного ціноутворення – учасники РЕЕ вправі самостійно визначати ціну ЕЕ;

3) змагальності учасників – учасники РЕЕ конкурують між собою на окремих часових сегментах РЕЕ, пропонуючи найкращу ціну для споживачів;

4) прозорості – торгівля ЕЕ відбувається у організованій формі на основі спеціалізованих електронних торговельних платформах;

5) добросовісності конкуренції – будь-які дії учасників РЕЕ, що спотворюють конкуренцію, забороняються;

6) самоуправління – продавці та покупці ЕЕ самостійно управляють ризиками цінової волатильності на РЕЕ;

7) відкритості – результати торгів на РЕЕ є публічними, систематично оприлюднюються та легко перевіряються;

8) недискримінаційності – рівноправність учасників РЕЕ;

9) економічної ефективності – форми та методи торгівлі на РЕЕ сприяють вибору найефективніших видів генерації, уникаючи надприбутків для їх виробників;

10) 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;

11) фінансової відповідальності – всі учасники РЕЕ несуть пряму фінансову відповідальність за результати діяльності на РЕЕ;

12) збалансованості – підтримання поточного та майбутнього балансу попиту та пропозиції на РЕЕ;

13) декарбонізації – пріоритетність використання низьковуглецевих, у т.ч. відновлюваних, та високоенергоефективних типів електрогенерації;

14) 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) чотирисегментарна 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);

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 Україна 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 Укаїин. З огляду на це, ключові детермінанти конкурентного РЕЕ України за альтернативної моделі набувають наступного визначення (табл. 5.2).

Головне завдання товарного РЕЕ підрозділяється на такі складові:

1) запровадження організованої форми торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі;

2) гарантування першочергового доступу захищеним споживачам до найдешевшої ЕЕ відповідно до їх споживчих інтересів;

3) орієнтація на торгівлю ЕЕ якомога ближче до реального часу її

постачання;

4) розвиток спотових сегментів РЕЕ за рахунок ефективного поєднання різних форми торгівлі та методів ціноутворення;

5) розбудова системи управління балансуванням шляхом запровадження комбінованої диспетчеризації;

6) посилення фінансової відповідальності учасників РЕЕ

Таблиця 5.2

Ключові детермінанти моделі товарного РЕЕ України

Детермінанта	Характеристика детермінанти	Особливості застосування
1. Географічна демаркація	Зональний підхід із потоковими ринковими зв'язками	Визначення критичних ліній в енергосистемі
2. Спосіб диспетчеризації	Комбінований спосіб	Розбудова ринку балансуючих потужностей (РБП) та участь ОСП у ВДР задля попередньої диспетчеризації низькоманеврових ГП
3. Ринкова інфраструктура	ОСП + ОР	ОР виконує комерційні функції на всіх сегментах товарного РЕЕ. ОСП відповідає за фізичне балансування електроенергетично системи
4. Форми торгівлі	Організована біржова торгівля	Інші форми торгівлі виключаються
5. Часові сегменти	СР, РДН, ВДР, БР	Різні часові сегменти послідовно змінюють один одного у часі. Кожен сегмент поділяється на декілька сесій
6. Методи ціноутворення	Заявлені та маржинальні ціни	СР орієнтується на заявлені ціни, РДН та ВДР використовують обидва методи ціноутворення, БР орієнтується на індикативну ціну РДН
7. Продуктова диверсифікація	Блочні та одиничні продукти	У мір наближення до реального часу споживання ЕЕ відбувається розукрупнення ринкових продуктів

Джерело: власна розробка

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, квартальними, 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).

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 позапікового, 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

Залежно від терміну дії фінансові деривативи доцільно поділити на річні, квартальні, 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.

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. Початкову ціну фінансового деривативу оптовий продавець ЕЕ визначає самостійно виходячи із цілей ефективності функціонування об’єкту 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 вилучає законтрактовані обсяги із подальшого обігу на строковому РЕЕ та подає ОСП узгоджені номінації щодо законтрактованих обсягів. ОСП направляє повідомлення підпіснику 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 ціно фінансового деривативу на весь обсяг законтрактованих 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 :

1) каскадування – розукрупнення опціонів на ЕЕ на коротші періоди;

2) конвертація – перевід опціонів на ЕЕ у форварди на ЕЕ;

1) 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 законтрактовані 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 законтрактовані обсяги відхиляються, а опціони на ЕЕ підлягають фінансовому врегулюванню.

У протилежному випадку опціони на ЕЕ підтягаються 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 квартальні, квартальні – на місячні, 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 РДН3.

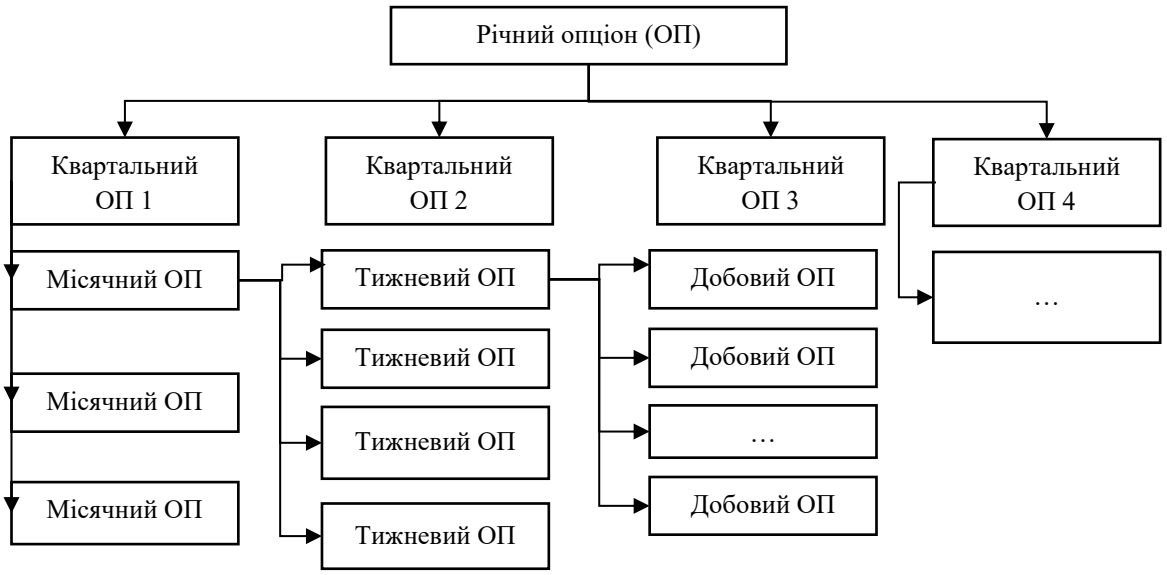


Рис. 5.4. **Схема каскадування опціонів на строковому РЕЕ**

Джерело: власна розробка

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

Остаточне погашення добових опцінів 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 ринку додатковими функціями щодо оперування торгіовельною платформою строкового сегмента. В 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 Epex 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).

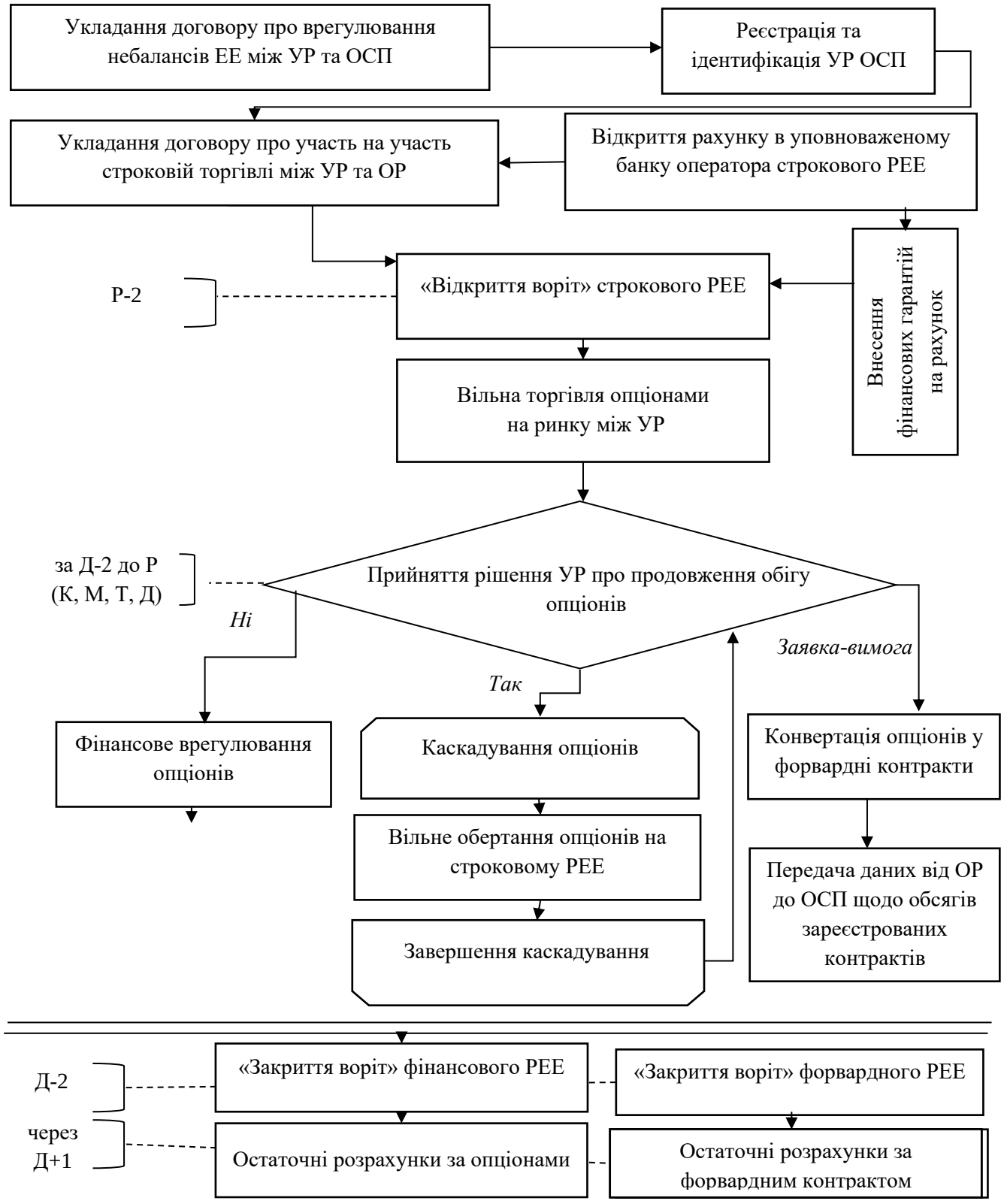


Рис. 5.5. **Схема функціонування строкового РЕЕ України на біржовій основі**

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

Джерело: власна розробка

За рахунок поєднання різних часових сегментів під єдиним керівництвом ОР спрощується процес клірингу, тобто взаємоврахування фінансових вимог та 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 маржеві 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.

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 та ВДР
Визначення результатів торгів	Визначення маржі опціонами, 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

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

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 встановлюється в межах цінових обмежень для маржинального енергоблоку для аукціонів на РДН3, 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 затвердженого 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 PJM 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 балансуючої 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.

4.2. Ринок балансуючої 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 покрокову 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 балансуючого 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 балансуючої енергії на РБЕ

Учасник ринку із спеціальними обов'язками	Дефіцит ЕЕ	Профіцит ЕЕ
Постачальники / прямі споживачі ЕЕ	Ціна РДН З + α (купівля)	Ціна РДНЗ – α (продаж)
Виробники / імпортери ЕЕ	Ціна РДНЗ – α (купівля)	Ціна РДН З + α (продаж)

Джерело: власна розробка

Узагальнено концептуальну модель організації товарного РЕЕ в Україні наведно 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 ліквідними якщо рівень чорна перевищує 3, тобто продана ЕЕ повинна пройти 3 оберти на ринку [74];

Таблиця 5.6

Технологічний регламент товарного РЕЕ України

Час відкриття воріт	Час закриття воріт	Сесія	Учасники	Метод ціноутворення	Період поставки
Строковий ринок (ДР)					
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
Ринок на добу наперед (РДН)					
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
Внутрішньодобовий ринок (ВДР)					
D-1 16:00	D-1 20:00	ВДР-аукціон 1	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 00:00-04:00
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	усі учасники, включаючи ОСП	заявлена ціна	Д 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
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.

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

Джерело: власна розробка

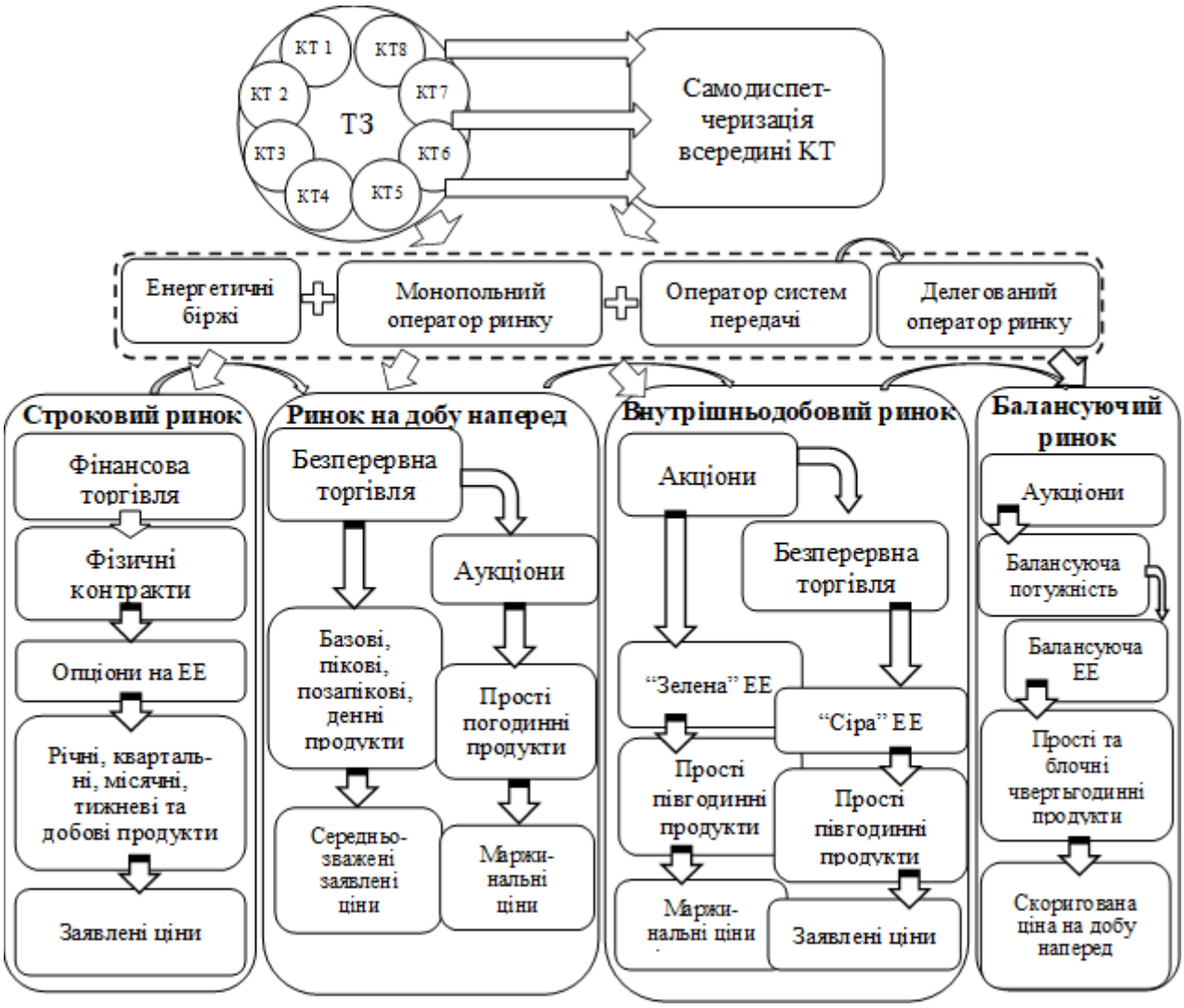


Рис. 5.6**. Організаційна модель товарного РЕЕ України**
Джерело: власна розробка [75]

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 існуючими, якими є:

1) 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;

2) зменшення обсягів балансуючої 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;

3) впровадження біржової торгівлі на СР забезпечує прозорість транзакцій купівлі-продажу та захист від кредитний ризиків, а фінансова її форма спрощує фізичне планування строкових постачань ЕЕ;

4) ліквідується штучно створений учасник ринку – ДП «Гарантований покупець»;

5) ПУП самостійно визначають прогнозований графік навантаження на визначеній території, закуповують її на безперервних торгах РДН та несуть відповідальність за небаланси на БР;

6) виробники ЕЕ з ВДЕ самостійно торгують виробленою продукцією виключно на ВДР, визначаючи прогнозований графік виробництва та несучи фінансову відповідальність за небаланси на БР;

7) 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;

8) на балансуючу енергію встановлюються індикативні ціни на завантаження та розвантаження виходячи із ціни РДН-аукціонів, тому учасники ринку більше незацікавлені у маніпулюванні її обсягами;

9) використання безперервних торгів та ціноутворення за заявленою ціною на РДН дозволяє закуповувати дешеві обсяги ЕЕ АЕС, ГЕС за нижчими цінами, ніж маржинальні;

10) використання маржинального методу ціноутворення на ВДР-аукціонах забезпечує ефективність виробництва ЕЕ з ВДЕ та сприяє зниженню витрат на оплату «зелених» тарифів та/або премій;

11) 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 ринку, 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 сегмент 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].

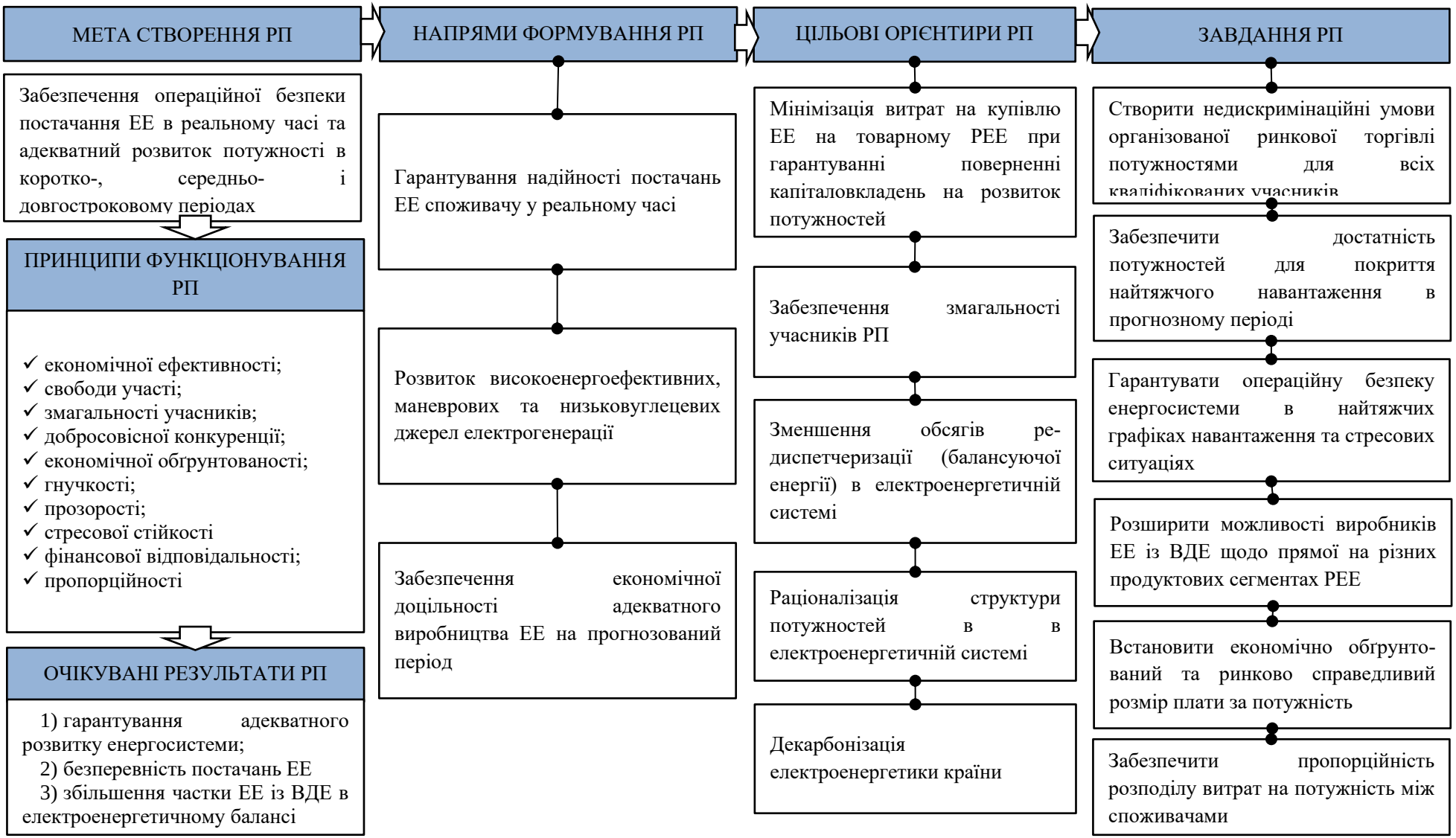


Рис. 5.7. **Концептуальна схема організаційних положень функціонування РП України**

Джерело: власна розробка

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 електроенергетичної системи. 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 балансуючої потужності (РБП), ринок традиційної потужності (РТП) та ринок альтернативної потужності (РАП). РБП є спотовим, тоді як РТП та РАП – строковими сегментами ринку.

Ринок балансуючої потужності (РБП) представляє односторонній аукціон, де ОСП закуповує внутрішньодобовий обсяг балансуючої потужності. Після оголошення результатів торгів на РДН, ОСП визначає відповідність фізичних та комерційних потоків ЕЕ та, не очікуючи результатів торгів ВДР, проводить закупівлю балансуючої 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 балансуючу 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 середньдобового 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 стркові 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 укціонами 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-ти річні (A+5) – на адекватний розвиток потужностей в довгостроковому періоді (на 5-й прогнозний рік).

Таблиця 5.8

Технологічний регламент функціонування РТП України

Вид аукціону			Процедура	Термін виконання	Відповідальні особи
А+1	А+3	А+5	Оприлюднення звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей	до 01/11 Т-1	ОСП
А+1	А+3	А+5	Затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей	до 15/12 Т-1	Регулятор
А+1	А+3	А+5	Затвердження та оприлюднення цільового обсягу закупівлі потужності та критеріїв оцінки учасників РП	до 01/02 Т	КМУ за поданням Мінекоенерго
А+1	А+3	А+5	«Відкриття воріт» кваліфікації учасників	01/03 Т	Конкурсна комісія
А+1	А+3	А+5	Потенційні учасники надають дані щодо відповідності кваліфікаційним вимогам до участі в РП	протягом березня Т року	Потенційні учасники РП
А+1	А+3	А+5	«Закриття воріт» кваліфікації. Оголошення результатів кваліфікації	01/04 Т	Конкурсна комісія
А+1	А+3	А+5	Апеляція результатів кваліфікації учасників	до 01/05 Т року	Учасники ринку, конкурсна комісія
А+1	А+3		«Відкриття воріт» аукціонів на потужність	1 робочий день травня місяця Т року	ОСП
А+1	А+3		Перший раунд. Подання цінових пропозицій кваліфікованими учасниками	протягом травня місяця Т року	Учасники РП
А+1	А+3		Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РП
А+1	А+3		Клірінговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день травня місяця Т року	Учасники РП
А+1	А+3		«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів	10 робочий день травня місяця Т року	ОСП
А+1	А+3		Оприлюднення результатів торгів	до 20/05 Т року	ОСП, Мінекоенерго
А+1	А+3		Укладання договорів на потужність	до 01/06 Т року	Учасники РП, ОСП
		А+5	Визначення та оприлюднення скорегованого довгострокового обсягу закупівлі потужності	до 01/06 Т року	ОСП
		А+5	«Відкриття воріт» аукціону	1 робочий день червня місяця Т року	ОСП
		А+5	Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РП
		А+5	Клірінговий (10-ий) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день червня місяця Т року	Учасники РП
		А+5	«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів	10 робочий день червня місяця Т року	ОСП
		А+5	Оприлюднення результатів торгів	до 15/06 Т року	ОСП, Мінекоенерго
		А+5	Укладання договорів на потужність	до 15/06 Т року	Учасники РП, ОСП
А+1	А+3	А+5	Врахування 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 прогнозний 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 існуючі, 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 прогнозних даних. Вихідною базою для визначення обсягу закупівлі генеруючих потужностей є дані цільового сценарію адекватного розвитку енергосистеми за торговими зонами, а також обсяги договірних потужностей, законтрактованих у попередні роки.

Ціноутворення на РТП відбувається за заявленими цінами, які враховують тільки інвестиційні витрати (Capex). 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:

1) наявність залишкового паркового ресурсу обладнання для роботи у прогнозному періоді для існуючих об'єктів електрогенерації;

2) наявність затвердженого техніко-економічного обґрунтування нового будівництва або реконструкції існуючого, розроблених згідно із міжнародними стандартами проєктування;

3) відповідність сучасним екологічним вимогам для нових об'єктів або графіку скорочення викидів для існуючого або реконструйованого об'єкта;

4) оснащення інженерно-технічним захистом від безпекових загроз;

5) фінансова стійкість оператора потужності.

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

1) встановлена потужність об'єкта, потужність за мінімального навантаження, чиста номінальна потужність;

2) операційна гнучкість об'єкта, що включає час запуску із холодного та

гарячого станів, швидкість нарощування потужності;

3) термін експлуатації потужності;

4) енергоефективність об’єкта, яка вимірюється за чистим коефіцієнтом корисної дії;

5) вуглецемісткість електрогенерації;

6) 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 забезпечити 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 прогнозному 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 України на основі трьох контрольних точок (видів аукціонів): на короткостроковий (А+1), середньострковий (А+3) та довгостроковий (А+5) періоди. Такий механізм функціонування РП має спонукати та зобов'язати операторів потужностей діяти згідно із наміченим стратегічним вектором розвитку електроенергетики.

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 стимулювання 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 РВЕ є: збільшення частки ЕЕ із ВДЕ в електроенергетичному балансі та гарантування адекватного розвитку електроенергетичної системи.

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

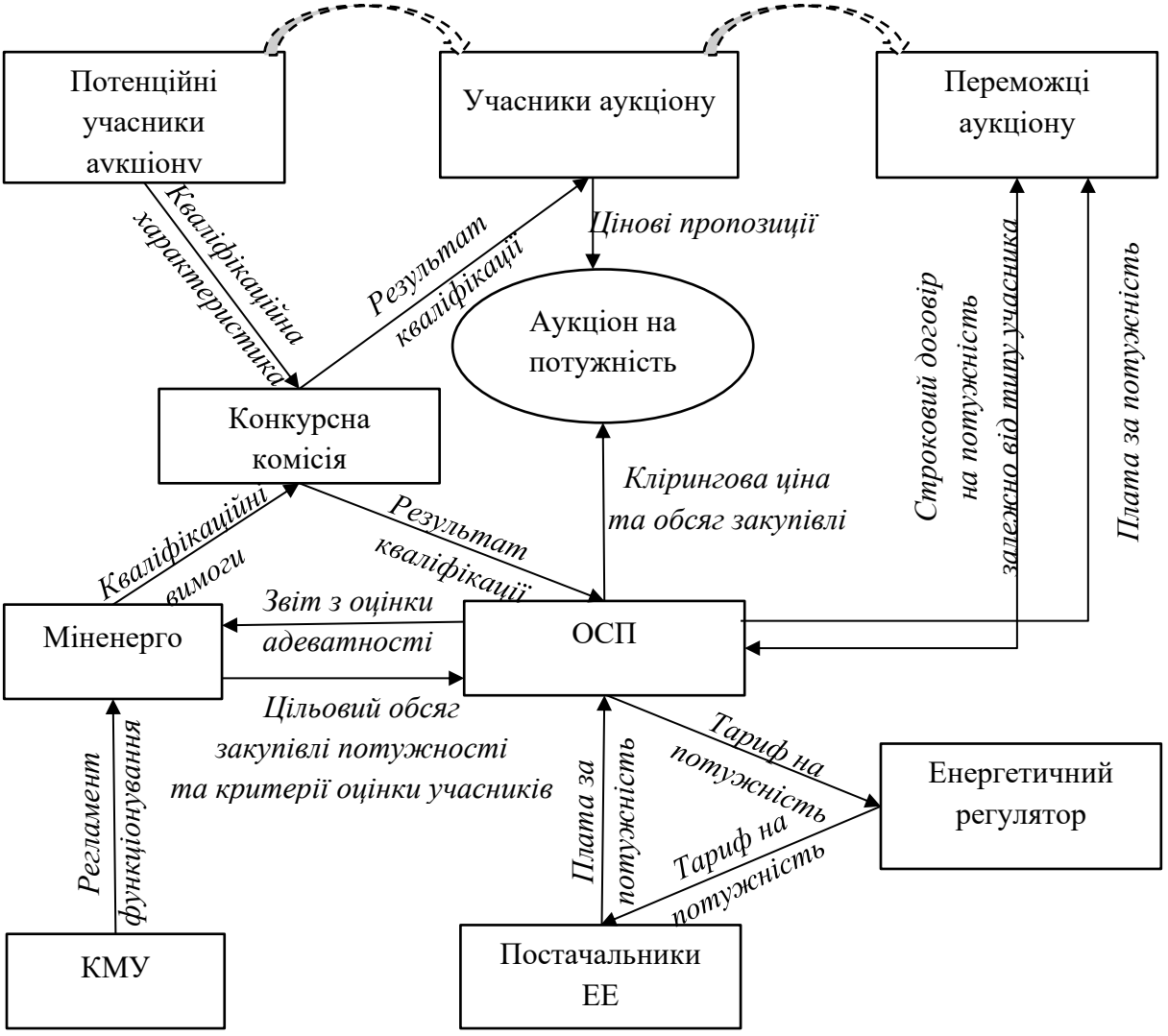


Рис. 5.8. **Концептуальна модель функціонування РТП України**

Джерело: власна розробка

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 (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 напівпікові) потужності відновлюваної електрогенерації.



Рис. 5.9. **Концептуальна модель функціонування РВЕ в Україні**

Джерело: власна розробка

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 існуючи 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

Поділ цільового обсягу закупівлі на лоти необхідний, оскільки різні технології ЕЕ із ВДЕ мають різний ступень 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 відбувається 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.

Як і на РТП, доцільно запровадити на РАП аукціони на 1-й, 3-й та 5-й прогнозні 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).

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

Таким чином, запропонована концептуальні положення функціонування РВЕ дозволяє сформувати його конкуренту модель, зокрема, через:

1) створення недискримінаційних умов організованої ринкової торгів ЕЕ із ВДЕ для всіх усіх кваліфікованих учасників. Передбачається впровадження організованої електронної торгівельної платформи, єдиних правил її функціонування, та рівноправного доступу до неї учасників;

Таблиця 5.10

Технологічний регламент функціонування РАП України

№ з/п	Процедура	Термін виконання	Відповідальні особи
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
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-ий) 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 прогнозний рік
Джерело: власна розробка

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

1. Уперше розроблено концепцію розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі, що передбачає трансформацію неоліберальної парадигми економічної політики у ціннісно-орієнтований підхід, 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:

– 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 балансуючу, 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 – РБП, 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 електроенерегтичної 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 середньостровокій перспективі.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях автора [55; 60; 61; 62; 65; 66; 71; 78; 79].

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

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=QjJAlWTv4T_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-do-natsiosofskogo-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. Фази Т. Иллюзия: ЕС удастся демократизировать. *Европейская интеграция*, 2018. URL: https://www.ipg-journal.io/rubriki/evropeiskaja-integracija/illjuzija-es-udastsja-demokratizirovat-687/

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. Riggirozzi 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. URL: 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

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/

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/EmergenceCausalitySelf-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. URL: 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. Èihák 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. ДFoley 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 arkets. 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

61. Кизим М. О., Шпілєвський 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. Губарєва І. О., Салашенко Т. І. Сценарії прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей і механізми підтримки розвитку електроенергетики ЄС. *Проблеми економіки*. 2022. № 4. С. 4–12.

63. Chindarkar N., Thampapillai 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. URL: https://doi.org/10.32983/2222-4459-2020-8-115-124

66. Салашенко Т. І. Наукове забезпеченння 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. URL: 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. URL: https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2021.101854

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

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 границі 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, в 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], Організації 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 (Л. 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 принципових 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 апріорі розглядаються як ентропійні процеси, що виступають в якості небезпек 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;

6) кожна підсистема і системи загалом характеризуються трьома контрарними станами: нормальним, ризиковим і кризовим;

7) кількісний стан системи оцінюється адитивно за сумою станів її підсистем, та якісний – синергетично, виходячи із ефективності їх взаємодії.

Оцінка електроенергетичної безпеки має проводитися безперевно (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]:

1) 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;

2) 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;

3) 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, забезпечених 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 в роботі генеруючих потужностей, нормативів накопичення палива на складах електростанцій.

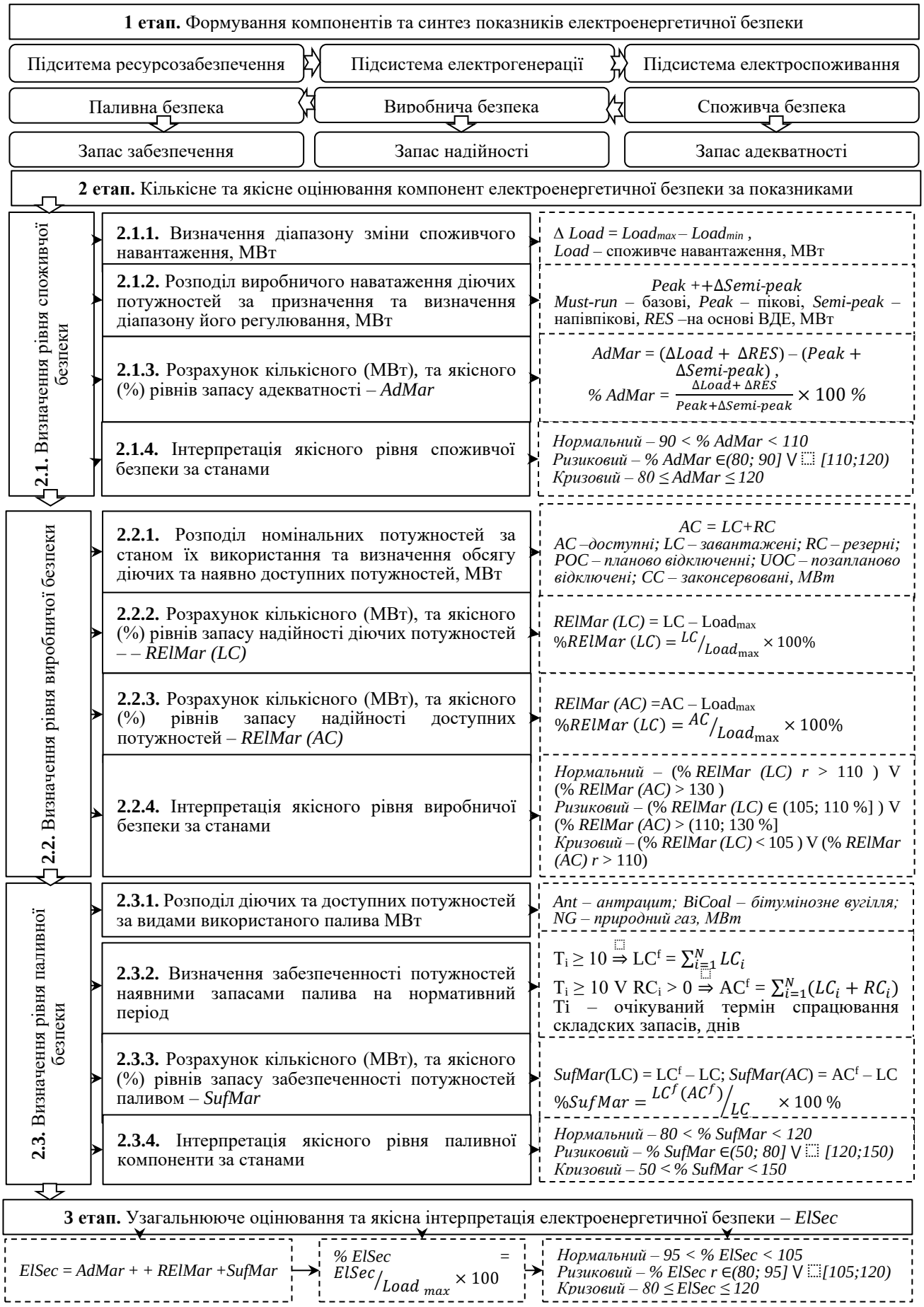
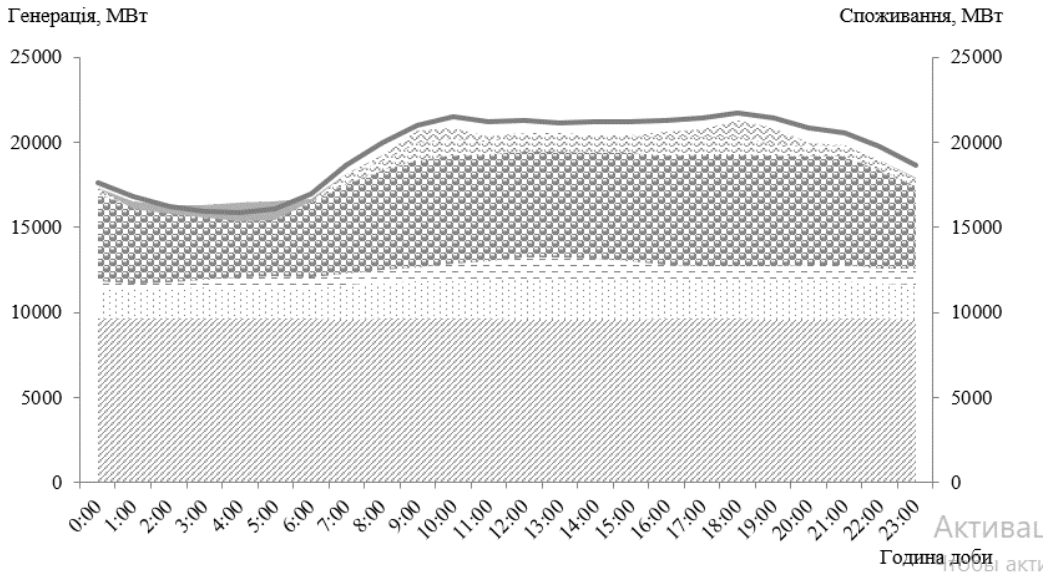


Рис. 6.1. **Методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки**

Джерело: власна розробка

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).



1 – АЕС; 2 – ТЕЦ; 3 – ВДЕ; 4 – ТЕС, 5 – ГЕС; 6 – ГАЕС закачка; 8 – споживання

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

Джерело: складено на основі даних [18]

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 склала 0,7 ГВт, а також зовнішньоекономічної торгівлі зі Бурштнського енергоострова – транскордонні перетоки були завжди позитивні, максимальний обсяг яких склав 0,3 ГВт.

Таблиця 6.1

Оцінка споживчої компоненти електроенергетичної безпеки України

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

Джерело: розраховано автором за [18]

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.



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. з планових та 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 якісні запаси надійності діючих та доступних потужностей (табл. 6.3).

Таблиця 6.2

Стан блоків АЕС та 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	415[п]	420[д]	1000[п]	1000[д]											
ЗАЕС	1000[п]	1000[д]	1000[д]	1000[д]	1000[д]	1000[д]									
ПУАЕС	1000[д]	1000[д]	1000[п]												
ХАЕС	1000[д]	1000[п]													
ЛуТЕС									200[к]	210[д]	200[к]		210[д]	200[д]	200[р]
Сл ТЕС			80[д]				720[а]								
ВуТЕС	300[р]	300[р]	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]	290[а]					
ТрТЕС	300[р]	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]	195[д]			

Примітка: [д] – діючі, [р] – в резерві, [п] – на плановому ременті, [а] – аварійний ремонт, [о] – обмеження за паливом; [к] – на консервації

Джерело: за даними [19]

Таблиця 6.3

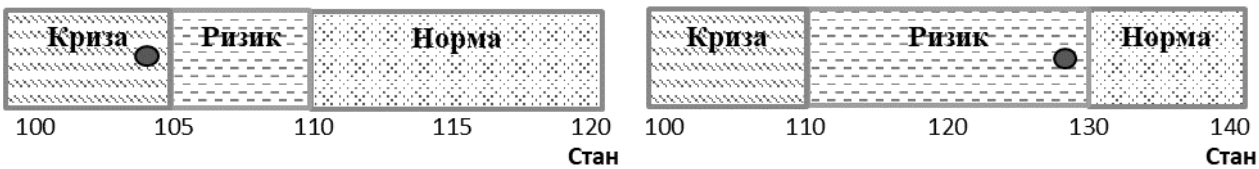
Оцінка виробничої компоненти електроенергетичної безпеки

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



а) за діючою потужністю б) за доступною потужністю

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 можливості 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].

Таблиця 6.4

Оцінка паливної компоненти електроенергетичної безпеки

Станція	Марка вугілля	Потужності, МВт		Запаси, тис. т	Очікуваний термін спрацювання, діб	Запас забезпечення потужностей паливом, МВт					
						3 денний		5 денний		10 денний	
		Д	Р			Д	НД	Д	НД	Д	НД
ЛуТЕС	А	620	200	113,3	30,3	620	820	620	820	620	820
Сл ТЕС	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	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
ПдТЕ	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
ЗмТЕС	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
ТрТЕС	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
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	**-7743**	**-7463**
%						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]

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

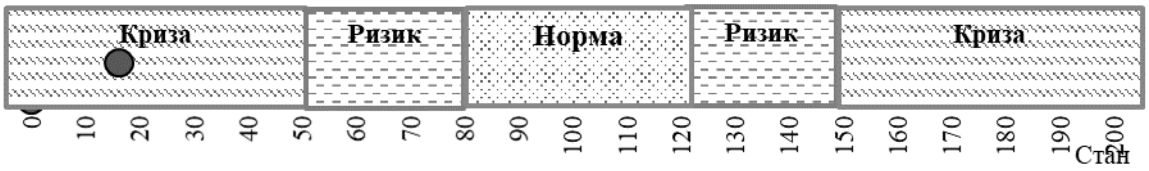


Рис. 6.5. **Інтерпретація рівня паливної компоненти електроенергетичної безпеки України**

Джерело: авторські розрахунки

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

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	-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 ± 10 %, тоді як відхилення на ± 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 запасу доступних потужностей можна вважати практично достатнім для здолання дефіцит 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:

1) нормальний стан – вплив відсутній. Врегулювання балансу електроенергетичної системи відбувається через механізми балансуючого ринку, тобто внутрішньодобові аукціони на балансуючу потужність та балансуючу енергію;

2) ризиковий стан – ОСП врегулює баланс потужностей самостійно через вжиття системних команд;

3) 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

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:

1) аукціон на добу наперед – за наявності можливості оперативного коригування балансу електроенергетичної системи;

2) 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 здолання 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 – незабезпечений 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 балансуючої енергії.

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

Переможці аукціонів системних резервів не можуть брати участь у ринку балансуючої 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 балансуючої 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. Передує впровадженню таких механізмів оцінка (прогнозування) адекватності розвитку генеруючих потужностей (ГП) електроенергетики, тобто здатності наявних джерел електрогенерації 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.

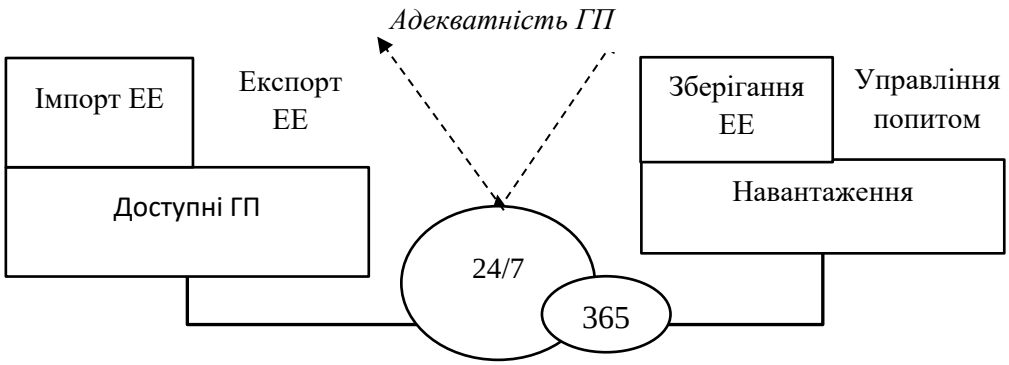


Рис. 6.7. **Узагальнене тлумачення адекватності ГП**
Джерело: складено на основі [24]

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 (b) 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).

Розробиши цей методологічних 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].

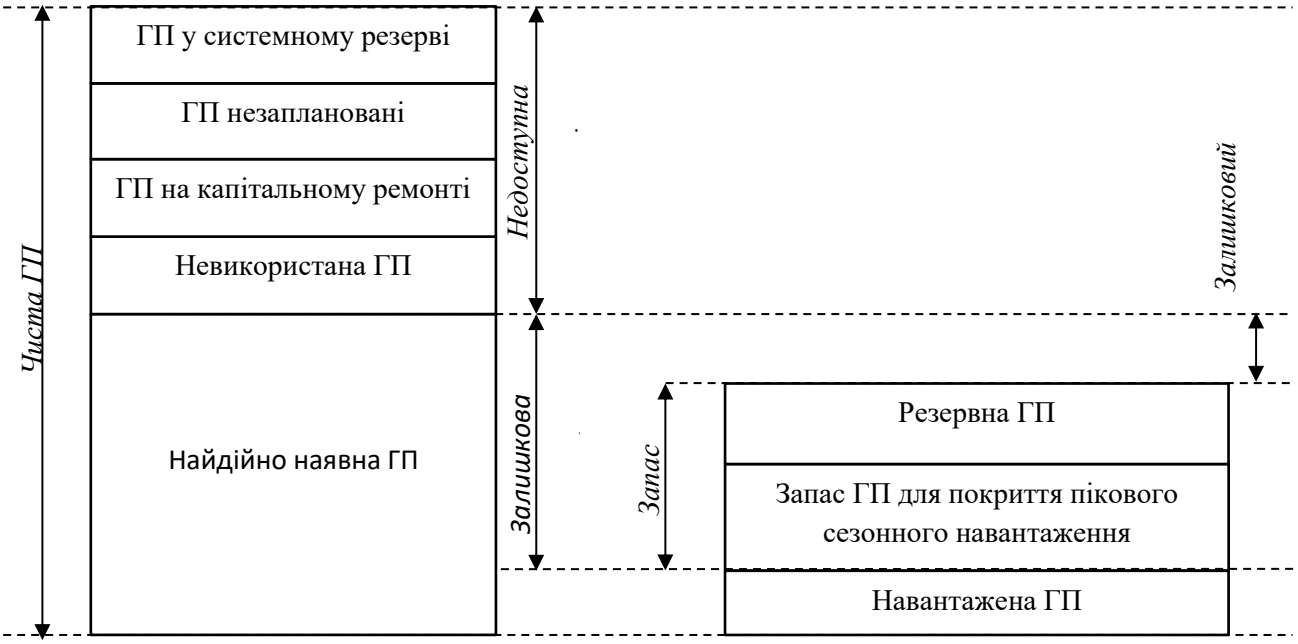


Рис. 6.8. **Складові елементи оцінки адекватності розвитку ГП за методичним підходом ENTSO-E**

Джерело: складено на основі [24]

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

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, опираючись на прогнозну динаміку демографічних та економічних чинників та енергофективності;

– сценарій В «Найкраща оцінка» (цільовий), який передбачає розвиток

додаткових нових ГП, навіть якщо відповідні рішення ще неприйняті, 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.

Таблиця 6.7

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

Прогноз	Часовий горизонт	Генеруючі потужності	Сценарії
Короткостроковий	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
Довгостроковий	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]

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 елекстроспоживанні вискористовуються 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 досконаліть функціонування РЕЕ.

4 етап. Оцінка гнучкості електроенергетичної системи впроваджена 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 повинна обслуговуватися диспетчерськими тепловими та гідрогенераторами визначається як залишкове навантаження (Residual Load – RL), яка представляє різницю між фактичним навантаженням (L) за вирахуванням ГП вітрової (W), сонячної (S) енергетики, а також неманевровими ГП (mustrun).

$$RL=L-W-S-mustrun \tag{6.1}$$

5 етап. Прогноз розвитку транскордонних перетоків ЕЕ враховує національні та узгоджує із загальнорегіональними 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 МВтг/рік та відображає кількість недопоставленої ЕЕ через дефіцит ГП і потужностей транскордонних інтерконекторів порівняно з погодинним 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 довгострокову перспективу. Водночас українська електроенергетика опинилася у форс-мажорних обставинах, зумовлених повномасштабною агресією та масовим руйнуванням ГП, що унеможливлює 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 унеможливлює 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 сформувати 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.

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 ($НЕС_{capita}$) та комерційного електроспоживання на одиницю ВВП ($СЕС_{GDP}$). 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 $НЕС_{capita}$ на прогноз зміни чисельність населення) та в комерційному (добуток $СЕС_{GDP}$ на прогнозний рівень ВВП) секторах. Сума цих двох складових становить прогнозний обсяг кінцевого електроспоживання (6.2):

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

де $E_{netto}(t)$ – кінцеве (нетто) електроспоживання в t-му прогнозному періоді, ГВтг; t –прогнозний рік; $НЕС_{capita}(t)$ – побутове електроспоживання на душу населення у рік t, кВт·год/особа; POP(t) – чисельність населення у рік t, осіб; $СЕС_{GDP}(t)$ – комерційне електроспоживання на одиницю ВВП у рік t, кВт·год/євро; GDP(t) — реальний ВВП у рік t, Євро.

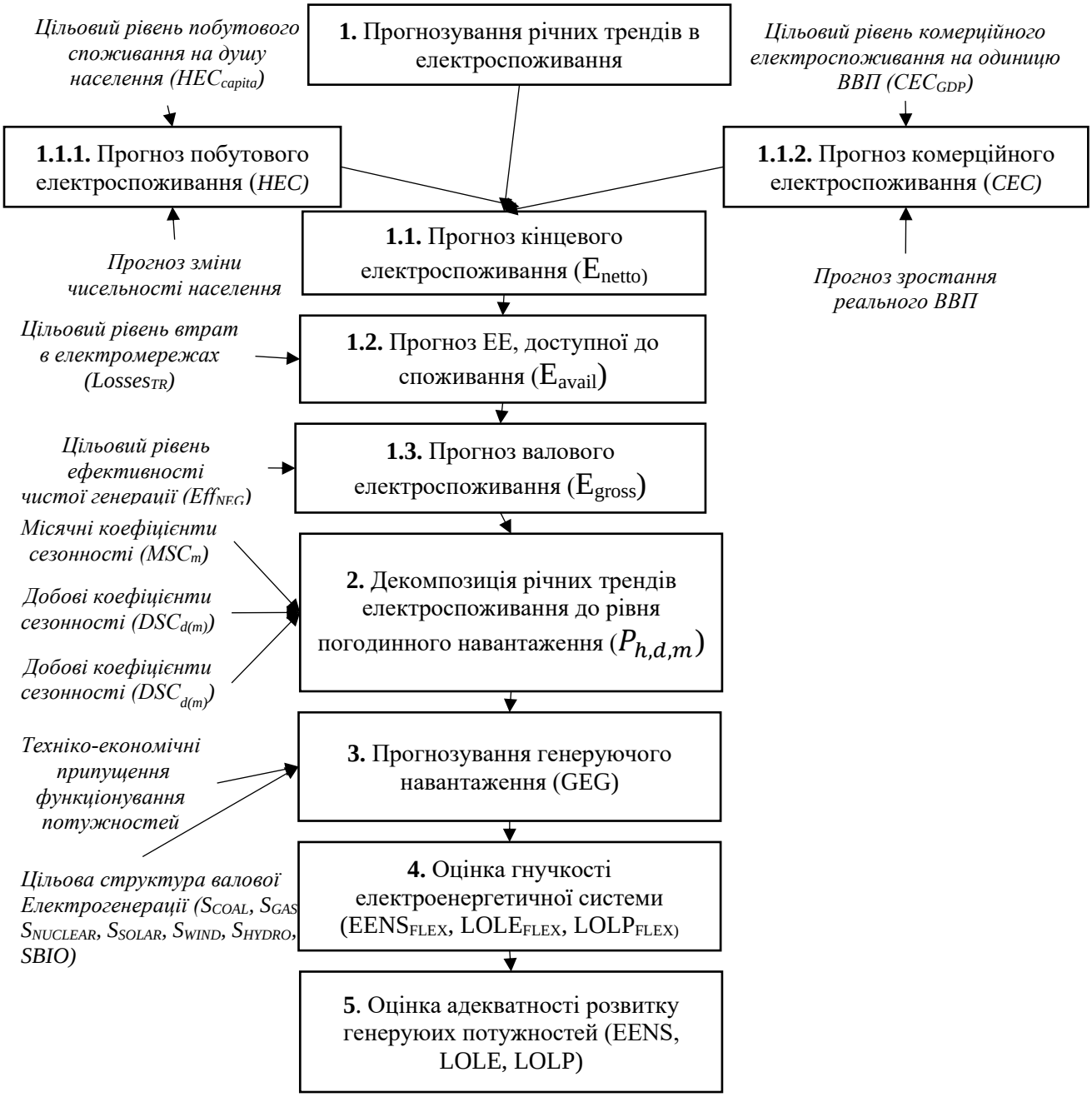


Рис. 6.9. **Схема методичного забезпечення прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужнстей**

Джерело: авторська розробка

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):

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

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):

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

де $E_{gross}(t)$ — брутто електроспоживання, ГВтг; EffNEG(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,…,12 до середньомісячного електроспоживання за рік (6.5):

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

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

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

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,…,24 у день d(m) до середнього годинного навантаження за цю добу (6.7):

$$\mathrm{HSC}_{\mathrm{h,d(m)}} = \frac{\bar{E}gross_{\mathrm{h,d(m)}}}{\frac{1}{24}\sum_{k=1}^{24}\bar{E}gross_{\mathrm{k,d(m)}}} \quad (6.7)$$

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

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

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, яка 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 прогнозний 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 з ВДЕта 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 прогнозного періоду обчислюється різниця між залишковим навантаженням та сумою максимально можливого погодинного завантаження ТЕС і ГЕС:

$$\Delta(t)=RL(t)-(TPPavail(t)+HPPavail(t)) , \quad (6.9)$$

де TPPavail(t), HPPavail(t) – доступне до завантаження теплове та гідрогенеруюче 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 кожну 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 сформувати 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 будується 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%. 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 теплопостачання. 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 ≈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 CO_2/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).



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

Джерело: авторські розрахунки

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 сектору та зниження питомої електроємності економіки."

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

Таблиця 6.8

Прогнозний рівень погодинного навантаження у електроенергетичній системі України на 2024-2035 рр. за консервативним сценарієм

	Кв.1			Кв.2			Кв.3			Кв.4		
Рік	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

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, визначення необхідного рівня базових та 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.

Таблиця 6.9

Прогнозний 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

Прогноз валової електрогенерації на 2024–2035 рр. відображає поетапну трансформацію електроенергетичної системи України від стану глибокої післявоєнної кризи до експортноорієнтованої моделі. У 2024 р. власне виробництво ЕЕ на 9,9 ТВтг менше за прогнозне 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 та 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 6.10

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.

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) представлені 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 (≈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.

Таблиця 6.11

Усереднений прогноз покриття споживчого навантаження генерацією в електроенергетичній системі Україні, у 2024-2035 рр. за консервативним сценарієм

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
	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	14,2	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	2,5	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	2,6	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
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							
	2026																							
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	0,8	0,9	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							
	2027																							
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
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						

Продовження таблиці 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
	2028																							
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	2,5	2,6	2,5	2,3	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						
	2029																							
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
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	-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	15,4	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	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9
Експорт		-0,4	-0,4	-0,6	-0,6	-0,7	-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
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
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
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
Експорт		-0,5	-0,5	-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
	2032																							
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	15,5	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	2,9

Закінчення таблиці 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
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	2,0
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
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
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
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
Експорт		-0,7	-0,6	-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	-0,4
	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
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
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
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	1,4	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	-3,6	-2,6	-1,8	-0,9	-0,6	-0,7	-0,5	-0,3	-0,6
	2034																							
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	-1,7	-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
	2035																							
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
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

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 експортноорієнтованості. 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 споживачого 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 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 ГВ[7], 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.

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 та 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 (≈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 гідроакумулюючих 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 дозволяє 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 помірного 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 ≈4,2 ГВт базового навантаження, тоді як ТЕС виконують ключову балансуючу 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 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 полуденний 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 (≈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 їхній 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 та 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
Зимовий період												
Залишкове навантаження, ГВтг	15464	15264	15682	15843	16037	15756	15569	16203	16979	16475	16093	13734
Маневрове навантаження, ГВтг	8780	9079	9475	9873	10392	10666	11061	11460	11998	12256	12653	13048
EENS гнучкості, ГВтг	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
Весняний період												
Залишкове навантаження, ГВтг	10313	10048	10078	9931	9707	9385	8994	9231	9412	8943	8457	6459
Маневрове навантаження, ГВтг	6866	7329	7781	8235	8697	9159	9618	10079	10525	10986	11449	11913
EENS гнучкості, ГВтг	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
Літній період												
Залишкове навантаження, ГВтг	9805	9386	9228	8931	8579	8144	7641	7621	7573	7025	6423	4607
Маневрове навантаження, ГВтг	5666	5935	6202	6475	6746	7020	7293	7559	7829	8100	8371	8646
EENS гнучкості, ГВтг	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
Осінній період												
Залишкове навантаження, ГВтг	11419	11155	11210	11081	10872	10547	10159	10435	10666	10216	9698	7593
Маневрове навантаження, ГВтг	5824	6068	6314	6561	6812	7057	7298	7542	7790	8041	8288	8533
EENS гнучкості, ГВтг	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

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

Таким чином, гнучкість електроенергетичної системи України зазначає поступового 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 біо- потенціалу 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 геенрації 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 структурі 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 побутове електроспоживання на душу населення до 1,18 МВтг/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 старти-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 CO_2/МВтг, 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 зумовлює обсяги валового електроспоживання менші на 9,3 МВтг. 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 показник 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 низкьвуглецевому 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.

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
Баланс електроенергетичної системи.ГВтг												
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
ГЕС/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
Навантаження в електроенергетичній системі, ГВтг												
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
Генеруючі потужності												
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
Гнучкість електроенергетичної системи												
Залишкове навантаження,	47002	44853	44163	42715	41065	38643	36076	36070	36015	32873	29637	20049
Маневрове навантаження,	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%
Адекватність розвитку електроенергетичної системи												
EENS, ГВтг	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

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 консерватиному).

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 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. маневрова генерація перевищує залишокве 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 унеможливлюють 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 – 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 МВтг/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 при мінімальних внутрішніх втратах. Втрати в мережах обмежуються 10,24 % завдяки частковій децентралізації виробництва. Питома вуглецеємність електрогенерації становить 474,97 кг CO_2/МВтг, 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 зумовлює 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 сценарії передбачається збереження вагомої ролі вугільної генерації, проте у стриманому сценарії вона залишається на приблизно сталому рівні у 20,4 ТВтг (у консервативному сценарії вугільна генерація зростає до 25,7 ТВтг у 2035 р.). Водночас вивід з експлутатації 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 сценарії демонструє вищі теми 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 сценарії 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 сценарії імпорт ЕЕ зменшується з 19,9 ТВтг до 6,6 ТВтг у 2035 р., тоді як консервативному сценарії імпорт – до 3,5 ТВтг. Обсяги експорту у стриманому сценарії становлять 10,9 ТВтг проти 13,2 ТВтг у консервативному, що вказує на обмежені можливості для реалізації профіцитної генерації.

У стриманому сценарії 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 недозавантаження 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.

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
Баланс електроенергетичної системи												
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
ГЕС/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
Навантаження в електроенергетичній системі												
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
Генеруючі потужності												
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
ГЕС/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
Гнучкість електроенергетичної системи												
Залишкове навантаження, ГВтг	47002	44152	42778	40689	38440	35470	32393	31930	37522	34058	36615	32892
Маневрове навантаження, ГВтг	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%
Адекватність розвитку електроенергетичної системи												
EENS, 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

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.

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 гідроакумулюючих 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 генераціх, 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 МВтг [45–47]:

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

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 двуокису вуглецю в році t, гр. од.; E_t – виробництво ЕЕ на рік t, МВтг; 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), розарховані за формулою (6.11):

$$\mathrm{LRCE} = \frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{\mathrm{Capex}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \frac{\mathrm{PC} \times CF \times 8760}{(1+r)^t}} \qquad \Rightarrow \qquad (6.11)$$

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

формулою (6.12):

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

де Орех – операційні витрати, гр. од; Сарех – капітальні витрати, гр. од.; РС – генеруючі потужності, МВт; CF – типовий коефіцієнт використання генеруючих потужностей, коеф.

Низьке значення SRCE забезпечує конкурентоспроможність технології на товарному РЕЕ, 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 ЕЕ. Гнучкість технології електрогенерація 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 ЕЕ (LCOEv)

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

$$RCj = \frac{Ri}{Rmaxj}, \qquad (6.13)$$

де RCj – ранговий коефіцієнт, безрозмірне; Rij – ранг і-го учасника торгів за j-м

критерієм, ранг; Rmaxj – максимальний ранг за j-м критерієм, ранг.

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

$$\mathrm{LCOE}v = \frac{\mathrm{LCOE}}{\sqrt{\mathrm{RC1}\times\mathrm{RC2}}}, \tag{6.14}$$

де LCOEv – ціннісна нормована вартість ЕЕ, гр.од./МВтг; LCOE – нормована вартість ЕЕ, гр.од./МВтг; RC1 – ранговий коефіцієнт за гнучкістю ЕЕ, безрозмірний; RC2 – ранговий коефіцієнт за чистотою ЕЕ, безрозмірний.

Таким чином, LCOEv дозволяє впорядкувати технології електрогенерації з позицій пріоритетності для реалізації сценаріїв адекватного розвитку, надаючи перевагу не лише економічно ефективними рішенням, але й тим, які сприяють підвищенню гнучкості та декарбонізації електроенергетичної системи. Застосування LCOEv 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 ЕЕ 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 електроенерації.

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-старти в період нічних годин та гарячі зупинки-старти 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 в 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%;

2) технології на кам'яному вугіллі: SubC (енергоефективність 35 %), SupC

(40 %) та USC (46 %) – теплові енергоблоки з блоки з докритичними, надкритичними та ультранадкритичними 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 щоквартальними холодними зупинками-стартами;

3) аналогічно розглядаються технології на бурому вугіллі: SubC / SupC / USC із енергоефективістю 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 TTF, 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 економічними за паливною складовою: питомі витрати палива складають лише 0,53 євро/МВтг. Серед газових технологій найбільш ощадними є новітні CCGT із ККД 58–60%, зокрема CCGT5 мають витрати на паливо у розмірі 66,67 євро/МВтг. Серед вугільних технологій IGCC має найнижчу паливну складову – 48,42 євро/МВтг, 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/МВтг для електрогенерації з надкритичними параметрами пари із ефективністю у 35 % до 19,42 євро/МВтг для високоефективної когенерації з ефективністю у 75 %.

Таблиця 6.16

Техніко-економічні характеристики різних технологій теплової електрогенерації

Технологія	Паливо	ККД (NCV) / Стандартна ефективність (%)	Коефіцієнт викидів CO2 (кг/Net ГДж)	Змінні витрати на O&M (євро/МВтг)	Мінімальний час роботи (годин)	Мінімальний час роботи/простою	Споживання палива - теплий старт (Net	Фіксовані витрати - теплий старт (напр.,	Споживання палива - холодний старт (Net	Фіксовані витрати - холодний старт	Споживання палива - гарячий старт (Net ГДж/МВт·запуск)	Фіксовані витрати - гарячий старт (напр.,	Середня тривалість життєвого циклу,	Середня тривалість будівництва, роки	CAPEX (€/кВт)	Типова потужність (МВт)	Мінімальний ККД, %	Швидкість нарощування потужності , %/хв.
OCGT1	Газ	35	57	1,6	1	1	0,2	52	0,3	52	0,2	31	25	1,5	650	50	20	8
OCGT 2	Газ	42	57	1,6	1	1	0,2	20	0,3	24	0,2	17	25	1,5	750	100	20	12
SubC TPP	Газ	36	57	1,1	5	5	7,6	68	9,7	70	4,1	33	30	3	900	100	50	15
SupC TPP	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
CHP1	Газ	66	57	1,1	25	25	7,6	68	9,7	70	4,1	33	25	2	1100	25	40	4
CHP2	Газ	75	57	1,1	25	25	7,6	45	9,7	59	4,1	28	25	2,5	1350	50	40	4
SubC TPP	Кам'яне вугілля	35	94	3,3	8	8	18	70	21	94	10,5	49	40	5	1200	300	40	2
SupC TPP	Кам'яне вугілля	40	94	3,3	6	6	18	50	21	81	10,5	42	40	5	1500	500	40	2
USC TPP	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
SubC TPP	Буре вугілля	35	101	3,3	11	11	18	70	21	94	10,5	49	40	5	1200	300	50	2
SupC TPP	Буре вугілля	40	101	3,3	9	9	18	50	21	81	10,5	42	40	5	1400	500	50	2
USC TPP	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]

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

Таблиця 6.17

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

Технологія	Паливо	Витрати на паливо	Змінні операційні витрати	Витрати на викиди CO_2	Стартові витрати	SRCE	LRCE	LCOE
OCGT1	Газ	114,29	1,6	41,06	13,69	170,64	14,84	185,48
OCGT 2	Газ	95,24	1,6	34,2	6,19	137,23	17,12	154,35
SubC TPP	Газ	111,11	1,1	39,9	10,23	162,34	5,27	167,61
SupC TPP	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
SubC TPP	КВ	66,4	3,3	67,89	7,13	144,72	5,27	149,99
SupC TPP	КВ	58,1	3,3	59,22	6,83	127,45	6,59	134,04
USC TPP	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 TPP	БВ	17,14	3,3	73,18	7,13	100,75	5,27	106,02
SupC TPP	БВ	15	3,3	63,63	6,83	88,76	6,15	94,91
USC TPP	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

їх часті зупинки у гарячий стан при роботі в напівпіковому режимі. Паротурбінні блоки на газі та вугіллі демонструють вищі витрати (до 12 євро/МВтг), 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/МВтг), які мають спрощену конструкцію, але через часті холодні та гарючі старти-зупинки обумовлюють низьке річне навантаження.

Під час розрахунків підтверджено, що серед традиційних технологій теплової генерації найнижчі SRCE мають атомні енергоблоки – 32,62 євро/МВтгд, що зумовлено надзвичайно низькими витратами на ядерне паливо у перерахунку на 1 МВтг, відсутністю викидів CO_2 та режимом базового навантаження. Серед газових технологій найефективнішими виявилися новітні комбіновані парогазові установки, зокрема і CCGT4 – 104,11 євро/МВтг та CCGT5 – 95,13 євро/МВтг. Серед вугільних технологій найнижчі SRCE демонструють сучасні високотемпературні блоки з ультранадкритичними параметрами пари на кам'яному вугіллі – 111,75 євро/МВтг, а також IGCC – 107,42 євро/МВтг. Серед технологій на бурому вугіллі найнижчі показники SRCE характерні також для USC, які становлять 78,14 євро/МВтг. Натомість найбільші питомі короткострокові витрати характерні для маневрових газотурбінних установок відкритого циклу, зокрема для OCGT1 SRCE сягає 170,64 євро/МВтг 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/МВтг. Водночас газові технології відкритого циклу мають найнижчі Capex – 650–750 євро/кВт, але короткий життєвий цикл і низький коефіцієнт використання потужностей обумовлюють високі значення LRCE (14,84–17,12 євро/МВтг). Найбільш збалансоване поєднання Capex 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/МВтг. Газові когенераційні установки (CHP) мають Capex у діапазоні 1100–1350 євро/кВт і забезпечують низьке значення LRCE (7,18–8,81 євро/МВтг) завдяки тривалому періоду використання в базовому режимі. У секторі вугільної генерації найвищу операційну ефективність за SRCE демонструють блоки USC та IGCC, однак їх

Capex становить 1800 євро/кВт та 2770 євро/кВт відповідно, що обумовлює значення LRCE у 7,90 євро/МВтг для USC на кам'яному вугіллі, 10,54 євро/МВтг для USC на бурому вугіллі та 16,22 євро/МВтг для IGCC.

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

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	коеф.	%/хв	Ранг	коеф.	%/хв	Ранг	Коеф.	год	Ранг	коеф.	год	Ранг	коеф.	год	Ранг	коеф.		кг/МВтг	Ранг	Коеф.	
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
SubC TPP	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
SupC TPP	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
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 TPP	КВ	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 TPP	КВ	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 TPP	КВ	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	КВ	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 TPP	БВ	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 TPP	БВ	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 TPP	БВ	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 ЕЕ, оскільки вона проектується виключно для базового навантаження і не спричиняє викидів CO_2 внаслідок горіння викопних ПЕР.

Джерело: авторські розрахунки за [36; 49]

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 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/МВтг. 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/МВтг. Порівняно з ними газотурбінні установки відкритого циклу мають нижчі показники чистоти ЕЕ: від 0,67 до 0,44, що відповідає викидам від 489 до 586 кг/МВтг. Технології на кам'яному вугіллі мають значно нижчу чистоту ЕЕ, 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 ЕЕ для різних технологій традиційної електрогенерації (табл. 6.19). Найнижчу ціннісну вартість ЕЕ має високоефективна газова когенерація нового покоління (CHP2) – 178,78 євро/МВтг, що зумовлено її екологічною чистотою, високою енергоефективністю та помірним рівнем гнучкості. Високий ранг за ціннісною вартістю ЕЕ також демонструють комбіновані парогазові установки останнього покоління (CCGT3-CCGT5) – 201,77-239,39 євро/МВтг, які поєднують низьке значення LCOE з достатньою гнучкістю та високим рівнем чистоти. Порівняно з

ними старі парогазові технології (CCGT1-CCGT2) втрачають ціннісну вартість ЕЕ, маючи LCOEv 535,65 євро/МВтг та 395,75 євро/МВтг відповідно, що обумовлено їх низькою гнучкістю та помірною чистотою. Серед маневрових технологій найбільш ціннісними за вартістю ЕЕ є газотурбінні установки відкритого циклу 2-го покоління (OCGT2) – 241,81 євро/МВтг, які мають високу гнучкість та вищу чистоту ЕЕ порівняно з OCGT1. Попри високу швидкодію, їхня економічна ефективність залишається низькою через високовартісну паливну складову та витрати на часті запуски.

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 (LCOEv)	Ранг за LCOEv
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

Натомість технології паротурбінної генерації на кам’яному вугіллі, попри помірне значення LCOE, демонструють високі показники ціннісної вартості ЕЕ (LCOEv) через дуже низьку екологічну сталість і обмежену гнучкість. Тільки

перехід на сучасні технології USC та IGCC може забезпечити відносно конкурентоспроможний рівень за ціннісною вартістю ЕЕ (383,75 євро/МВтг та 414,85 євро/МВтг відповідно). Буровугільна паротурбінна генерація на докритичних та надкритичних параметрах пари має надвисокі значення ціннісної вартості ЕЕ (1482,14 євро/МВтг та 723,05 євро/МВтг відповідно). Лише перехід на ультранадкритичні параметри пари робить її порівняною (505,92 євро/МВтг) з комбінованою парогазовою генерацією першого покоління (CCGT1 – 535,65 євро/МВтг).

Проведені розрахунки SRCE, LRCE, LCOE та LCOEv дозволяють провести оцінку середньозваженої вартості ЕЕ, яка генерується у межах реалізації кожного з розроблених сценаріїв адекватного розвитку генеруючих потужностей, наведених у пп. 6.2, з урахуванням технологічного складу потужностей, структури валового виробництва та прогнозної 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).

У разі відсутності технологічного оновлення середньозважене значення короткострокових витрат (SRCE) зростає з 69,6 євро/МВтг у 2024 р. до 76,9 євро/МВтг у 2034 р., із незначним зниженням до 74,4 євро/МВтг у 2035 р. через введеня додаткових потужностей АЕС. Паралельно з цим довгострокові витрати

(LRCE) поступово знижуються з 13,4 до 12,3 євро/МВтг, що зумовлено стабілізацією структури генеруючих потужностей. У підсумку, зважене LCOE досягає 89,3 євро/МВтг у 2034 р., що відповідає найвищому значенню в межах сценарію. Відповідна плата за потужність зменшується з 9,2 до 8,7 євро/МВтг.

Таблиця 6.20

Середньозважені цінові індикатори традиційної електрогенерації за консервативним сценарієм розвитку, євро/МВтг

Прогнозний період	Найгірша оцінка (SubC, CHP1, PWR)				Найкраща оцінка (додатковий приріст USC, CHP2, PWR)			
	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
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
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: CP – плата за потужність

Джерело: авторські розрахунки

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/МВтг у 2024 р. до 74,3 євро/МВтг у 2034 р., з подальшим зниженням до 71,8 євро/МВтг у 2035 р. LRCE залишається на рівні 13,4–12,6 євро/МВтг, що свідчить про більшу капіталоємність технологій, але з вищою економічною віддачею в прогнозному періоді. У результаті, максимальне значення зваженого LCOE знижується до 84,7 євро/МВтг, тобто на 2,8 % порівняно із верхньою оцінкою, тоді як плата за потужність зберігається на рівні 8,6–9,1 євро/МВтг.

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 (LCOEv) для забезпечення приросту генеруючих потужностей: 1) розбудова додаткові потужності високим LCOEv (OCGT1 та CHP1); 2) CHP2 та OCGT2; 3) приріст традиційної теплової генерації найнижчим рівнем LCOEv (CHP2 та CCGT5). Результати оцінки зважених SRCE, LRCE та LCOE для кожного з варіантів наведені в табл. 6.21, що дозволяє визначити допустимий діапазон цінових 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 (OCGT1, CHP1), середньозважене значення SRCE зростає до 72,5 євро/МВтг, а LRCE – до 14,7 євро/МВтг, що зумовлює підвищення зваженого LCOE до 87,2 євро/МВтг у 2035 р. Відповідна плата за потужність буде на рівні 8,9–9,7 євро/МВтг. У разі переорієнтації на використання технологій високоефективної когенерації (CHP2) та високоманеврової генерації (OCGT2), зростання SRCE обмежується 67,4 євро/МВтг, проте LRCE зростає до 15,6 євро/МВтг, забезпечуючи LCOE на рівні 82,2 євро/МВтг у 2035 р. Плата за потужність при цьому зростає до 12,6 євро/МВтг.

Найбільш економічно доцільною траєкторією в межах сценарію є приріст потужностей за рахунок технологій з найнижчою ціннісною вартістю ЕЕ (CHP2 і CCGT5). У цьому випадку SRCE знижується до 61,5 євро/МВтг, LRCE

становить 15,6 євро/МВтг, а зважений LCOE – лише 76,3 євро/МВтг у 2035 р. (на 8,1 % менше порівняно з 2024 р.). Плата за потужність при цьому залишається на рівні 12,6–13,1 євро/МВтг.

Таблиця 6.21

Середньозважені цінові індикатори традиційної електрогенерації за низьковуглецевим сценарієм розвитку, євро/МВтг

Прогнозний період	Найгірша оцінка (SubC, CHP1, PWR, OCGT1)				Середня оцінка (додатковий приріст CHP2, OCGT2)				Найкраща оцінка (додатковий приріст CHP2, 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

Загалом низьковуглецевий сценарій демонструє високу цінову чутливість до вибору технологій приросту потужностей, що підкреслює необхідність їх оптимізації з урахуванням LCOEv 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 (LCOEv), – результати якої представлені у табл. 6.22.

Таблиця 6.22

Середньозважені цінові індикатори традиційної електрогенерації за сценарієм стриманого розвитку, євро/МВтг

Прогнозний період	Найгірша оцінка (SubC, CHP1, PWR, OCGT1)				Середня оцінка (додатковий приріст CHP2, OCGT2)				Найкраща оцінка (додатковий приріст CHP2, 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

За сценарієм стриманого розвитку, у разі збереження пріоритету технологій із найвищою ціннісною вартістю ЕЕ (OCGT1, CHP1), середньозважене SRCE зростає до 90,4 євро/МВтг у 2035 р., що відповідає найвищому рівню серед усіх сценаріїв. Паралельно з цим LRCE зменшуються до 12,1 євро/МВтг. У результаті зважене значення LCOE сягає 102,5 євро/МВтг у 2035 р., а відповідна плата за потужність знижується до 7,7 євро/МВтг.

Орієнтація на використання більш ефективних технологій (OCGT2, CHP2) дає змогу обмежити зростання SRCE до 86,1 євро/МВтг у 2035 р., при зростанні LRCE до 12,2 євро/МВтг. Це формує зважене значення LCOE на рівні 98,3 євро/МВтг, що на 4,1 % нижче порівняно з найгіршою конфігурацією. Плата за

потужність зростає до рівня консервативного сценарію – до 8,7 євро/МВтг.

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

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 (LCOEv) 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. LCOEv 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», пропорційної 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 та 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 капіталомісткості 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).

Таблиця 6.24

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

Тип генерації	SRCE		LRCE		LCOE		Плата за потужність	
	Євро/МВтг	Ранг	Євро/МВтг	Ранг	Євро/МВтг	Ранг	Євро/МВтг	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	9,03	6	91,62	11	100,65	10	22,9	6
Сонячні концентратори з	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 (звалищний 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

Для участі у внутрішньодобових «зелених» аукціонах (ВДР), де відбір генерації здійснюється за принципом мінімізації операційних витрат, найбільш ефективними виявилися технології з найнижчим рівнем SRCE – промислові сонячні електростанції (5,45 євро/МВтг), великі ГЕС (5,89 євро/МВтг), біоелектростанції зі звалищним газом (6,31 євро/МВтг) та хвильові електростанції (6,87 євро/МВтг). 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 сформувати 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/МВтг (великі ГЕС, наземні ВЕС, промислові СЕС). До лоту 2 можуть бути включено мало освоєні негарантовані технології з найвищими LRCE – понад 60 євро/МВтг (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/МВтг.

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/МВтг (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/МВтг (сонячні концентри з накопиченням), що вказує на підвищені інвестиційні ризики та потребу в додаткових стимулах. Лот 3 може мати маржинальну плату за потужність 29,74 євро/МВтг (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/МВтг, LRCE – 47,51 євро/МВтг, а LCOE – 56,99 євро/МВтг. 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/МВтг, LRCE – до 67,13 євро/МВтг, LCOE – до 81,16 євро/МВтг, 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/МВтг, LRCE – до 45,0 євро/МВтг, а LCOE – до 54,6 євро/МВтг.

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

Таблиця 6.25

Середньозважені цінові індикатори відновлюваної електрогенерації за сценаріями розвитку, євро/МВтг

Прогнозний період	Добро освоєні технології (промислові СЕС, наземні ВЕС, БЕС на твердому біопаливі)				Мало освоєні технології (додатковий приріст сонячні концентратори з накопиченням, оффшорні ВЕС, БЕС на звалищному газі)			
	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP
Консервативний сценарій								
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
Сценарій низьковуглецевого розвитку								
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
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
Сценарій стриманого розвитку								
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: CP – 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/МВтг, LRCE – 44,2 євро/МВтг, а LCOE – 54,4 євро/МВтг. Для мало освоєних технологій спостерігається значніше підвищення витрат: SRCE – 14,0 євро/МВтг, LRCE – 46,0 євро/МВтг, LCOE – 59,9 євро/МВтг. 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 прогнозного періоду (рис. 6.11).

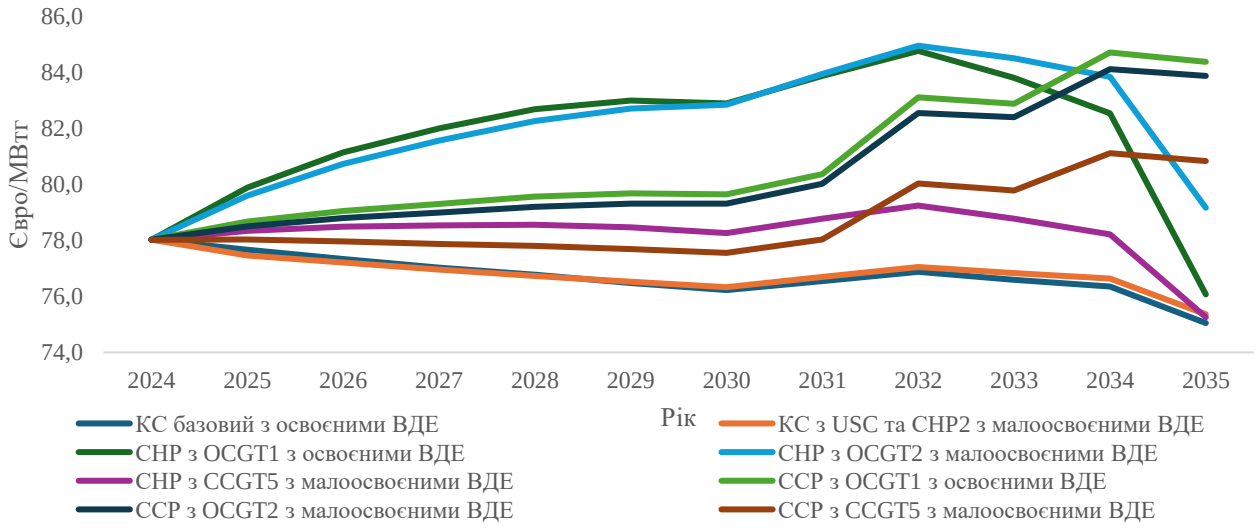


Рис. 6.11. **Прогнозування середньозваженної LCOE в електроенерегетичній системі України у 2024-2035 рр. за сценаріями розвитку**

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 прогнозного періоду – від 78,0 євро/МВтг у 2024 році до 75,0–75,4 євро/МВтг у 2035 році. Базовий варіант (з добре освоєними

ВДЕ) демонструє поступове зниження LCOE, тоді як варіант з інтеграцією 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 ціновою варіативністю. Використанням добре освоєних ВДЕ у поєднанні з OCGT1 демонструють зростання LCOE до 84,8 євро/МВтг до 2032 р. з подальшим зниженням до 76,1 євро/МВтг у 2035 р. Варіант з малоосвоєними технологіями та OCGT2 має ще інтенсивніший профіль зростання – до 85,0 євро/МВтг у середині періоду, який знижується до 79,2 євро/МВтг наприкінці прогнозу. Водночас найменший рівень витрат демонструє варіант із високоефективними установками CCGT5 – 75,3 євро/МВтг 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/МВтг до 2035 р. Аналогічна динаміка характерна для варіанта з OCGT2 – до 83,9 євро/МВтг. Найкращий результат має комбінація з CCGT5, однак навіть у цьому випадку витрати зростають до 80,8 євро/МВтг, 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 сформувати систему 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 дослідження отримано результати методичного та прикладного характеру, зокрема:

1. Удосконалено методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки, який, на відміну від існуючих, 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 ризиків 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 міждержавних 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 балансуючий ринок у нормальному стані, системні команди ОСП у ризиковому стані, централізовані дії урядового рівня у кризовому стані;
- запровадження ринку системних резервів як інструменту реагування 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 генерації, що дозволяє формувати прогнозні 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 балансуючих технологій для підтримки стабільного функціонування системи.

Таке методичне забезпечення дозволяє встановлюти 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, грунтується на оцінці ціннісної вартості ЕЕ у площині «вартість-гнучкість-чистота» електрогенерації та дозволяє відокремити короткострокві витрати, які покриваються на товарному РЕЕ, та довгострокові витрати, які компенсується черерз плату на РП. Ключовими аспектами цього підходу є:

– впровадження інтегрального індикатора ціннісної вартості ЕЕ

(LCOEv), який поєднує економічну ефективність (LCOE), 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 LCOEv 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.

Основні наукові результати розділу опубліковані у працях автора [12; 16; 17; 23; 31; 32; 33; 34; 40; 48].

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 Trillema. 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 Pannel 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 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 **(Scopus, Q2)**

17. Губарєва 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/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/

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

20. Бондаренко А. Ф., Герих В. П. О трактовке критерия надежности n-1. *Электрические станции.* 2005. № 6. URL: http://regimov.net/books/n-1.html

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 безпеки 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/WEOWORLD/UKR

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

31. Губарєва І. О., Салашенко Т. І. Сценарії прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей і механізми підтримки розвитку електроенергетики ЄС. *Проблеми економіки*. 2022. № 4. С. 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

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.

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.libertyfund.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

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 дисертаційній роботі обґрунтувано теоретичні положення та сформовано методичне забезпечення розвитку конкурентного ринку електричної енергії України з урахування 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 принципи 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, балансуючий ринок) та ринку потужностей, включаючи ринки традиційної та альтернативної потужностей;

3) запровадження інструментів діагностики фізичних і комерційних потоків – створення системи моніторингу електроенергетичної 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 балансуючу, традиційну та альтернативну потужність. Механізм передбачає поетапну реалізацію трирівневої системи строкових аукціонів (А+1,А+3,А+5), що забезпечує адекватний розвиток електроенерегетичної 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 (LCOEv) 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. 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 виокремити 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 поведінців 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
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: – 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 ЕЕ
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 для транскордонних обмінів електроенергією	Основними завданнями цього етапу стали: – 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, – 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)	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	Пріоритетними напрямами є: – 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	Встановив: – правила, які забороняють зловживання на оптових енергетичних ринках; – стандарти моніторингу оптових енергетичних ринків для ACER та національних регуляторів
2013	Регламент ЄС 543/2013 від 14.06.2013 про подання та публікацію даних на ринках електроенергії	Установив: – 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

Закінчення таблиці А.1

Рік	Документи	Основна спрямованість документів
2016	Регламент ЄС 2016/1719 від 26.09.2016 про встановлення керівних принципів щодо форвардного розподілу потужностей	Встановив: – правила розподілу межзональной пропускної потужності на форвардних ринках; – загальну методологію визначення довгострокової межзональной пропускної потужності; – створення єдиної європейській 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 (прий-няття)	Четвертий енергопакет: 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	Цей пакет охоплює одразу 5 аспектів енергетичної політики ЄС: енергетичну безпеку, внутрішній ринок енергії, енергоефективність, декарбонізацію економіки, наукові дослідження, інновації та конкурентоспроможність. Пріоритетними його напрямами є: 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
2024	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	Основні завдання Директиви: 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; 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 ВДР у ЄС

Продукт	Визначення продукту	Особливості застосування
РДН		
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 сортуються 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 ступінчато
Складні заявки з умовою мінімального доходу (максималь-ного 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
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	Дезактивація не передбачає автоматичнt відхилення всіх погодинних суб-заявок. Навпаки, перша (тобто найдешевша) погодинна суб-заявка у періоди, що містять планову зупинку, не буде відхилена, але розглядатиметься як будь-яка проста погодинна заявка
Складні заявки з градієнтом навантаження	Між двома послідовними періодами прийнятий 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 поодинці, 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 виконано лише один із блоків ексклюзивної групи

Закінчення таблиці А.2

Продукт	Визначення продукту	Особливості застосування
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
Виміряні 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
ВДР		
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
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, заяки на продаж можна виконувати за цією ціною чи вище.	Використовуються з умовами NON, FOK або IOC, 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 ЕЕ, 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
ВЕ	ТС	Преміальна надбавка	20	Багатокритеріальні	По заявленій ціні
Данія	ТС	Ковзаюча премія / контракти на різницю	50 тис. годин	Єдиний ціновий критерій	По заявленій ціні
Франція	ТН і ТС	Зелені тарифи та преміальна надбавка	20	Як єдинокритеріальні, так і багатокритеріальні залежно від типу торгів	По заявленій ціні
Німеччина	ТН і ТС	Преміальна надбавка	20	Єдиний ціновий критерій	Здебільшого по заявленій ціні, однак існує і єдина ціна
Греція	ТС	Зелені тарифи та преміальна надбавка	20	Багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	По заявленій ціні
Угорщина	ТН	Преміальна надбавка	20	Єдиний ціновий критерій	По заявленій ціні
Італія	ТС	Преміальна надбавка	20 – 25	Єдиний ціновий критерій	По заявленій ціні
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	По заявленій ціні
Польща	ТН	Зелені тарифи	15	Багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	По заявленій ціні
Португалія	ТН і ТС	Дисконтовані зелені тарифи	15, 20, 25	Єдиний ціновий критерій, окрім наземних ВЕС та БЕС, де використовуються різні багатокритеріальні	По заявленій ціні
Іспанія	ТН	Пропорційно встановленій ГП	20 – 25	Єдиний ціновий критерій	єдина дисконтована 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							Регулювані 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. міль	82,5	46,5	11,1	9,0	65,8	26	60	55	н/д	н/д
Річний попит, ТВтг	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. міль	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]

Додаток В

Таблиця В.1

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
Базовий товар	ЕЕ, що торгується через AEMO на товарному спотовому РЕЕ.				Квартальний граничний (300 дол.) ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс базового навантаження
Контрактована одиниця	1 МВтг. базового навантаження (з 00:00 годин з понеділка до 24:00 в неділю).		1 МВтг. пікового навантаження (з 07:00 до 22:00 з понеділка по п'ятницю, за винятком державних свят та інших днів, визначених ASX)	1 МВтг в умовах базового навантаження (з 00:00 годин з понеділка до 24:00 в неділю протягом терміну дії Договору)	1 МВтг базового навантаження протягом тривалості календарного року / кварталу	
Мінімальний крок ціни	0.01 австр. дол. за МВтг					
Торгові години	10:00 – 16:00					
Останній торговий день	Останній робочий день місяця / кварталу дії контракту. Цього дня торгівля закінчується о 16:00				За 6 тижнів до дня, який передує початку першого кварталу контратку базового товару. Цього дня торгівля закінчується о 12:00	
День розрахунків	Четвертий робочий день після виконання				День і час, коли оголошується остаточна ціна розрахунку базового товару	

Закінчення таблиці В.1

	Вид фінансових деривативів					
Характеристика продукту	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
Визначення розрахункової ціни	Середньоарифметичне значення спотових цін базового навантаження за півгодинними інтервалами протягом контрактного терміну		Середньоарифметичне значення спотових цін в години пікового навантаження за півгодинними інтервалами протягом контрактного терміну	за формулою: (C - (300 x 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 перевищують 300 австр. дол.; E = загальна кількість базових півгодинних спотових цін календарному періоді	Визначається за формулою: FP = A x B / C FP = ціна кожного ф'ючерсного контракту в смузі в результаті виконання опціону; A = добова розрахункова ціна попереднього дня для кожного окремого ф'ючерсного контракту в смузі; B = ціна виконання; C = передбачувана ціна смуги попереднього дня, розрахована на поквартальній основі як ковзаюча середньозважена	Відповідно до остаточної ціни розрахунку базового ф'ючерсного контракту, визначеного на третій робочий день після останнього торгового дня

Джерело: складено за [159; 163]

Таблиця В.2

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 AEMO для участі в LFAS-ринку
Послуги поворотних резервів (Spinning reserve – SRAS)	AEMO 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 AEMO може укласти індивідуальний договір з постачальником SRAS, за цінами які встановлюються AER
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 AEMO може укласти індивідуальний договір з постачальником LRRAS-послуги, за цінами які встановлюються AER
Диспетчерська підтримка (Dispatch support service – DSS)	Ці послуги гарантують AEMO підтримку напруги в енергосистемі для забезпечення її безпеки та надійності. Нині немає ринку DSS та процес їх закупівлі контролюється регулятором. На поточний момент ці послуги компенсують енергію, отриману від електростанцій в Мунгарре і Західному Калгурлі і необхідні для вирішення 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]

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
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 tīkls – 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
	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.sepsas.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/

Таблиця Г.3

Перелік номінованих операторів РЕЕ в Європі

Оператор ринку	Сегменти: Країни	Оператор ринку	Сегменти: Країни
Epex 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
HEnEx – https://www.enexgroup.gr/	РДН і ВДР: GR	HUPX – https://hupx.hu/	РДН і ВДР: HU
GME – https://www.mercatoelettrico.org/	OTC 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	OTC 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

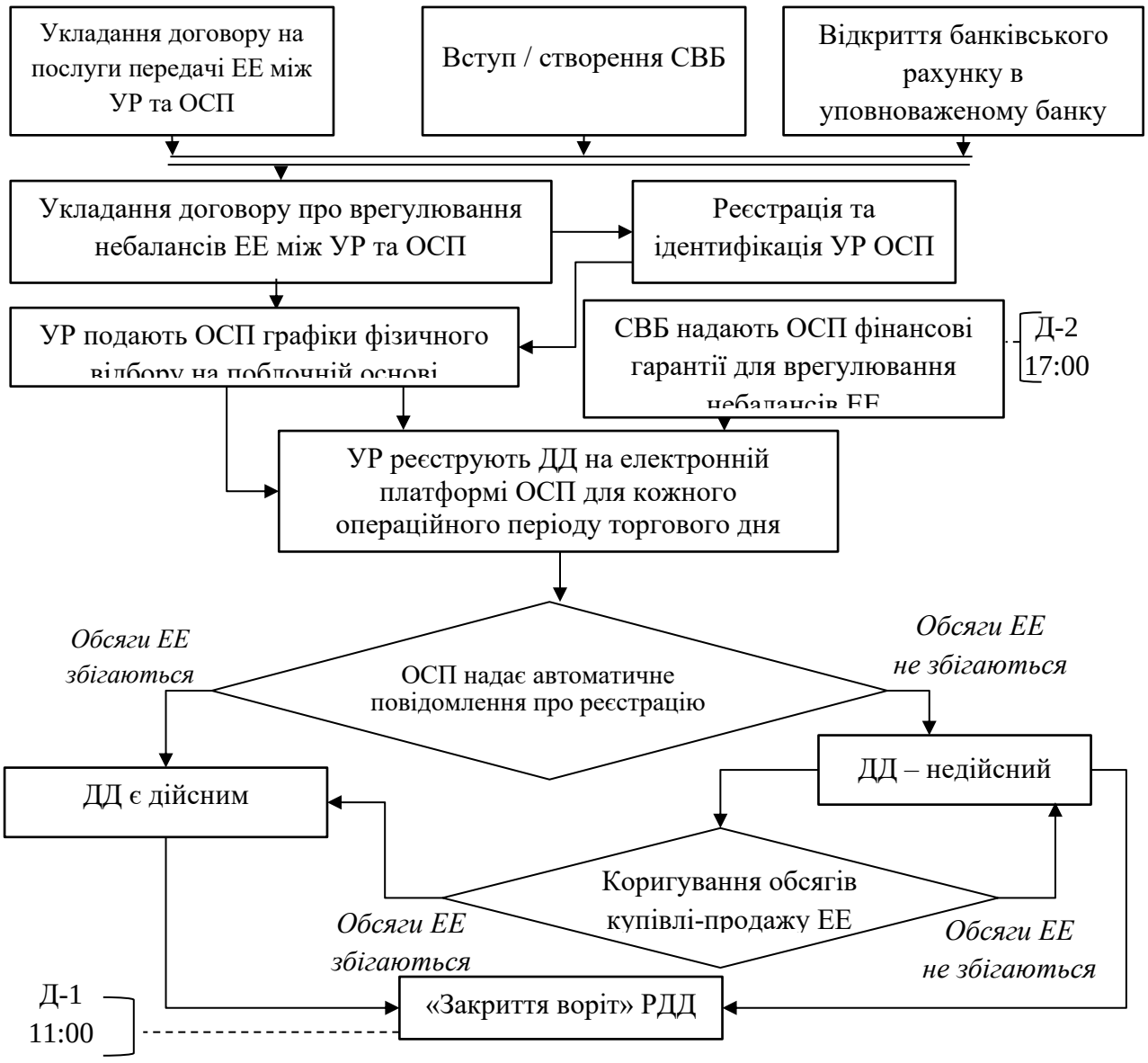


Рис. Д.1. **Агрегований алгоритм функціонування РДД в Україні**

Примітка: УР – учасники РЕЕ; ОСП – оператор систем передачі; СВБ – сторона, відповідальна за баланс; ДД – двосторонній договір

Джерело: складено за [86]

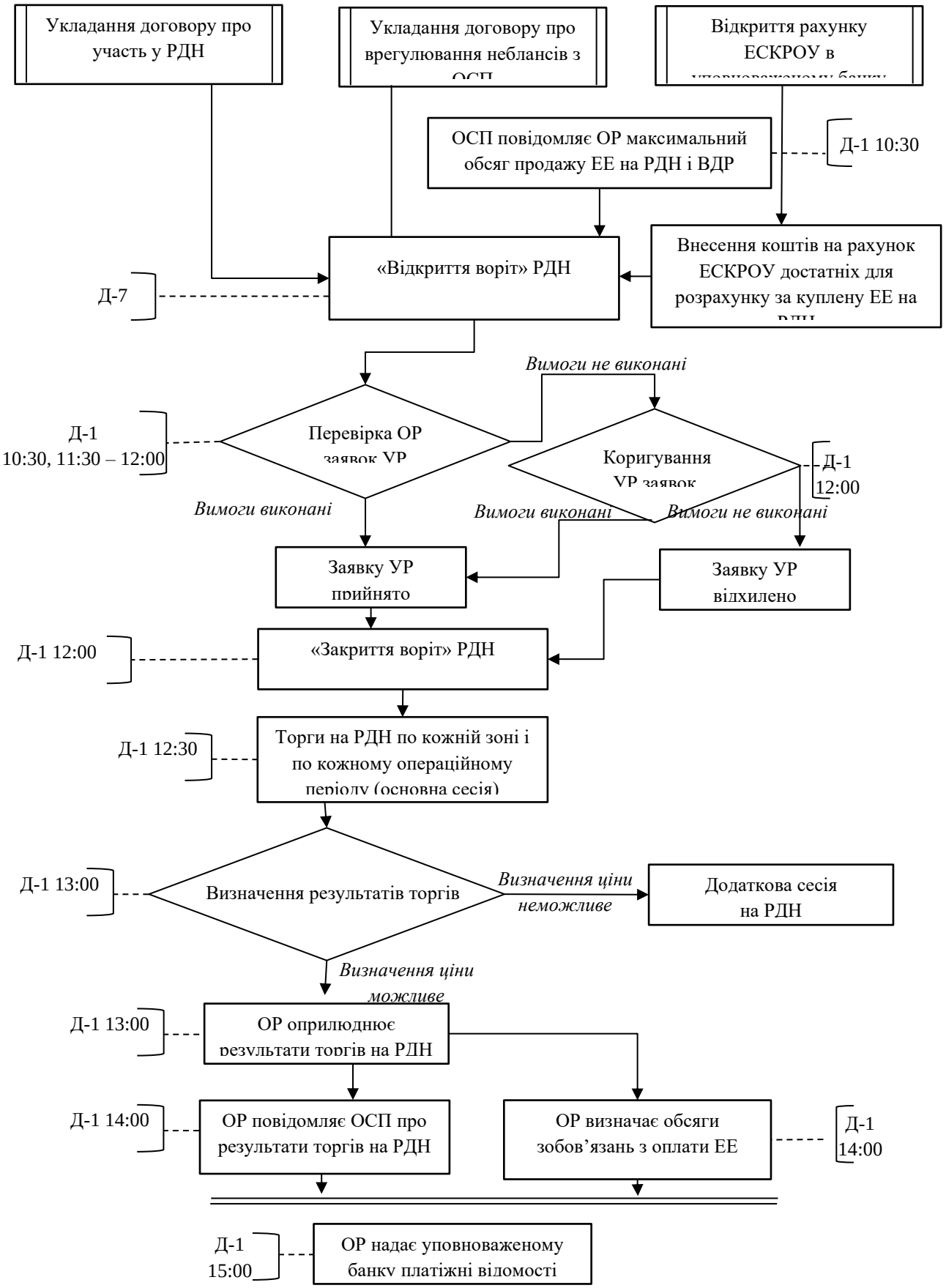


Рис. Д.2. **Агрегований алгоритм функціонування РДН в Україні**

Джерело: складено за [93]

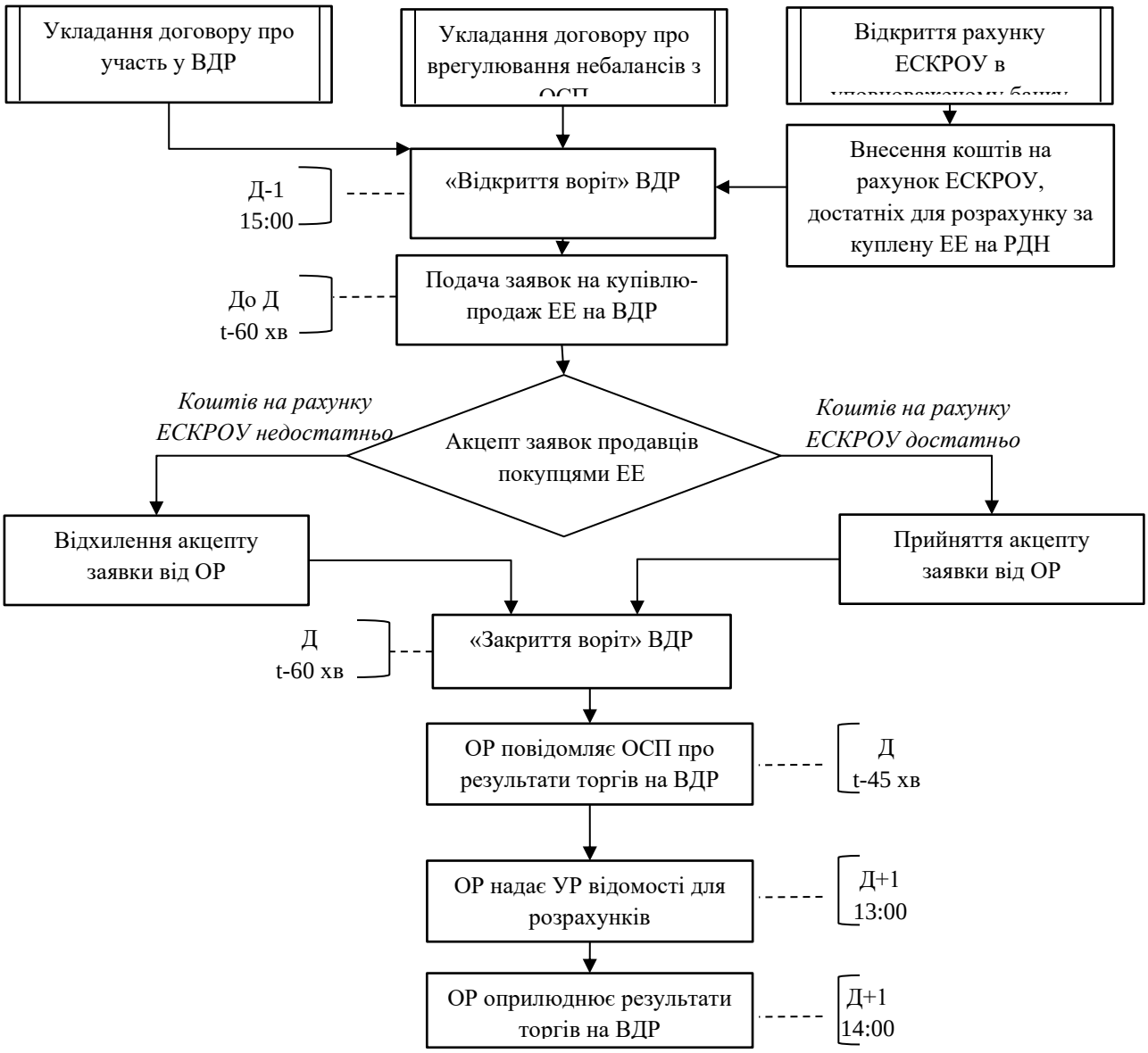


Рис. Д.3**. Агрегований алгоритм функціонування ВДР в Україні**

Джерело: складено за [93]

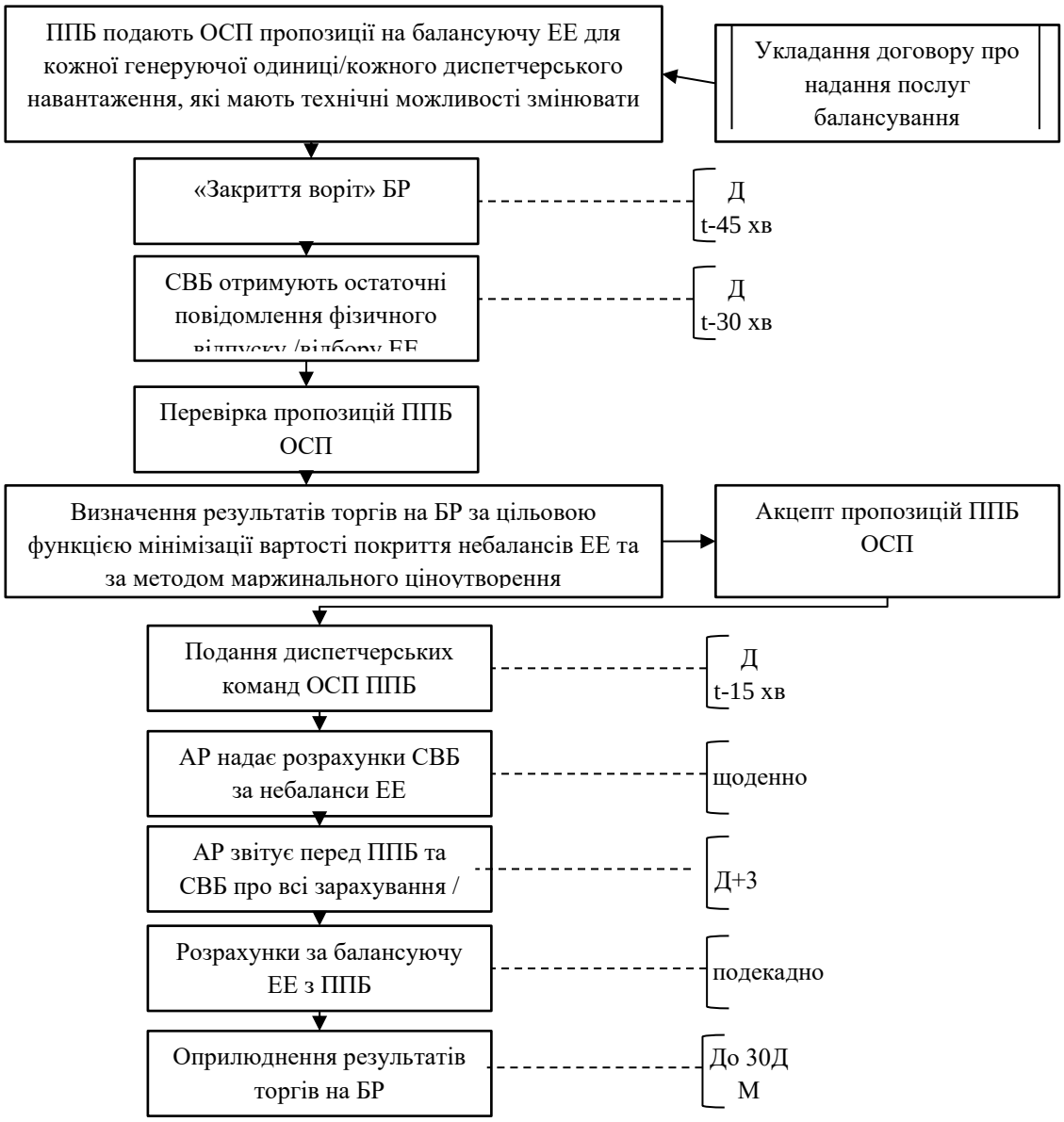


Рис. Д.4. **Агрегований алгоритм функціонування БР України**

Джерело: складено за [86]

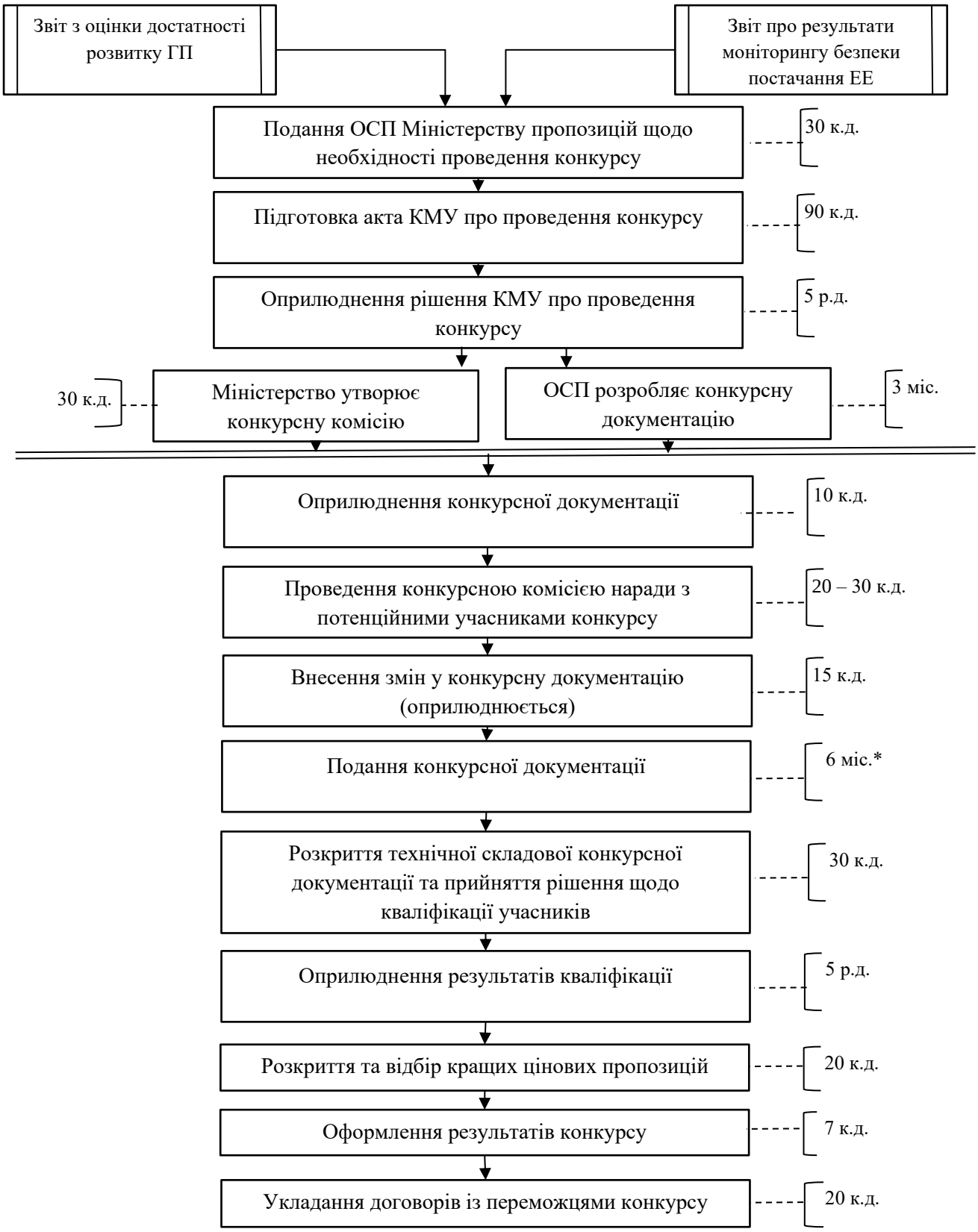


Рис. Д.5. **Агрегований алгортим функціонування РП в Україні**

Джерело: складено на основі [79; 127]

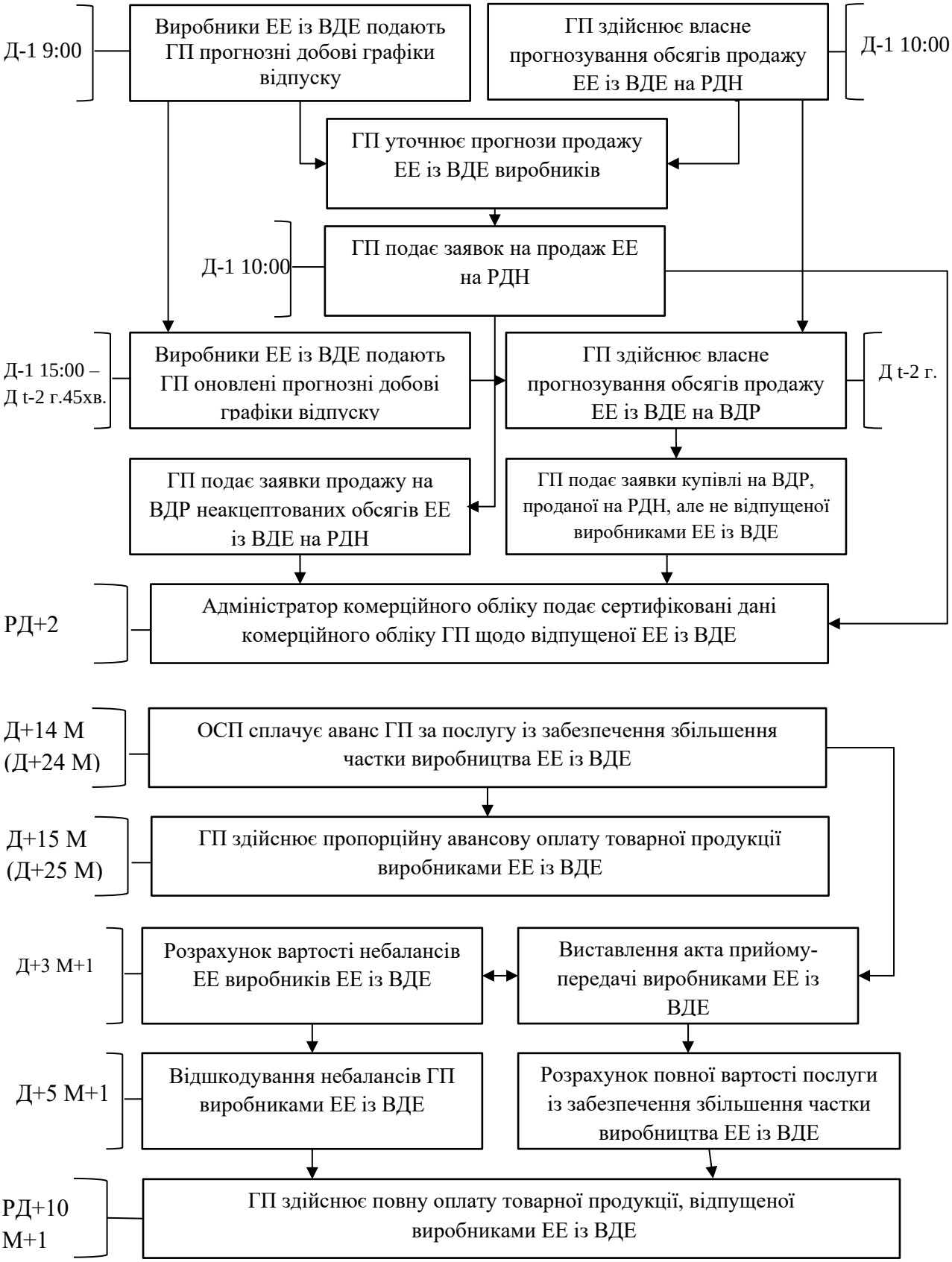


Рис. Д.6. **Агрегований механізм функціонування РВЕ України**

Примітка: тут ГП – гарантований покупець

Джерело: складено за [128; 128]

ДОДАТОК Е

Декомпозиційний аналіз фундаментальних зрушень в електроенергетиці ЄС

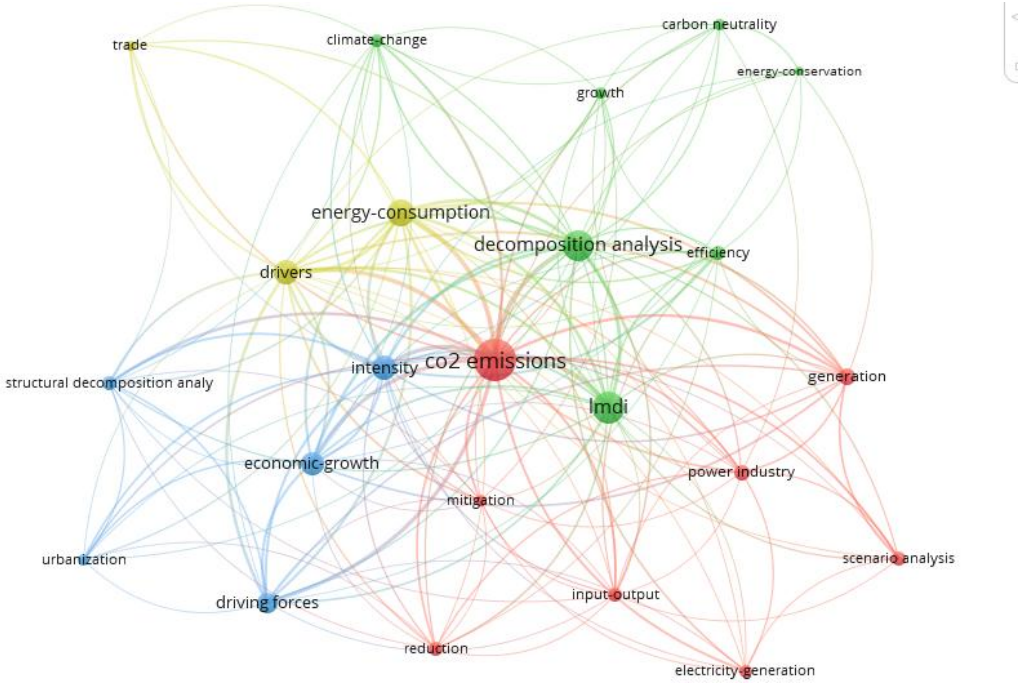


Рис. Е.1. **Проблемне поле наукових досліджень з питань LDMI-декомпозиція розвитку електроенергетики**

*Джерело: складено автором за [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**] з використанням VOSviewer [62].*

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
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
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]

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	%
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
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] Абревіатури країн використовуються відповідно до стандарту ISO 3166−1 alpha−2. [90]; [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 використаня генеруючих потужностей		Вплив ефективності чистої електрогенерації		Зрушення у чистій електрогенерації	
	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%
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
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	%
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
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

Джерело: 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 електроємності електроспоживання		Зрушення у кінцевому електроспоживанні	
	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%
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
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

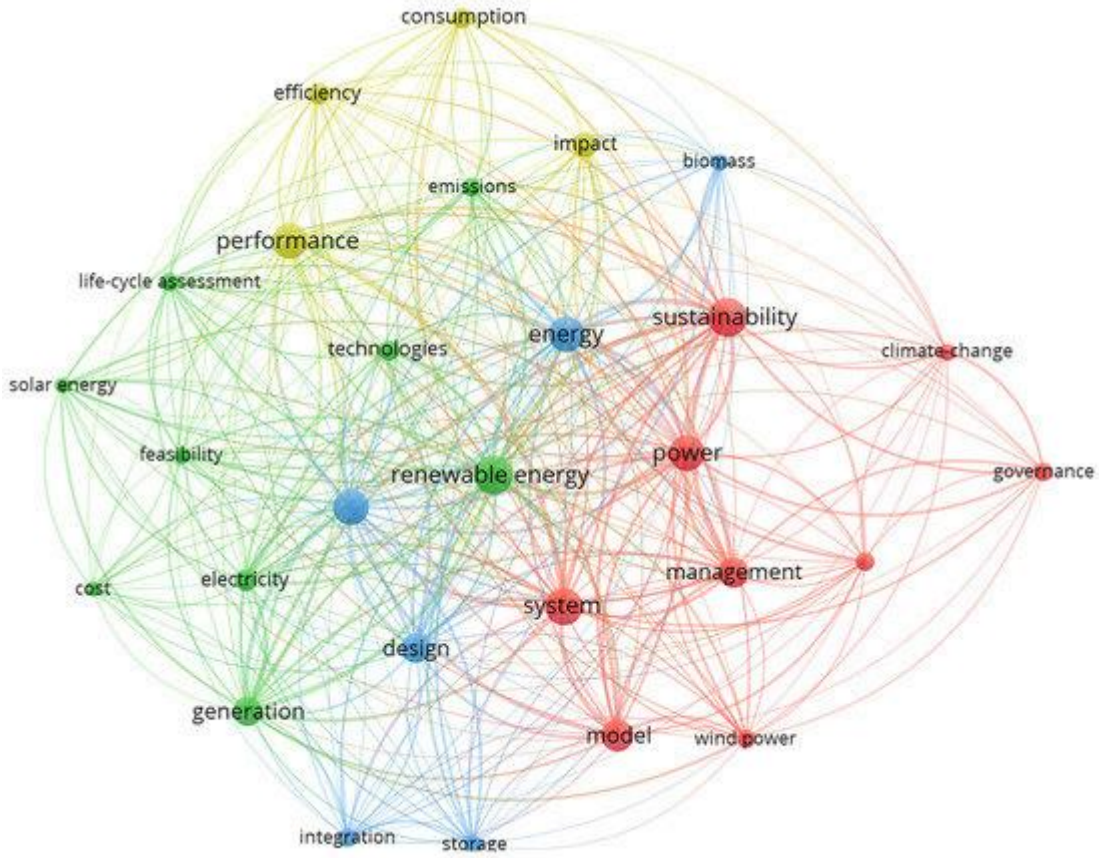


Рис. Ж.1. **Проблемне поле наукових досліджень «сталості розвитку електроенергетичної системи»**

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		Соціальна складова		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		Економічна складова		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS index	
	МВтг/ особу	Р	МВтг/ Євро	Р	Од.	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	кг CO_2 екв./МВтг	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	Од.	Р
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
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

Таблиця Ж.2

Оцінка сталості електроенергетичних систем України та країн ЄС у 2015 р.

Країна	1.1		1.2		Соціальна складова		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		Економічна складова		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS index	
	МВтг/ особу	Р	МВтг/ Євро	Р	Од.	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	кг CO_2 екв./МВтг	Р	%	Р	%	Р	Од.	Р	Од.	Р
BE	1.7	9	0.17	20	0.45	20	24.51	23	43.7	15	96.7	5	95.4	3	37.6	11	0.59	11	237	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	647	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	610	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	375	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	502	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	1179	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	412	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	745	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	275	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	62	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	284	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	291	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	703	25	8.8	26	91.2	27	0.15	25	0.41	23
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

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
				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	
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	
				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
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
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
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
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	
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	
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	
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	
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

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
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	
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	
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	
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	
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
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
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
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
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

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
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

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
				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	
				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	
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	
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
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
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
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
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	
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

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	
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

Таблиця И.4

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
				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	
				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	
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	
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	
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
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
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
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	
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	

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	
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

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові публікації, у яких опубліковано основні результати дослідження

1.1. Монографії

1. Салашенко Т. І. Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України: монографія. Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 432 с.

2. Kyzym M., Hubarieva I., Salashenko T., Khaustov M., Kostenko D. Analysis of Trends in the Development of Scientific Research in the Field of Defining the Determinants of Ensuring the Fuel Energy Security of the World Countries. In: Babak V., Zaporozhets A. (eds) In *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control.* 2024. Vol 561. Pp. 255-266. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_13. (Scopus)

Особистий внесок: досліджено системні складові енергетичної безпеки та їх взаємозв'язок із національними потребами, інтересами та цінностями.

1.2. Публікації в зарубіжних наукових виданнях

3. 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. № 4(20). P. 3-21. https://doi.org/10.15407/scine20.04.003. (Scopus, Q3)

Особистий внесок: здійснено оцінку місця України у системі забезпечення енергетичної безпеки європейського простору та визначено її роль у контексті паливної залежності.

4. 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. № 15(2). P. 164-184. https://doi.org/10.21511/ee.15(2).2024.12. (Scopus, Q2)

Особистий внесок: визначено вплив технологій сталої мобільності на трансформаційні процеси лібералізації ринку електричної енергії.

5. Koval V., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Salashenko T., Olczak, P. Fundamental Shifts in the EU's Electric Power Sector Development: LMDI Decomposition Analysis. *Energies*. 2023. № 16(14). 5478. https://doi.org/10.3390/en16145478 (Scopus, Q2).

Особистий внесок: розроблено моделі LMDI-декомпозиції електроенергетичної системи для оцінки структурних і якісних зрушень у її розвитку.

6. Wang D., Gryshova I., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Davidyuk O. Assessment of Power System Sustainability and Compromises between the Development Goals. *Sustainability.* 2022. №*14.* 2236. https://doi.org/10.3390/su14042236. (Scopus, Q1)

Особистий внесок: розроблено індекс PSS Index для оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем.

7. Wang D., Gryshova I., Kyzym M., Salashenko T., Khaustova V., Shcherbata M. Electricity Price Instability over Time: Time Series Analysis and Forecasting. *Sustainability.* 2022. *14*. 9081. https://doi.org/10.3390/su14159081. (Scopus, Q1)

Особистий внесок: визначено фундаментальні чинники формування рівноважної ціни на ринку електричної енергії та цінові стратегії його учасників.

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

Особистий внесок: визначено прогресивну модель європейського ринку електроенергії, ідентифіковано квазіконкурентність українського ринку та сформовано альтернативну модель його розвитку.

9. Chen Q., Balian A., Kyzym M., Salashenko T., Gryshova I., Khaustova V. Electricity markets instability: Causes of price dispersion. *Sustainability*. 2021. №13(22). 12343. https://doi.org/10.3390/su132212343. (Scopus, Q1)

Особистий внесок: проаналізовано цінову динаміку та волатильність електроенергії в європейському просторі, визначено напрями розвитку інтеграційних процесів на ринку електричної енергії.

1.3. Публікації у наукових фахових виданнях України

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

11. Кизим М. О., Шпілєвський В. В., Салашенко Т. І., Борщ Л. М. Ідентифікація національної моделі енергетичної безпеки України: системні складові та пріоритетні напрями. *Бізнес Інформ.* № 6. 2016. 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.

Особистий внесок: досліджено взаємозв'язок системних складових енергетичної безпеки України та організаційно-економічного механізму розвитку національного ринку електричної енергії.

12. Салашенко Т. І. Порівняльний аналіз стратегічних орієнтирів розвитку електроенергетики в Україні та світі. *Інфраструктура ринку*. 2016. №2. С. 100–107. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ifrctr_2016_2_21.

13. Khaustova V. Ye., Salashenko T. I., Lelyuk O. V. Energy security of the national economy based on a systems approach. *Науковий вісник Полісся.* 2018. № 2 (14). Ч. 1. С. 79-92. URL: http://nvp.stu.cn.ua/article/view/140212.

Особистий внесок: досліджено системні чинники енергетичної безпеки національної економіки та визначено їхній вплив на стійкість і розвиток електроенергетичної системи України.

14. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Кизим Г. М. Оцінка впливу вимог міжнародних зобов'язань на тарифну політику в енергетичній сфері України. *Бізнес Інформ.* 2018. № 2. С. 148–159. URL: https://www.business-inform.net/_inc/kachka_pdf.php?year=2018&volume=2_0&pages=148_159&qu=%D0%A1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE.

Особистий внесок: досліджено специфіку електроенергії як подвійного об'єкта міжнародних відносин та визначено її вплив на формування енергетичної політики України в умовах виконання міжнародних зобов'язань.

15. Салашенко Т. І. Теоретичне обґрунтування компонентів механізму лібералізації оптового ринку електроенергії. *Проблеми системного підходу в економіці.* 2018. № 1 (63). С. 51–60. URL: http://psae-jrnl.nau.in.ua/journal/1_63_2018_ukr/8.pdf.

16. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклики

Україні. *Науковий вісник Ужгородського національного університету. Серія: Міжнародні економічні відносини та світове господарство.* 2018. Вип. 20, Ч. 3.
С. 22 – 28. URL: http://www.visnyk-econom.uzhnu.uz.ua/archive/20_3_2018ua/7.pdf.

17. 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.

18. Салашенко Т. І. Оцінка прогресивності електроенергетичного циклу України у європейському просторі. *Вісник ОНУ. Серія: Економіка*. 2019. Том. 24. Випуск. 2(75). С. 25–31. URL: http://liber.onu.edu.ua/pdf/visn_econom_24_2(75).pdf.

19. Салашенко Т. І. Диференціація цін електроенергії у європейському просторі. *Підприємництво та інновації.* 2019. № 9. С. 9–17. URL: http://www.ei-journal.in.ua/index.php/journal/article/view/194/182.

20. Салашенко Т. І. Енергетика України та світу в умовах пандемії: наслідки та заходи боротьби. *Економіка та держава.* 2020. № 5. С. 137–142 URL: 10.32702/2306-6806.2020.5.137

21. Кизим М. О., Салашенко Т. І. Конкурентний ринок електроенергії: теоретичні підходи та моделі формування. *Проблеми економіки.* 2020. №2. С. 130–143. https://doi.org/10.32983/2222-0712-2020-2-130-143.

Особистий внесок: проведено типологізацію регіональних моделей ринку електричної енергії.

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

Особистий внесок: розроблено альтернативну модель та технологічних регламент функціонування товарного ринку електричної енергії України.

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

Особистий внесок: розроблено альтернативну модель та технологічних регламент функціонування ринку потужностей України.

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

Особистий внесок: розроблено меттодичний підхід до кількісно-якісної оцінки електроенергетичної безпеки за системними безпековими складовими.

25. Салашенко Т. І. Оцінка результативності ринку електричної енергії України. *Бізнес Інформ* 2022. №7. С. 234–246. https://doi.org/10.32983/2222-4459-2022-7-234-246.

26. Салашенко Т. І. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України на постнеоліберальній основі. *Проблеми економіки*. 2022. № 3. С. 70–83. https://doi.org/10.32983/2222-0712-2022-3-70-83.

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

Особистий внесок: проведено порівняння методичних підходів прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей в ЄС та Україні.

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

Особистий внесок: досліджено чинники сталого розвитку в наукових дослідження з економіки енергетики.

29. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І., Салашенко Т. І. Концептуальні аспекти та принципи формування конкурентних ринків теплоенергії. *Бізнес Інформ.* 2024. №3. С. 204–215. https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-3-204-215.

Особистий внесок: доведено стратегічне значення технологій когенерації у розвитку ринків електричної та теплової енергії.

30. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І., Салашенко Т. І. Методичні аспекти ціноутворення на ринках теплової енергії за аукціонного підходу, *Бізнес Інформ.* 2024. № 4. С. 115–128. https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-4-115-128.

Особистий внесок: удосконалено методи ціноутворення на енергетичних ринках шляхом розподілу витрат на когенерацію між ринками теплової та електричної енергії.

31. Салашенко Т. І. Еволюція торгівлі на ринку двосторонніх договорів електроенергії України: проблеми, зміни та перспективи. *Проблеми економіки*. 2024. №4. С. 89–99. https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-4-89-99.

2. Праці апробаційного характеру

32. Kyzym M., Khaustova V., Shpilevskyi V., Salashenko T., Hrynkevych S., Kruchinina O. Consistency of trends in the economic and energy development of Ukraine: Assessment and analysis. *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 408. 01018. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340801018. (Scopus)

Особистий внесок: запропоновано методичний підхід до оцінки структурних зрушень в електроенергетиці України з урахуванням трансформації структури економічної діяльності.

33. 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. *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 408. 01009. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202340801009. (Scopus)

Особистий внесок: визначено енергетичних та екологічних фактори у формуванні стратегічних орієнтирів сталого розвитку та лібералізації ринку електроенергії України.

34. Khaustova V. Y., Salashenko T. I. Contradictions in electric power sector development: Ukraine versus EU. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2023. Vol. 1254, No. 1. P. 012042. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1254/1/012042. (Scopus)

Особистий внесок: визначено фундаментальні протиріччя розвитку електроенергетики України в європейському просторі.

35. Salashenko T., Rubino A., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Capozza C. Identification of the energy crisis in the EU electricity markets. *IOP Conference Series*. 2023. 1269, 012008. https://doi.org/10.1088/1755-1315/1269/1/012008. (Scopus)

Особистий внесок: досліджено розвиток європейської енергетичної кризи та обґрунтовано її значення для трансформації організаційно-економічного механізму українського ринку електроенергії.

36. Салашенко Т. І. Системні проблеми енергетичної безпеки України. *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця*: матеріали Міжнар. наук. конф. (м. Харків, 26–28 травня 2016 р.). Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2016. С. 198–202.

37. Салашенко Т. І. Національні особливості реорганізації енергетичних ринків України у контексті реалізації її міжнародних зобов'язань. *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця:* матеріали Міжнар. наук. конф. (м. Харків, 01–02 червня 2017 р.,). Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2017. С. 477–480.

38. Салашенко Т. І. Передумови лібералізації ринку електроенергії України. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики*: матеріали Міжнар. конф. (м. Харків, 16–17 листопада 2017 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2017. С. 293–298.

39. Салашенко Т. І. Поточний дизайн ринків електроенергії ЄС: виклик Україні. *International Scientific Conference on European Integration of Economics, Education and Law* (Warsaw, March 22–23, 2018). Warsaw: BMT Eridia Sp.z.o.o., Wydawnictwo Erida, 2018. Pp. 195–199.

40. Салашенко Т. І. Реформування енергетичного ланцюга створення електроенергії. *Актуальні проблеми економіки та менеджменту:* матеріали Міжнар. наук.-практ. Конф. (м. Запоріжжя, 16–17 лютого 2018 р.). Запоріжжя: ГО «СІЕУ», 2018. С. 25–30.

41. Салашенко Т. І. Організація спотового ринку електроенергії в Україні. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики:* матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 15–16 листопада 2018 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2018. С. 449–454.

42. Салашенко Т. І. Атрибутивні елементи оптового ринку електричної енергії. *Економічний розвиток і спадщина Семена Кузнеця:* матеріали Міжнар. наук.-практ. Конф. (м. Харків, 30–31 травня 2019 р.). Харків: ХНЕУ імені Семена Кузнеця, 2019. С. 149–150.

43. Салашенко Т. І. Determinants of competitive power markets. *Governance: Strategies, Processes, Technology:* Proceedings of the III International Scientfic Conference Corporate (Leipzig, October 25, 2019). Leipzig: Baltija Publishing, 2019. P. 37–40.

44. Салашенко Т. І. Ринкова інфраструктура як передоснова створення конкурентного ринку електричної енергії. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики:* матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 14 листопада 2019 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2019. С. 228–232.

45. Салашенко Т. І. Управління об’єктами державної власності на ринку електричної енергії України. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики:* матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 13 листопада 2020 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. С. 176–181.

46. Салашенко Т. І. Диференціація продуктів на ринку електроенергії України. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики*: матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 19 листопада 2021 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2021. С. 411–415.

47. Хаустова В. Є. Салашенко Т. І. 3D-модель енергетичного переходу електроенергетики України до енергетики 4.0. *Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики*: матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (м. Харків, 25 листопада 2022 р.). Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. С. 862–866.

Особистий внесок: обґрунтовано декарбонізацію, децентралізацію та діджиталізацію як ключові складові 3D-моделі енергетичного переходу, що визначають архітектуру ринку електроенергії нового покоління.

3. Публікації, які додатково відображають результати дослідження

48. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Теоретико-прикладні аспекти

сталого розвитку електроенергетики України: монографія. Х.: ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 224 с.

Особистий внесок: розроблено аналітичне забезпечення з моделювання вхідних та вихідних потоків електроенергії.

49. Напрямки ринкових перетворень у сфері теплопостачання України : монографія / за ред. М. О. Кизима, Є. І. Котлярова; авт. кол.: Кизим М. О., Котляров Є. І., Хаустова В. Є., Салашенко Т. І., Пономаренко Є. В., Колбасін Є. С., Філатова Т. А. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2024. 338 с. Укр. Мова

Особистий внесок: обґрунтовувано розподіл витрат на виробництво електричної та теплової енергії в когенераційних установках, а також сформовані складові організаційно-економічного механізму сумісної торгівлі цими енергосіями на енергетичних ринках

50. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Оцінка адекватності розвитку потужностей електроенергетики України. Особливості соціально-економічного поступу національної економіки в умовах інформаційно-технологічних викликів: кол. моногр. / за наук. ред. Квасній Л.Г., Татомир І.Л. Трускавець: Посвіт, 2020. С. 152-172.

Особистий внесок: розроблено методику цільового прогнозування адекватності розвитку потужностей електроенергетики України.

51. Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України: кол. моногр. / за ред. М. О. Кизима; авт. кол.: М. О. Кизим, В. Є. Хаустова, В. В. Шпілєвський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілєвський, О. В. Лелюк, Г. В. Мілютін. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. С. 159-187.

Особистий внесок: запропоновано методичний підхід до оцінки прогресивності електроенергетичного циклу.

52. Khaustova V., Hubarieva I., Kostenko D., Salashenko T., Mykhailenko D. (Rationale for the Creation and Characteristics of the National High-Tech Production of Motor Biofuel. In *Systems, Decision and Control in Energy V.* 2024. Pp. 569-583. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_31. (Scopus)

Особистий внесок: досліджено роль біоенергетичних технологій у

диверсифікації паливно-енергетичного балансу та їх вплив на формування альтернативних потужностей на ринку електричної енергії.

УКРАЇНА
ХАРКІВСЬКА ОБЛАСНА ДЕРЖАВНА АДМІНІСТРАЦІЯ

ДЕПАРТАМЕНТ ЕКОНОМІКИ І МІЖНАРОДНИХ ВІДНОСИН

майдан Свободи 5, Держпром, 3 під., 8 пов., м. Харків, 61022, тел.: (057) 705-10-17, факс: 705-10-29
e-mail: uek@kharkivoda.gov.ua, код СДРПОУ 38157940

21.12.2020 № 01-25/14668 на № _____ від _____

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Салашенко Тетяни Ігорівни

на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України»

За результатами ознайомлення з основними положеннями дисертаційної роботи Салашенко Тетяни Ігорівни, поданої на здобуття наукового ступеня доктора економічних наук, з метою використання у діяльності Департаменту економіки та міжнародних відносин Харківської обласної державної адміністрації, прийняті до уваги розроблені пропозиції щодо удосконалення організаційно-економічних механізмів функціонування ринку електричної енергії, а також методичного підходу до оцінки його результативності.

У межах діяльності Департаменту, який забезпечує розробку та реалізацію регіональної економічної політики, стратегічне планування розвитку енергетичної та промислової сфери області, запропоновані у дисертації методичні підходи мають практичну значущість. Вони враховують сучасні виклики енергетичної безпеки, інтеграцію України до європейського енергетичного простору, а також необхідність формування збалансованої структури генерації та створення передумов для сталого розвитку регіональної економіки.

Директор Департаменту Антон КОЗЛОКОВ

004556

УКРАЇНА

ХАРКІВСЬКА МІСЬКА РАДА
ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

ВИКОНАВЧИЙ КОМІТЕТ

майдан Конституції, 7, м. Харків, 61200, тел. (057) 760-73-69, факс (057) 760-79-51
E-mail: kanc@city.kharkov.ua, сайт: www.city.kharkov.ua, код ЄДРПОУ 04059243

28.10.2021 № 08-08/8011/712

На №_____

ДОВІДКА
про впровадження результатів дисертаційної роботи
Салашенко Тетяни Ігорівни
на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України»

Відповідно до завдань, визначених Законом України «Про місцеві державні адміністрації» від 09.04.1999 № 586-XIV (ст. 17, 18) та Законом України «Про ринок електричної енергії» 13.04.2017 № 2019-VIII, (ст. 16, 17), міська рада забезпечує реалізацію державної політики у сфері енергетики та енергетичної безпеки на території, у тому числі шляхом участі в плануванні розвитку енергетичної інфраструктури.

Положення, що складають наукову новизну дисертаційної роботи Салашенко Т.І. на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України», а саме методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей України, практично використовуються у діяльності міської ради.

Зокрема, впроваджено: методичний підхід до цільового інтерполяційного прогнозування розвитку генеруючих потужностей, який дозволив сформувати обґрунтовані сценарії розвитку енергетичного балансу на середньо- та довгострокову перспективу; методику оцінки гнучкості та адекватності електроенергетичної системи на основі індикаторів EENS, LOLE, LOLP; інструменти розрахунку потреб у резервних та гнучких потужностях для покриття пікових навантажень.

Впровадження зазначених підходів та інструментів сприяло підвищенню ефективності планування розвитку місцевої енергетичної інфраструктури, обґрунтуванню інвестиційних проєктів та зміцненню енергетичної безпеки територіальної громади.

Заступник міського голови з
питань життєзабезпечення міста А.І.РУДЕНКО

ENERGOMASH
ADVANCE

Вих. № А24-077 від 11.09.2024 р.

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Салашенко Тетяни Ігорівни

на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України»

Положення, що складають наукову новизну дисертаційної роботи Салашенко Т.І. на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України», практично використовуються у діяльності Сумського машинобудівного кластеру енергетичного обладнання.

Зокрема, застосовано: методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки, що дозволив провести кількісну діагностику стану енергосистеми за показниками запасу адекватності, надійності та забезпечення, а також здійснити прогнозування пріоритетних напрямів розвитку генерації. Це надало можливість кластерному об'єднанню:

- сформувати обґрунтовані орієнтири для планування виробничої програми;
- визначити найбільш перспективні сегменти енергетичного обладнання (базові, пікові, маневрові потужності);
- узгодити інноваційні проєкти з довгостроковими потребами електроенергетичної України.

Впровадження зазначених підходів сприяло підвищенню ефективності стратегічного планування та конкурентоспроможності підприємств кластера на ринку енергетичного обладнання.

Олексій Гавриленко
Директор ТОВ «Е.М.А.

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ
(ІЗЕ НАН України)
вул. Антоновича, 172, Київ, 03150
тел.: (044) 294-67-01, тел./факс: (044) 294-67-02, www.iengy.kyiv.ua E-mail: info@iengy.kyiv.ua
Код ЄДРПОУ 04589627

24.12.2024 № 268/331-1-20 На № _____ від _____

ДОВІДКА
про використання результатів дисертаційної роботи
Салашенко Тетяни Ігорівни
на здобуття наукового ступеня доктора економічних наук
на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії»

Матеріали та основні висновки дисертації Салашенко Т.І. прийняті до уваги та врахування у науково-дослідній діяльності Інституту загальної енергетики НАН України.

У дослідженнях Інституту загальної енергетики НАН України використано методичний підхід до оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем, зокрема у напрямах проведення декомпозиційного аналізу потоків електроенергії, побудови моделей вхідно-вихідних зв'язків та розрахунку інтегральних індикаторів за економічними, екологічними та соціальними критеріями.

В межах реалізації науково-дослідних проєктів підхід застосовано для:

- проведення комплексних досліджень у сфері сталого розвитку енергетики;
- розробки сценаріїв модернізації та декарбонізації електроенергетичних систем;
- підготовки аналітичних матеріалів і рекомендацій для органів державної влади та енергетичних компаній;
- визначенню перспективних напрямів участі у міжнародних наукових і технічних проєктах (Horizon Europe, UNDP, GIZ тощо).

Впровадження результатів дисертаційної роботи Салашенко Т.І. сприяє підвищенню якості аналітичних досліджень, інтеграції національних підходів до оцінки сталості з європейськими стандартами та розширює перспективні можливості долучення до міжнародних наукових програмах і проєктів у сфері енергетики.

Заступник директора
з науково-організаційної роботи
Інституту загальної енергетики
НАН України,
доктор технічних наук, старший дослідник Артур ЗАПОРОЖЕЦЬ

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЗАГАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ
04589627
м. Київ

25282

Довідку видано без фінансових зобов'язань перед автором.

Quality energy
PowerU Ltd
Made in Ukraine

Якісна енергія
ТОВ «ПаверЮ»
Зроблено в Україні

355-21 від 05.02.2025 р.

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи Салашенко Тетяни Ігорівни на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України»

Матеріали дисертаційної роботи Салашенко Т.І., зокрема висновки та рекомендації з методичного підходу до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу, впроваджено у діяльність ТОВ «ПаверЮ», яке спеціалізується на виробництві та впровадженні систем акумулювання енергії.

Зазначений підхід, на відміну від існуючих, ґрунтується на визначенні ціннісної вартості електроенергії у координатах «вартість – гнучкість – чистота» та дозволяє структурно відокремити короткострокові витрати, що покриваються на товарному ринку електроенергії, і довгострокові витрати, які компенсуються через плату на ринку потужностей.

У практичній діяльності підприємства цей підхід застосовано для: оцінки економічної доцільності впровадження систем акумулювання енергії у поєднанні з різними технологіями генерації, визначення пріоритетних напрямів інвестування у проєкти зберігання енергії на основі інтеграції відновлюваних джерел енергії з маневровими потужностями, обґрунтування участі підприємства в ринку потужностей та допоміжних послуг.

Впровадження методичного підходу сприяло підвищенню ефективності планування інвестицій у сфері зберігання енергії та узгодженню техніко-економічних рішень із ринковими та регуляторними вимогами.

Директор
Роман Дремлюх

ТОВ «ПаверЮ»
03134 Київ, вул. Пшенична 8
ЄДРПОУ: 45443565
ІПН: 454435626575 є платником ПДВ

IBAN: UA653052990000026002006248191
АТ КБ «Приватбанк» ЄДРПОУ 14360570
МФО 305299

**ОБ`ЄДНАННЯ ПРОМИСЛОВЦІВ І ПІДПРИЄМЦІВ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ-
РЕГІОНАЛЬНЕ ВІДДІЛЕННЯ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ ГРОМАДСЬКОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ
«УКРАЇНСЬКИЙ СОЮЗ ПРОМИСЛОВЦІВ І ПІДПРИЄМЦІВ»**

Україна
61010, м. Харків
пр.Гагаріна , 12
тел. (057)731-14-25
E-mail: hrv.uspp@gmail.com

р/р UA793006140000026003500337201 в
АТ „ КРЕДІ АГРІКОЛЬ БАНК"
МФО 300614
ЄДРПОУ35860492

УСПП

ХРВ УСПП

Вих.№ 514/1/1/2
Від 25.03.2025р.

Довідка

**про впровадження результатів дисертації на здобуття наукового ступеня доктора економічних наук Салашенко Тетяни Ігорівни
на тему «Теоретичні аспекти розвитку конкурентного ринку електричної енергії України»**

За результатами ознайомлення з основними положеннями дослідження, зокрема методичним підходом до оцінки результативності ринку електричної енергії, Українською спілкою промисловців та підприємців (УСПП) прийнято до уваги та впроваджено розроблені пропозиції щодо систематизації та вдосконалення методів моніторингу ринку електричної енергії в Україні.

У межах діяльності регіонального відділення ВГО УСПП, що здійснює представництво та захист інтересів промислових підприємств, зазначений методичний підхід використовується для: моніторингу ліквідності та структури торгівлі в сегментах ринку електроенергії; аналізу продуктового портфеля та строкової структури контрактів; дослідження цінової динаміки та визначення оптимальних умов закупівлі електроенергії для промисловості; формування аналітичних матеріалів та рекомендацій для підприємств-членів регіонального відділення ВГО УСПП, а також позиційних документів для взаємодії з органами державної влади та ринковими операторами.

Запропоновані механізми мають практичну значущість, оскільки враховують чинники ринкової та технічної стабільності, вплив зовнішніх шоків і воєнних ризиків, а також дозволяють узгоджувати комерційні умови постачання електроенергії з фізичними можливостями енергосистеми, що є критично важливим для стабільної роботи промислових підприємств.

В.о. Голови Об`єднання промисловців і підприємців Харківській області - регіонального відділення ВГО УСПП **Е.Є.Набока**

УКРАЇНА
ОБ'ЄДНАННЯ ПРОМИСЛОВЦІВ І ПІДПРИЄМЦІВ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ РЕГІОНАЛЬНЕ ВІДДІЛЕННЯ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ ГРОМАДСЬКОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ "УКРАЇНСЬКИЙ СОЮЗ ПРОМИСЛОВЦІВ І ПІДПРИЄМЦІВ" код 35860492
Харківська область

NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY OF UKRAINE «IGOR SIKORSKY KYIV POLYTECHNIC INSTITUTE»
FACULTY OF MANAGEMENT AND MARKETING
DEPARTMENT OF ECONOMIC CYBERNETICS

In cooperation with
WSG UNIVERSITY
UNIVERSITY OF BARI ALDO MORO
RESEARCH CENTER FOR INDUSTRIAL PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE
INDUSTRIAL ECONOMICS OF NATIONAL ACADEMY OF THE SCIENCES OF UKRAINE

With the participation of
TECHNICAL UNIVERSITY OF MUNICH
ISTANBUL AYDIN UNIVERSITY
PJSC «PHEI «ZAPORIZHZHIA INSTITUTE OF ECONOMICS AND INFORMATION TECHNOLOGIES»
KYIV NATIONAL ECONOMIC UNIVERSITY NAMED AFTER VADYM HETMAN

CERTIFICATE

No. 005/2024 dated December 04, 2024

Certifies that **TETIANA SALASHENKO**

participated as a speaker and participant

II INTERNATIONAL AUTUMN SCHOOL

«MODELING, DATA ANALYSIS AND DIGITAL TECHNOLOGIES IN ECONOMIC RESEARCH»

Duration 20 hours — 28.11-04.12.2024

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ «КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ МЕНЕДЖМЕНТУ ТА МАРКЕТИНГУ
КАФЕДРА ЕКОНОМІЧНОЇ КІБЕРНЕТИКИ

У співпраці
УНІВЕРСИТЕТ WSG
УНІВЕРСИТЕТ БАРІ АЛЬДО МОРО
НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ЦЕНТР ІНДУСТРІАЛЬНИХ ПРОБЛЕМ РОЗВИТКУ НАН УКРАЇНИ
ІНСТИТУТУ ЕКОНОМІКИ ПРОМИСЛОВОСТІ НАН УКРАЇНИ

За участі
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МЮНХЕНА
СТАМБУЛЬСЬКИЙ УНІВЕРСИТЕТ АЙДИН
ПРАТ «ПВНЗ «ЗАПОРІЗЬКИЙ ІНСТИТУТ ЕКОНОМІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ»
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ЕКОНОМІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ВАДИМА ГЕТЬМАНА

СЕРТИФІКАТ

№ 005/2024 від 04.12.2024 року

Засвідчує, що **ТЕТЯНА САЛАШЕНКО**

узяла участь як лектор та учасник

II МІЖНАРОДНА ОСІННЯ ШКОЛА

«МОДЕЛЮВАННЯ, АНАЛІЗ ДАНИХ ТА ЦИФРОВІ ТЕХНОЛОГІЇ В ЕКОНОМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ»

Тривалість 20 годин — 28.11-04.12.2024 року

Декан факультету менеджменту та маркетингу
The dean of the Faculty of Management and Marketing
Марина КРАВЧЕНКО
Maryna KRAVCHENKO

Завідувач кафедри економічної кібернетики
The head of the Department of Economic Cybernetics
Катерина БОЯРИНОВА
Kateryna BOIARYNOVA

PROGRAM

Date/Hour	The topic of the lecture / Lecturer	Hour
28.11.2024 14.30-16.35	**Study of global security processes by methods of intelligent data analysis** Ivan Pyshnograiev, Can. Sc. (Phys.-Math.), Doc., Assoc. Prof. of the department of Artificial Intelligence, ES IASA, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (Ukraine)	2
	Impact of Green Deal Practices and Circular Economy on Economic Growth Osman Yildirim, Dr., Prof., Istanbul Aydin University (Turkey)	
	Visualization as a technique of business analytics Viktoriia Shlykova, Can. Sc. (Econ.), Senior Research Fellow of the Department of Macroeconomic Policy and Regional Development, Research Center of Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (Ukraine)	
29.11.2024 14.30-16.35	**Making Management Decisions under Interval Uncertainty** Olga Zhukovska, Cand. Sc. (Phys.-Math.), Doc., Assoc. Prof. at the Department of Economic Cybernetics, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (Ukraine)	2
	Data Decomposition Analysis in scientific research: energy case study Tetiana Salashenko, PhD (Econ.), Senior Research Fellow of the Department of Industrial Policy and Energy Security, Research Center for Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (Ukraine)	
	Using Large Language Models for Text Classification in Electronic Media Vasil Derbentsev, Can. Sc. (Econ.), Doc., Deputy Head of the Department of Informatics and Systemology for Scientific Work, Tetiana Kmytiuk, Can. Sc. (Econ.), Doc., Deputy Head of the Department of Mathematical Modeling and Statistics for Educational and Methodological Work, Kyiv National Economic University named after Vadym Hetman (Ukraine)	
02.12.2024 14.30-16.35	**Building the Potential of Universities in Entrepreneurial Education: Experience and Practice from the ENGAGE International Project** Magdalena Bergmann, Dr., Assoc. Prof., Vice-Rector for International Cooperation, WSG University (Poland)	2
	Water and Energy Interventions Paola Casati, Phd Researcher, University of Bari Aldo Moro and Joint Research Centre, European Commission (Italy)	
	Solow Model of Economic Growth Igor Rystsov, D. Sc. (Phys.-Math.), Doc., Professor at the Department of Economic Cybernetics, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (Ukraine)	
03.12.2024 14.30-16.35	**Microsoft PowerBI as major tool for corporative analytics** Yuriy Nykon, PhD student, Institute of Industrial Economics of National Academy of Sciences of Ukraine; Head of EdTech Department, Intellias Solutions LLC (Ukraine)	2
	Local Business Networks and New Firm Formation Hanna Hottenrott, Dr., Prof., Department of Economics and Policy, Technical University of Munich; Head of the research unit Economics of Innovation and Industrial Dynamics at ZEW (Germany)	
	Theory Meets Reality: Financial, Economic, and Environmental Aspects of Sustainability Julia Yereshko, D. Sc. (Econ.), Prof., Professor at the Department of Economic Cybernetics, National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute» (Ukraine), Researcher at Technical University of Munich (Germany)	
04.12.2024 14.30-17.15	**CRM as an information technology for improving the quality of customer service in the context of digitalisation** Nataliia Trushkina, Can. Sc. (Econ.), Senior Research Fellow of the Sector of Industrial Policy and Innovative Development of the Department of Industrial Policy and Energy Security, Research Center for Industrial Problems of Development of NAS of Ukraine (Ukraine)	2,7
	Green Bubbles: exploring the intersection of climate finance and speculative markets Matteo Foglia, Phd Researcher, University of Bari Aldo Moro (Italy)	
	Web3 technologies and the use of decentralized financial instruments Stanislav Levitskiy, D. Sc. (Econ.), Doc., Head of the Department of Information Technologies PJSC «PHEI «Zaporizhzhia Institute of Economics and Information Technologies» (Ukraine)	
	The use of optimization models of transportation of agricultural products for the complete supply chain Mykyta Mazurenko, PhD student, Data scientist at Kernel-Digital LLC (Ukraine)	
Independent work		1,3
Control measure		3
Preparation of lecture materials		5
Total		20

ПРОГРАМА

Дата/час	Тема лекції / Лектор	Години
28.11.2024 14.30-16.35	**Дослідження глобальних безпекових процесів методами інтелектуального аналізу даних** Іван Пишнограєв, к.ф.-м.н., доц., доцент кафедри штучного інтелекту, НН ІПСА, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (Україна)	2
	Вплив практик Зеленої угоди та циклічної економіки на економічне зростання Осман Йилдірім, др. наук, проф., Стамбульський університет Айдин (Туреччина)	
	Візуалізація як метод бізнес-аналітики Вікторія Шликова, к.е.н., старший дослідник, старший науковий співробітник відділу макроекономічної політики та регіонального розвитку, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (Україна)	
29.11.2024 14.30-16.35	**Прийняття управлінських рішень за умов інтервальної невизначеності** Ольга Жуковська, к.ф.-м.н., доц., доцент кафедри економічної кібернетики, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»	2
	Аналіз декомпозиції даних у наукових дослідженнях: енергетичний кейс Тетяна Салашенко, к.е.н., старший дослідник, старший науковий співробітник відділу промислової політики та енергетичної безпеки, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (Україна)	
	Використання Large Language Models для класифікації тексту в електронних медіа Василь Дербенцев, к.е.н., доц, заступник завідувача кафедри інформатики та системології з наукової роботи, Тетяна Кмитюк, к.е.н., доц, заступник завідувача кафедри математичного моделювання та статистики з навчально-методичної роботи, Київський національний економічний університет імені Вадима Гетьмана (Україна)	
02.12.2024 14.30-16.35	**Розвиток потенціалу університетів у сфері підприємницької освіти: досвід та практика міжнародного проекту ENGAGE** Магдалена Бергманн, др., доц., проректор з міжнародної співпраці, Університет WSG (Польща)	2
	Заходи управління водними та енергетичними ресурсами Паола Касаті, Phd дослідник, Університет Барі Альдо Моро, Спільний дослідницький центр Європейської комісії (Італія)	
	Модель економічного зростання Солоу Ігор Рисцов, д.ф.-м.н., доц., професор кафедри економічної кібернетики, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (Україна)	
03.12.2024 14.30-16.35	**Microsoft PowerBI як основний інструмент корпоративної аналітики** Юрій Никон, здобувач третього (освітньо-наукового) рівня вищої освіти, Інститут економіки промисловості Національної академії наук України; директор Департаменту освітніх проектів ТОВ «Інтеліас Солюшнз» (Україна)	2
	Місцеві бізнес-мережі та виникнення нових фірм Ханна Хоттенротт, др., проф., департамент економіки та політики, Технічний університет Мюнхена; керівник дослідницького підрозділу економіки інновацій та промислової динаміки ZEW (Німеччина)	
	Теорія та реальність: фінансові, економічні та екологічні аспекти сталого розвитку Юлія Єрешко, д.е.н., проф., професор кафедри економічної кібернетики, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» (Україна); старший науковий співробітник, Технічний університет Мюнхена (Німеччина)	
04.12.2024 14.30-17.15	**CRM як інформаційна технологія підвищення якості обслуговування клієнтів в умовах діджиталізації** Наталія Трушкіна, к.е.н., старший дослідник, старший науковий співробітник сектору промислової політики та інноваційного розвитку відділу промислової політики та енергетичної безпеки, Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (Україна)	2,7
	Green Bubbles: дослідження перетину фінансування клімату та спекулятивних ринків Маттео Фолья, Phd дослідник, Університет Барі Альдо Моро (Італія)	
	Технології Web3 та використання децентралізованих фінансових інструментів Станіслав Левицький, д.е.н., доц., завідувач кафедри інформаційних технологій ПрАТ «ПВНЗ «Запорізький інститут економіки та інформаційних технологій» (Україна)	
	Використання оптимізаційних моделей транспортування агропродукції для повного ланцюга постачання Микита Мазуренко, здобувач третього (освітньо-наукового) рівня вищої освіти, спеціаліст по роботі з даними, ТОВ «Кернел-Діджитал» (Україна)	
Самостійна робота		1,3
Контрольний захід		3
Підготовка лекційних матеріалів		5
Total		20