

**НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ЦЕНТР ІНДУСТРІАЛЬНИХ ПРОБЛЕМ
РОЗВИТКУ**

САЛАШЕНКО ТЕТЯНА ІГОРІВНА



УДК 330.351:621.311 332

**ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ РОЗВИТКУ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ**

Спеціальність 08.00.03 – економіка та управління національним господарством

РЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора економічних наук

Харків – 2025

Дисертацією є кваліфікованою науковою працею на правах рукопису.
Роботу виконано в Науково-дослідному центрі індустріальних проблем розвитку НАН України

Науковий консультант: доктор економічних наук, професор,
член-кореспондент НАН України
Кизим Микола Олександрович,
завідувач відділу досліджень людського
розвитку Інституту демографії та проблем
якості життя НАН України

Офіційні опоненти: доктор економічних наук, професор
Люльов Олексій Валентинович,
директор Навчально-наукового інституту
бізнесу, економіки та менеджменту
Сумського державного університету

доктор економічних наук, професор
Савіна Наталія Борисівна,
проректор з наукової роботи та міжнародних
зв'язків Національного університету водного
господарства та природокористування

доктор економічних наук, професор
Трофименко Олена Олексіївна
професор кафедри економічної кібернетики
Національного технічного університету
України «Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»

Захист відбудеться «12» вересня 2025 року об 11:00 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради, шифр Д 64.251.01, у Науково-дослідному центрі індустріальних проблем розвитку НАН України за адресою: 61001, м. Харків, пров. Інженерний, 1а, ауд. 505.

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України за адресою: 61001, м. Харків, пров. Інженерний, 1а та на сайті установи за електронною адресою: <https://ndc-ipr.org/about-us/specialized-council>

Реферат розісланий «05» серпня 2025 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради

Н. В. Трушкіна

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Розвиток конкурентного ринку електричної енергії є пріоритетним напрямом забезпечення енергетичної безпеки та сталого розвитку України, що відповідає її стратегічному курсу інтеграції до ЄС. 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 не імplementованими. Постійні зміни в регуляторному полі та зовнішні шоки – пандемія COVID-19, європейська енергетична криза, повномасштабна війна – призводять до хаотичної трансформації національного ринку електроенергії. Це унеможливило забезпечення інвестиційної привабливості електрогенерації в Україні та сталого розвитку національної електроенергетичної системи. Стримувальним чинником залишаються суворі цінові обмеження, які викривлюють цінові сигнали, підвищують ризики ринкових маніпуляцій, провокують критичні фізичні дисбаланси та накопичення фінансових розривів між сегментами ринку. Рівень імplementації 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.

У довоєнний період українська електроенергетика демонструвала суттєві структурні відхилення від європейських тенденцій. Серед них – низька енергоефективність перетворення первинних ресурсів в електроенергію (34% в Україні проти 52% в ЄС у 2020 р.), високий рівень втрат в електромережах (11 % в Україні проти 7% в середньому в ЄС) та надмірна вуглецеємність генерації (526 кг CO₂-екв/МВт·год в Україні проти 209 кг в ЄС), що свідчить про наявність системних проблем та нагальну потребу наукового обґрунтування фундаментальних елементів моделі конкурентного ринку для забезпечення сталого розвитку електроенергетичної системи.

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% та обумовило критичну залежність від імпорту електроенергії - до 4,4 ТВтг. Разом з цим структурні диспропорції на ринку електроенергії України виявилися ще гострішими: обсяг торгів на ринку двосторонніх догорів 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 балансуєчий сегменти ринку.

Проблема розбудови конкурентних ринків електроенергії гостро постає як перед зарубіжними науковцями (А. Akbari-Dibavar, V. Ahlqvist, B.W. Ang, J. Blazquez, T. Felling, T. Jamasb, A. Matenli, K. Maize, D. Newbery, M. G. Pollitt, C. Roldán-Blay, M. Sarfati, S. Yin та ін.), так і перед українськими дослідниками (В. Бараннік, В. Блінов, М. Кизим, О. Люльов, В. Микитенко, А. Немировський, Є. Парус, У. Письменна, Н. Савіна, І. Сотник, О. Суходоля, А. Толкунов, О. Трофименко, В. Хаустова В. Шкарупило та ін.). Попри значну увагу до цієї проблематики, вона залишається складною та недостатньо вирішеною, що зумовлено багатовимірністю процесу побудови ринків електричної енергії через

необхідність одночасного балансування комерційних та фізичних потоків електроенергії. Це зумовлює нагальну потребу в удосконаленні наукових підходів до формування та розвитку таких ринків, здатних забезпечити ефективну конкуренцію між виробниками, безперебійність постачання електроенергії споживачам та сталий розвиток електроенергетичної систем.

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. 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), де 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 електроенергетичної безпеки, «Зміст та політика забезпечення декарбонізації промисловості України» (№ 0119U102913), де було визначено напрями екологізації електроенергетики, «Теоретичне забезпечення державного регулювання ринку електричної енергії України» (№ 0119U102093), в якій було розроблено засади стратегічного та операційного регулювання ринку електричної енергії України.

Мета та завдання дослідження. Метою роботи є обґрунтування теоретичних положень та 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 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 та 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 для узгодження комерційних та 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 за 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 електроенергії 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 електроенергії; *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 електроенергії 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 та вихідних потоків енергії в електроенергетичній системі; *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», АТ «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, зокрема індексовані наукометричними базами Scopus і Web of Science, та інші інтернет-ресурси.

Наукова новизна одержаних результатів. Результати дослідження мають різний ступінь наукової новизни, основні положення якої полягають у наступному: *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 і географічне розмежування електроенергетичної системи, тип ринкової інфраструктури, форми торгівлі, часову сегментацію ринку, методи ціноутворення та продуктову диверсифікацію, забезпечуючи рефлексію формування атрибутівних 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, й інтегрує результативність ринку, енергетичну безпеку та адекватність розвитку електроенергетичної системи;

- обґрунтовано операційну модель формування конкурентного ринку

електричної, що 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 сталого розвитку;

удосконалено:

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

- методичний підхід до визначення фундаментальних зрушень в електроенергетиці, який, на відміну від існуючих, забезпечує інтеграцію потоків електроенергії за стадіями трансформації, генерації, постачання та споживання та базується на системі взаємопов'язаних моделей LMDI-декомпозиції (вальної 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, які базуються на концепції їх життєвого циклу та агрегованій моделі індексу сталості їх розвитку (Power System Sustainability Index – PSS index), що 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, що, на відміну від існуючих, охоплює комплекс КРІ-показників динамічності, збалансованості, варіабельності та пропорційності, і дозволяє здійснювати якісну оцінку ступеня відповідності ринкових параметрів цільовим орієнтирам розвитку;

- організаційні положення з розвитку товарного ринку електричної енергії України на біржовій основі, що, на відміну від існуючих, передбачають багатосесійність торгів з використанням різних методів ціноутворення, а також часовому декомпозицію ринкових продуктів по мірі 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 існуючих, поєднують обсягоорієнтований підхід до розвитку генерації з диференціацією ринку на балансуєчу, 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 існуючих, 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 з 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 існуючих, 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;

дістали подальшого розвитку:

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

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

- аналітичне забезпечення діагностики функціонування ринку електричної енергії країни, яке, на відміну від існуючих підходів, орієнтованих на агрегований статистичний опис біржових котирувань, забезпечує модульну ідентифікацію структурних змін у поведінці учасників ринку та 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 № A24-077 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).

Особистий внесок здобувача. 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.

Публікації. 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 індексуються у виданнях Q1, 2 статті – Q2, 1 стаття – Q3); 22 статті у фахових наукових виданнях України; 16 праць апробаційного характеру (4 з яких індексуються наукометричною базою Scopus).

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).

Структура та 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.).

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ ДИСЕРТАЦІЇ

У першому розділі «Теоретичне забезпечення та світова практика з формування моделей конкурентного ринку електричної енергії» – узагальнено теоретичні підходи та обґрунтувати ключові детермінанти формування конкурентних моделей ринку електроенергії (РЕЕ), проведено типологізацію моделей РЕЕ за ключовими детермінантами їх формування та визначено їх відмінності.

Визначено, що проблема формування конкурентних РЕЕ полягає у забезпеченні ефективного взаємозв'язку між комерційними й фізичними потоками електроенергії (ЕЕ). Необхідність їхнього узгодження обумовлює існування двох принципово різних підходів до організації ринку: централізованого, за якого

координація їх відбувається безперервно, та децентралізованого, де вони розмежовані і їхнє взаємоузгодження здійснюється лише в момент реальної поставки ЕЕ. Досліджено еволюцію організаційних моделей РЕЕ, що відображає перехід від вертикально-інтегрованої енергетичної монополії, через модель єдиного покупця, до повномасштабної конкуренції на оптовому та роздрібному рівнях. Обґрунтовано появу нової, п'ятої моделі – проактивного споживача, що зумовлена децентралізацією електроенергетичної системи, розвитком розподіленої генерації та двонаправлених потоків ЕЕ

В роботі обґрунтовано, що побудова моделі конкурентного РЕЕ опирається на 7 ключових детермінантах, які взаємопов'язують фізичні та комерційні потоки ЕЕ (рис. 1), це: спосіб диспетчеризації, географічне розмежування системи, тип ринкової інфраструктури, форми торгівлі ЕЕ, часова сегментація ринку, методи ціноутворення ЕЕ, диверсифікація продуктового портфелю ЕЕ. Кожна з цих детермінант обумовлює архітектуру конкретної моделі РЕЕ, визначаючи умови розвитку конкурентних відносин та ефективного балансування електроенергетичної системи для надійного задоволення потреб споживачів в ЕЕ.

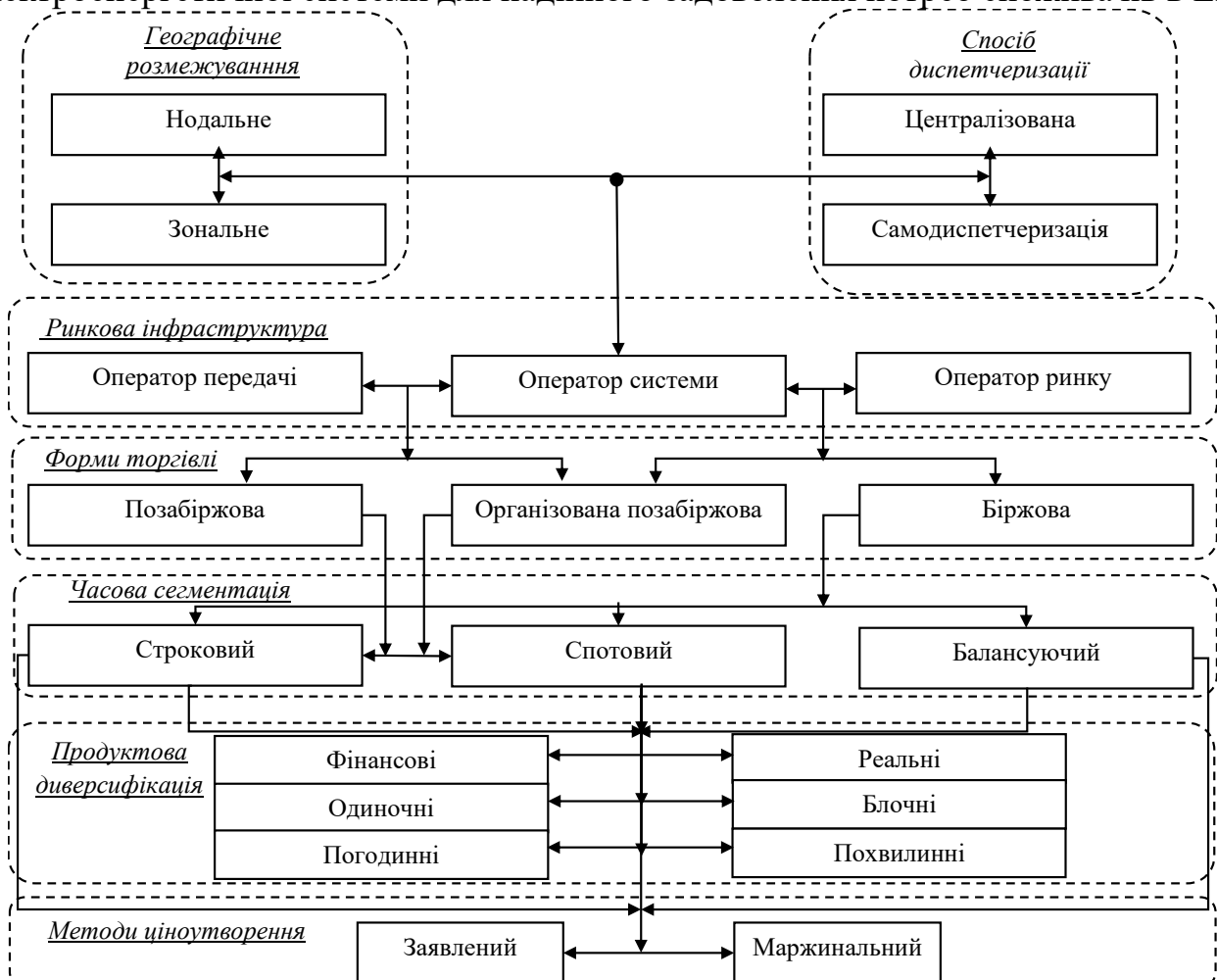


Рис. 1. Ключові детермінанти формування моделі конкурентного РЕЕ

Сформовані ключові детермінанти дозволили провести типологізацію моделей європейського, американського й австралійського РЕЕ, та виявити їхні основні відмінності (табл. 1).

Визначено, що крім товарного РЕЕ, розбудову конкурентного РЕЕ забезпечує ринок потужностей (РП), який спрямований на адекватний розвиток

електроенергетичної системи та задоволення потреб споживачів у майбутньому, гарантування повернення інвестицій у генерацію. У роботі досліджено відмінності функціонування РП у регіональних моделях РЕЕ. Зокрема, виявлено, що в європейській моделі впроваджуються тимчасові, технологічно-нейтральні інструменти (стратегічні резерви, аукціони потужності, плата за потужність); в американській – обов'язкові для виробників трирічні форвардні аукціони надійності; в австралійській існує децентралізований ринок кредитів на потужність, що функціонує переважно через двосторонні контракти.

Таблиця 1

Типологізація регіональних моделей конкурентного РЕЕ

Детермінанти	Європейська модель	Американська модель	Австралійська модель
Географічне розмежування	Зональне	Нодальне	Зональне
Спосіб диспетчеризація	Самодиспетчеризація	Комбінована	Централізована
Ринкова інфраструктура	Оператори систем передачі та оператори ринку	Незалежні системні оператори та оператори передачі	Єдиний незалежний системний оператор
Часова сегментація	4 сегменти (СР, РДН, ВДР, БР)	2 сегменти (РДН, БР)	1 сегмент (ВДР)
Форми торгівлі	Біржова торгівля (РДН, ВДР, БР) та різні форми для СР	Біржова та організована позабіржова торгівля	Виключно біржова торгівля
Методи ціноутворення	Маржинальне та заявлене ціноутворення	Локальні маржинальні ціни	Середньозважені маржинальні ціни
Продуктова диверсифікація	Від 15 до 60 хвилин, прості та блочні продукти	Погодинні продукти	5-хвилинні одиночні продукти

Примітка: тут і надалі СР – строковий ринок, РДН – ринок на добу наперед, ВДР – внутрішньодобовий ринок, БР – балансуючий ринок

Здійснена типологізація регіональних моделей РЕЕ дозволила виявити системні переваги й обмеження кожної моделі, а також визначити адаптивні механізми для імплементації найкращих практик у національну модель РЕЕ з урахуванням техніко-технологічних та соціально-економічних особливостей української електроенергетичної системи.

У другому розділі «Організаційно-правове забезпечення формування ринків електричної енергії в країнах ЄС та Україні» – проведено параметричну ідентифікацію національних моделей РЕЕ в країнах ЄС та Україні, проаналізовано їх організаційну структуру та виявлено відмінності в ринкових механізмах підтримки розвитку електроенергетики.

Проведена параметрична ідентифікація національних РЕЕ 25 країн ЄС, а також Великої Британії, Норвегії та Швейцарії засвідчила суттєву диференціацію їхніх внутрішніх моделей попри уніфіковані правила транскордонної торгівлі. Встановлено, що хоча у більшості країн державні кордони збігаються з межами контрольних територій та торгових зон і реалізується модель з розмежуванням функцій операторів систем передачі та операторів ринку, існують винятки: Німеччина поділена на 4 контрольні території, а ринки Італії та Скандинавських країн фрагментовані на декілька торгових зон з метою управління мережевими обмеженнями. Найбільші відмінності виявлено в організації ринкових сегментів: на СР співіснують різні форми торгівлі, причому Польща вирізняється виключно організованою біржовою моделлю, тоді як в Ірландії цей сегмент узагалі відсутній.

Доведено, що навіть на гармонізованих спотових ринках зберігаються унікальні рішення: італійський РДН одночасно враховує локальні мережеві обмеження через зональні ціни для виробників та формує єдину середньозважену маржинальну ціну для покупців, тоді як у Польщі та Чехії РДН-аукціони доповнюються безперервною торгівлею. На ВДР Італія застосовує серію аукціонів замість безперервних торгів, тоді як у Німеччині, Великій Британії та Іспанії безперервна ВДР- доповнюється ВДР-аукціонами з маржинальними цінами. Характерною є також тенденція до продуктової диверсифікації через скорочення розрахункових періодів: поряд зі стандартними годинними продуктами, що залишаються базовими для РДН, у Німеччині, Великій Британії та Австрії вже впроваджено півгодинні та чвертьгодинні продукти. Ще ширша диверсифікація простежується на ВДР, де на досліджуваний період у 8 країнах запроваджено півгодинні, а у 6 країнах – чвертьгодинні контракти. Таким чином, попри спільний зовнішній дизайн, внутрішня архітектура національних РЕЕ в ЄС характеризується значними відмінностями.

На основі параметричної ідентифікації національних РЕЕ європейських країн сформовано прогресивний дизайн європейської моделі (рис. 2), яка, на відміну від нормативної, передбачає: розукрупнення контрольних територій на декілька торгових зон, розвинену біржову торгівлю на СР, поєднання різних форм торгівлі на РДН та ВДР; делегування комерційних функцій балансування та єдине маржинальне ціноутворення на БР.

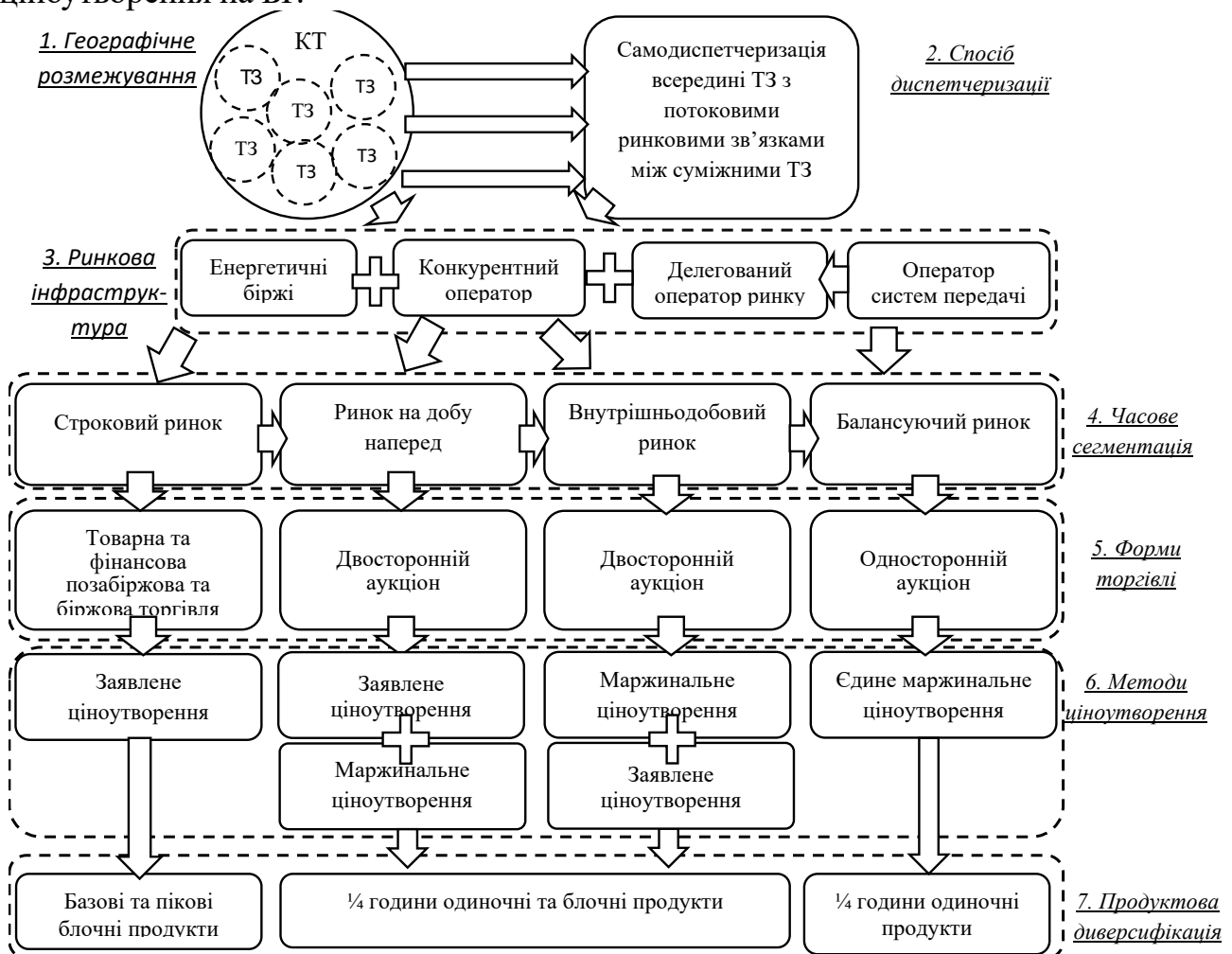


Рис. 2. Прогресивна модель європейського РЕЕ

Примітка: КТ – контрольна територія; ТЗ – торгова зона

Ретроспективний аналіз РЕЕ України за моделі одностороннього енергетичного пулу (1996-2019 рр.) показав, що він функціонував як РДН з централізованою диспетчеризацією в межах єдиної торгової зони. Встановлено, що архітектура РЕЕ забезпечувала високий рівень операційної безпеки, але суттєво обмежувала конкуренцію. З одного боку, тісна координація комерційних і фізичних потоків ЕЕ та торгівля виключно організований спосіб забезпечували стабільність електроенергетичної системи, тоді як, з іншого боку, конкуренція була обмежена лише тепловою генерацією, а домінування регульованого ціноутворення призводило до цінової дискримінації та відсутності інвестиційних стимулів для розвитку потужностей.

Параметрична ідентифікація РЕЕ України, що функціонує за європейською моделлю з середини 2019 р., засвідчила його квазіконкурентний дизайн (рис. 3).

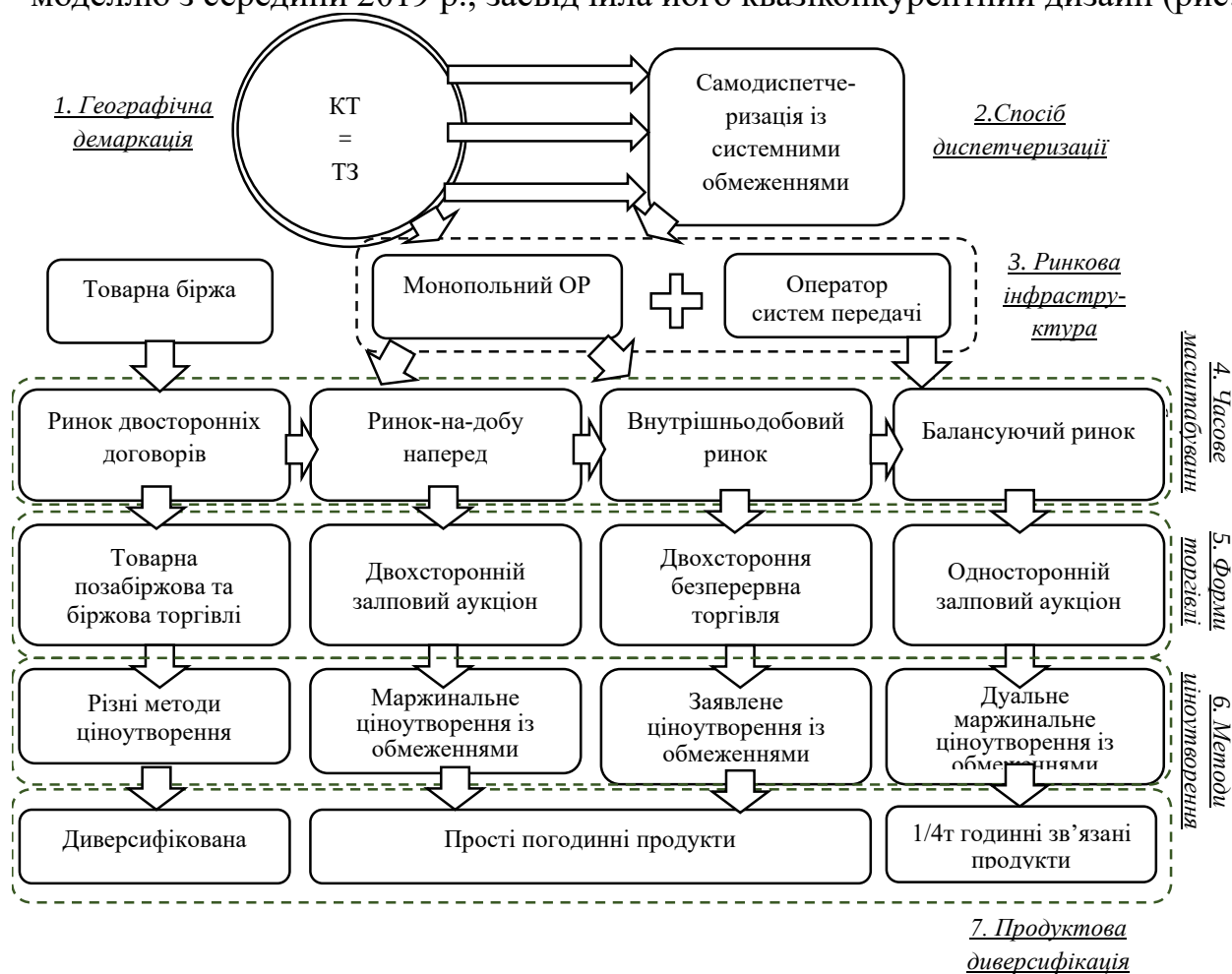


Рис. 3. Проєвропейська модель українського РЕЕ

Визначено, що номінальне впровадження чотирисегментної структури ринку супроводжується системними викривленнями та істотною невідповідністю нормам ЄС. До ключових недоліків, які обмежують рівень конкуренції на РЕЕ України, віднесено: значні системні обмеження з боку оператора системи передачі, що унеможливають гнучку самодиспетчеризацію виробництва та споживання ЕЕ; покладання спеціальних обов'язків на учасників ринку з метою забезпечення постачання ЕЕ побутовим споживачам за регульованими цінами; функціонування сегментів ринку під керівництвом неномінованих монопольних операторів; суперечливе визначення форм торгівлі та часових меж на строковому

ринку, де ринок двосторонніх договорів формально визнаний неорганізованим, фактично трансформувався у біржовий; наявність жорстких цінових обмежень, що викривлюють формування рівноважної ціни на ЕЕ.

Окремо досліджено ринкові механізми підтримки електроенергетики – ринки потужностей (РП) та відновлюваної енергії (РВЕ). Виявлено значні розбіжності між європейськими моделями та українською практикою. Виявлено, що у ЄС переважають конкурентні РП, тоді як в Україні розроблений надієвий механізм цільових аукціонів є неефективним, обмежує конкуренцію та не стимулює інвестиції. Аналогічно, замість прозорих аукціонів, як у ЄС, в Україні досі діє система «зелених» тарифів, а запропонований аукціонний механізм має критичні недоліки, що гальмують його впровадження.

Таким чином, проведений аналіз організаційно-правового забезпечення формування ринків електричної енергії в країнах ЄС та Україні дозволив виявити, що чинна модель РЕЕ України є квазіконкурентною та має системні вади як в операційному, так і в стратегічному регулюванні, що обґрунтовує нагальну необхідність розробки теоретичних та методичних положень з її подальшого розвитку відповідно прогресивних європейських практик.

У **третьому розділі «Теоретико-методичні положення з аналізу тенденцій розвитку електроенергетики України в європейському просторі»** – розроблено та апробовано комплексний теоретико-методичний інструментарій оцінки сталого розвитку електроенергетичних систем, а саме: методичний підхід до декомпозиційного аналізу фундаментальних зрушень в електроенергетиці, аналітичне забезпечення моделювання вхідних та вихідних потоків ЕЕ, теоретико-методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем країн у регіональному вимірі.

Для визначення фундаментальних зрушень в електроенергетиці було розроблено методичний підхід до декомпозиційного аналізу, що базується на методі логарифмічного індексу середнього Дівізіа (LMDI-I) та використовує систему чотирьох взаємопов'язаних рівнянь декомпозиції для оцінки потоків ЕЕ за стадіями електроенергетичного ланцюга:

- 1) для декомпозиції зі сторони пропозиції ЕЕ:

$$GEG = \sum_{i=1}^N TI \times \frac{TI_i}{TI} \times \frac{GEG_i}{TI_i}, \quad (1)$$

$$NEG = \sum_{j=1}^M GC \times \frac{GC_j}{GC} \times \frac{GEG_j}{GC_j \times 8760} \times \frac{NEG_j}{GEG_j}, \quad (2)$$

- 2) для декомпозиції зі сторони попиту ЕЕ:

$$FEC = \sum_{l=1}^L EO \times \frac{EO_l}{EO} \times \frac{FEC_l}{EO_l}, \quad (3)$$

- 3) для декомпозиції балансування попиту та пропозиції ЕЕ:

$$FEC = (NEG + Imp - Exp) \times \frac{FEC}{AVEI}, \quad (4)$$

де GEG – валова електрогенерація; TI – трансформовані енергоресурси для виробництва ЕЕ; $i \dots N$ – деталізована класифікація за видами палива для виробництва ЕЕ; NEG – чиста електрогенерація; GC – генеруючі потужності; $j \dots M$ – загальна класифікація за видами палива для виробництва ЕЕ; FEC – кінцеве електроспоживання; EO – економічний випуск; $l \dots L$ – класифікація видів економічної діяльності; $AVEI$ – доступна ЕЕ, яка дорівнює $NEG + Imp -$

Exp; *Imp* – імпорт ЕЕ; *Exp* – експорт ЕЕ.

Такий підхід дозволив цілісно дослідити всю електроенергетичну систему та виявити 14 фундаментальних імпаکت-факторів (табл. 2), а саме:

- екстенсивні: обсяги вхідних паливно-енергетичних ресурсів; генеруючих потужностей; чистої електрогенерації, імпорту та експорту; економічний випуск;
- структурні: структура трансформованих паливно-енергетичних ресурсів; структура генеруючих потужностей; структура економічної діяльності;
- інтенсивні: ефективність трансформації паливно-енергетичних ресурсів; коефіцієнт використання генеруючих потужностей; чиста ефективність електрогенерації; ефективність транспортування електромережами; інтенсивність електроспоживання.

Таблиця 2

**Розрахунок фундаментальних зрушень
в електроенергетиці ЄС у 1995-2021 рр.**

Впливовий фактор	Впливаючий фактор	Розрахунок впливу в абсолютному вираженні (ТВтг)	Результат впливу,	Результат впливу,
			ТВтг	%
Валова електрогенерація (+612 ТВтг, +21,2%)	Обсяг вхідних енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{TI_t}{TI_{t-1}}$	-133	-1,7
	Структура вхідних енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{S_{TI_{i,t}}}{S_{TI_{i,t-1}}}$	+600	+19,2
	Ефективність трансформації енергоресурсів	$\frac{GEG_{i,t} - GEG_{i,t-1}}{(\ln GEG_{i,t} - \ln GEG_{i,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{TI_{i,t}}}{Eff_{TI_{i,t-1}}}$	+145	+4,6
Чиста електрогенерація (+515 ТВтг, +21,1%)	Обсяг генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{GC_t}{GC_{t-1}}$	+1556	+57,9
	Структура генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{CUF_{j,t}}{CUF_{j,t-1}}$	-767	-27,0
	Коефіцієнт використання генеруючих потужностей	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{CUF_{j,t}}{CUF_{j,t-1}}$	-199	-5,7
	Чиста ефективність генерації	$\frac{NEG_{j,t} - NEG_{j,t-1}}{(\ln NEG_{j,t} - \ln NEG_{j,t-1})} \times \ln \frac{Eff_{NEG_{j,t}}}{Eff_{NEG_{j,t-1}}}$	-75	-2,5
Кінцеве електро-споживання (+495 ТВт, 21,5%)	Чиста електрогенерація	$\frac{FEC_t - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{t-1})} \times \ln \frac{NEG_t}{NEG_{t-1}}$	+410	+20,8
	Імпорт електроенергії	$\frac{FEC_t - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{t-1})} \times \ln \frac{Imp_t}{Imp_{t-1}}$	+167	+4,3
	Експорт електроенергії	$\frac{FEC_t - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{t-1})} \times \ln \frac{Exp_t}{Exp_{t-1}}$	-156	-3,6
	Ефективність дистрибуції	$\frac{FEC_t - FEC_{t-1}}{(\ln FEC_t - \ln FEC_{t-1})} \times \ln \frac{Eff_{D,t}}{Eff_{D,t-1}}$	+74	+2,4
	Економічний випуск	$\frac{FEC_{l,t} - FEC_{l,t-1}}{(\ln FEC_{l,t} - \ln FEC_{l,t-1})} \times \ln \frac{EO_t}{EO_{t-1}}$	+1620	+67,1
	Структура економічної діяльності	$\frac{FEC_{l,t} - FEC_{l,t-1}}{(\ln FEC_{l,t} - \ln FEC_{l,t-1})} \times \ln \frac{S_{EO_{l,t}}}{S_{EO_{l,t-1}}}$	-165	13,0
	Інтенсивність електроспоживання	$\frac{FEC_{l,t} - FEC_{l,t-1}}{(\ln FEC_{l,t} - \ln FEC_{l,t-1})} \times \ln \frac{Int_{EO_{l,t}}}{Int_{EO_{l,t-1}}}$	-883	-24,5

Апробація методичного підходу для електроенергетики ЄС (1995–2021 рр.) дозволила кількісно обґрунтувати «вітро-газовий перехід». Встановлено, що ключовим драйвером зростання валової генерації стала зміна структури паливно-енергетичних ресурсів, де приріст виробництва з ВДЕ (+871 ТВтг) повністю

компенсував скорочення генерації на викопному паливі (-708 ТВтг). Водночас цей перехід, особливо після 2006 р., 2009 р., 2012 р., супроводжувався негативними структурними зрушеннями та зниженням ефективності використання потужностей, що призвело до потенційної втрати 767 ТВтг чистої генерації. На стороні споживання вирішальну роль відіграло підвищення енергоефективності: зниження електроємності економіки ЄС зекономило 883 ТВтг, компенсувавши більше половини попиту, створеного внаслідок розширення економічної діяльності.

Для проведення порівняльного аналізу національних електроенергетичних систем запропоновано аналітичне забезпечення для моделювання вхідних та вихідних потоків ЕЕ, що поєднує концепцію «витрати-випуск» з інструментами візуальної аналітики. В його основі лежить модель, що відстежує 8 ключових потоків в електроенергетичному ланцюгу: 1-й потік представляють первинні джерела, 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 (2-й потік). 3-й потік складається з валової електрогенерації основними та автовиробниками (активними споживачами), валового виробництва тепла та втрат при перетворенні. 4-й потік охоплює валове виробництво ЕЕ, яке залежить від рівня розвитку використовуваних технологій. 5-й 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 (6-й потік). Із доступної ЕЕ віднімається та, яка експортується, а також обсяги втрат при транспортуванні (7-й потік). 8-й потік формує кінцеве споживання ЕЕ, яке розподіляється між кінцевими споживачами: промисловим і транспортним секторами, сферою послуг, домогосподарствами та іншими

Цю модель доповнено системою з 15 якісних індикаторів, згрупованих за 3 блоками: енергоефективність (ефективність перетворення паливно-енергетичних ресурсів на електростанціях і ТЕЦ, чиста ефективність виробництва ЕЕ, частка втрат ЕЕ у мережі, загальна енергоефективність ЕЕ та вуглецеємність генерації) структурні зрушення (частки ВДЕ та органічного палива у валовій генерації, частка когенерації, частка автопродюсерів, а також частки комерційного та побутового споживання) та безпека/інтеграція (самодостатність електроенергетичного сектору, залежність електроенергетики від експорту та імпорту) що дає змогу вимірювати відповідність національної електроенергетики європейським тенденціям сталого розвитку. Візуалізація потоків та кількісних розривів здійснюється за допомогою діаграм Сенкі, реалізованих у програмному середовищі Power VI. Запропонований підхід дозволяє комплексно та глибоко аналізувати національні електроенергетичні системи, виявляючи структурні дисбаланси та протиріччя, що продемонстровано на прикладі України та ЄС:

1) електроспоживання в ЄС стабільно зростало завдяки економічному розвитку та електрифікації всіх сфер господарювання (+17,4% у 1991–2023 рр.), тоді як в Україні мало місце його тривале скорочення через кризи та деіндустріалізація (-43,3% у 1991–2020 рр.);

2) ЄС використовує імпорт-експорт ЕЕ для забезпечення гнучкості та

енергетичної безпеки (імпортна залежність – 15,2%, експортна – 13,9% у 2023 р.), тоді як Україна втратила енергосамодостатність (імпортна залежність – 1,6%, експортна залежність – 2,2% у 2021 р.) і стала критично залежною від імпорту ЕЕ після повномасштабного вторгнення;

3) електроенергетика ЄС демонструвала системне зростання ефективності на всіх етапах електроенергетичного ланцюга (загальна енергоефективність зросла з 38 % до 56 % у 1991–2023 рр.), тоді як в Україні вона залишалася інертною (близько 34%) та навіть знизила ефективність чистої генерації (на 1,5 в.п) через технологічну відсталість та зношеність генерації та мереж;

4) розгортання ВДЕ в ЄС призвело до витіснення викопного палива в електрогенерації (частка останнього у валовій генерації знизилась з 53 % до 32%)., тоді як в Україні розвиток ВДЕ призвів до «атомно-вугільного парадоксу»: замість заміщення вугільних потужностей відбувалося обмеження роботи безвуглецевої атомної генерації;

5) електроенергетика ЄС активно рухається в напрямку децентралізації через розвиток когенерації та автовиробників (частки яких у валовій електрогенерації склали 19% та 11 % відповідно), тоді як українська система залишається високоцентралізованою, зі старіючою інфраструктурою ТЕЦ та незначною часткою автовиробників (із часткою 11 % та 1,5 % відповідно);

6) зміни в споживанні в ЄС є наслідком результат технологічної модернізації та цифровізації (частка електроспоживання промисловістю знизилася з 42% до 32%), тоді як в Україні ці зміни відбулися під натиском кризових явищ та деіндустріалізації (частка електроспоживання промисловості впала з 75% до 40%).

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:

- соціальна складова включає електроспоживання домогосподарствами на душу населення та комерційне електроспоживання на одиницю ВВП;

- економічна складова описується зовнішньою залежністю, ефективністю перетворення первинної енергії, чистою ефективністю генерації, ефективністю транспортування та коефіцієнтом використання генеруючих потужностей;

- екологічну складову формують вуглецеємність електрогенерації, частка ВДЕ та частка органічного викопного палива у структурі генерації.

Апробація розробленого підходу показала, що у 2020 р. електроенергетична система України посіла 27-ме місце за PSS index серед 28 європейських країн, погіршивши свою позицію порівняно з 26-м місцем у 2010 р. (рис. 4). Такий низький результат зумовлений незадовільними показниками за всіма складовими: 21-ше місце за соціальною, 17-те – за економічною та 24-те – за екологічною. Аналіз динаміки PSS index за 2010–2020 рр. засвідчив, що погіршення загального рейтингу відбулося переважно через регрес за екологічною складовою (падіння на 4 позиції), тоді як за соціальною та економічною складовими спостерігалось незначне покращення (на 4 та 3 позиції відповідно). Ключовими факторами

низької екологічної сталості стали висока вуглецеємність генерації (583 кг CO₂-екв./МВтг, 25-те місце) та одна з найнижчих у Європі частка ВДЕ у виробництві (11,8%, 27-ме місце). Водночас Україна посіла останні місця за показниками ефективності перетворення первинної енергії (33,7%) та частки втрат ЕЕ у мережах (12,94 %), що свідчить про глибоку технологічну відсталість електроенергетичної системи.

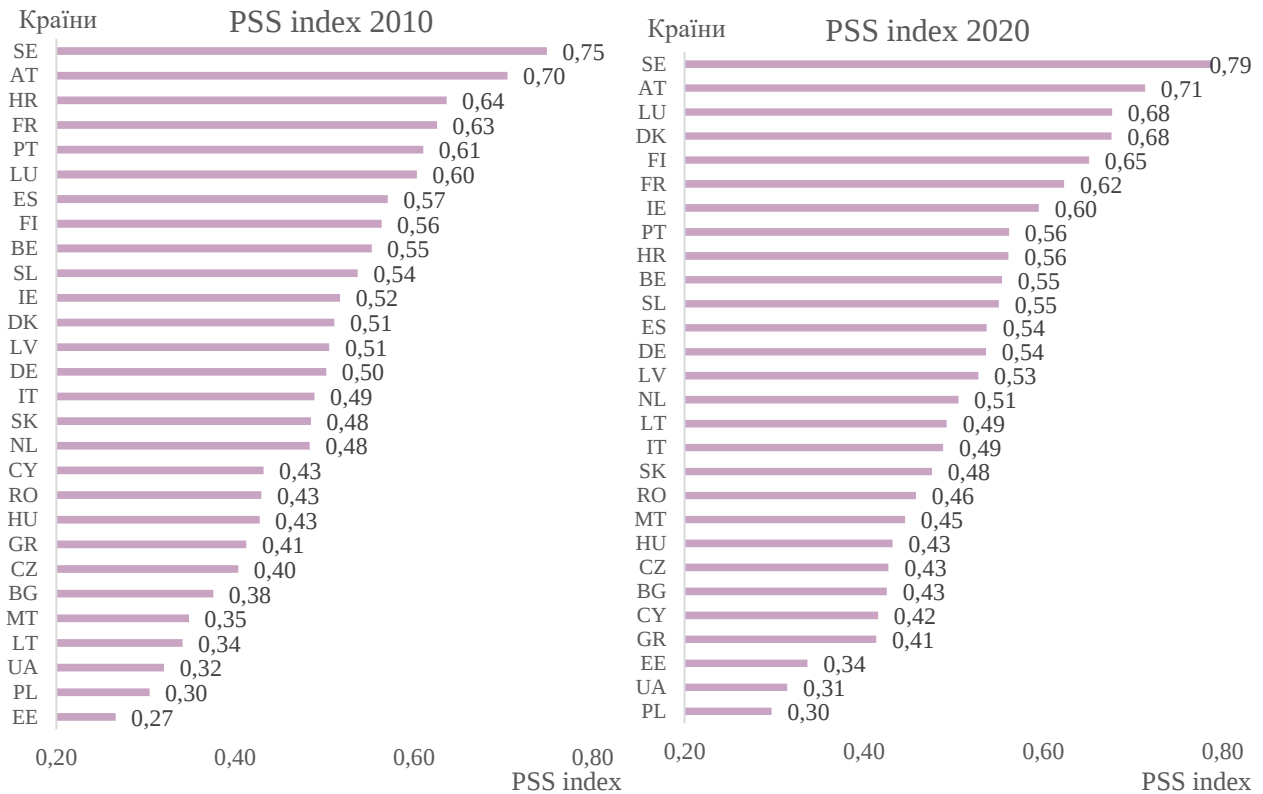


Рис. 4. Порівняння України та країн ЄС за PSS index у 2010 та 2020 рр.

Побудовано регресійні моделі причинно-наслідкових зв'язків між структури енергетичного міксу (8 типів електрогенерації) на кожен з 10 LPSS. Аналіз виявив складні та суперечливі зв'язки, що обумовлює неможливість одночасного найкращих значень усіх індикаторів сталого розвитку електроенергетичних систем.

Для визначення компромісних сценаріїв сталого розвитку електроенергетичної системи України розроблено модель багатоцільової оптимізації, що базується на генетичному алгоритмі, та будує множину рівноцінних рішень для збалансування суперечливих соціальних, економічних та екологічних цілей. Модель оптимізує структуру енергетичного міксу за частками 8 типів генерації з урахуванням ключового обмеження, що кожен згенерований сценарій не повинен погіршувати жоден з 10 LPSS порівняно з базовим 2020 р.

За результатами багатоцільової оптимізації сформовано 17 Парето-оптимальних сценаріїв сталого розвитку електроенергетики України (табл. 3). Усі сценарії демонструють можливість одночасного досягнення значних позитивних зрушень: скорочення вуглецеємності генерації (з 583 до 270 кг CO₂-екв./МВтг), зростання частки ВДЕ (з 11,8% до 65%) та підвищення ефективності перетворення первинної енергії (з 33,7% до 50%). Водночас модель кількісно визначила два неминучі системні виклики такої трансформації: падіння коефіцієнту

використання потужностей з 31% до 25% через високу частку негарантованої генерації; по-друге, зростання зовнішньої енергетичної залежності з 6% до 27% для балансування системи за допомогою транскордонної торгівлі.

Таблиця 3

Окремі сценарії багатоцільової оптимізації електроенергетичної системи України за LPSS-індикаторами

Показники	2020 (базовий)	Сценарій 1	Сценарій 5	Сценарій 13
Структура генерації, %				
Вугільна	26,1	19,8	6	16,9
Газова	9,6	12,4	24,9	16,2
Нафтова	0,2	0,3	0,4	1
Атомна	51,4	32,4	31,8	26,8
Сонячна	4	6	10,9	7,5
Вітрова	2,2	5,6	10,2	9,8
Гідро	5,1	12,2	8,6	6,3
Біопаливна	0,5	11,3	7,3	15,5
Соціальні індикатори				
Споживання домогосподарств на душу населення, МВтг/особу/рік	0,88	1,37	1,18	1,17
Комерційне споживання на одиницю ВВП, кВтг/Євро/рік	0,15	0,1	0,09	0,1
Економічні індикатори				
Експортна залежність, %	3,75	21,5	13,54	18,17
Імпортна залежність, %	2,28	18,53	19,8	24,05
Ефективність перетворення ПЕР, %	33,67	44,34	41,11	44,4
Чиста ефективність генерації, %	92,5	96,3	89,55	96,94
Втрати ЕЕ в мережах, %	12,94	10,95	8,69	10,24
Коефіцієнт використання потужностей, %	30,72	35,39	20,54	25,7
Екологічні індикатори				
Вуглецеємність електрогенерації, кг СО ₂ -екв /МВтг	583,1	470,8	376,8	475,0
Частка органічного викопного палива, %	35,81	32,5	30,9	34,1
Частка відновлюваних джерел енергії, %	11,84	35,1	37	39,1

Розраховані сценарії багатоцільової оптимізації сталості української електроенергетичної системи продемонстрували необхідність першочергової розбудови потужностей газової, біопаливної та гідро- генерації.

У четвертому розділі «Діагностика функціонування ринку електричної енергії України за європейської моделі» – розроблено аналітичне забезпечення для діагностики ринку та запропоновано методичний підхід до оцінки його результативності, що дозволяє відстежувати структурні зміни в поведінці учасників та якісно вимірювати відповідність ринкових параметрів цільовим орієнтирам розвитку.

Діагностика функціонування РЕЕ охоплювала перші 5 років його функціонування в Україні за європейської моделі, протягом яких було виділено 8 когортних періодів: відкриття конкурентного РЕЕ (II півріччя 2019 – I кв. 2020 р.), пандемія Covid-19 (II – IV кв. 2020 р.), постпандемійне відновлення (січень – серпень 2021 р.), європейська енергетична криза (вересень 2021 – лютий 2022 р.), початок повномасштабної війни рф проти України (березень – серпень 2022 р.), I фаза енергетичного терору (вересень 2022 – березень 2023 р.), адаптація до воєнного стану під тиском атак на енергетичну інфраструктуру (квітень 2023 – березень 2024

р.), II фаза енергетичного терору (квітень – червень 2024 р.).

Для діагностики строкового РЕЕ запропоновано аналітичне забезпечення, що базується на модульному підході, до складу якого входять: модуль вхідних даних (біржова інформація, нормативні зміни, профілі учасників ринків), модуль обсягів торгів і структури ринку, модуль продуктового портфеля, модуль строкових контрактів, модуль цінової динаміки, що дозволяють виявляти поведінкові зміни учасників ринку під впливом фундаментальних факторів. Практична апробація запропонованого підходу на базі даних Української енергетичної біржи за 2019–2024 рр. підтвердила його ефективність для діагностики трансформацій ринку та поведінки учасників, які проявилися у зміні обсягів торгівлі, структури продуктів, строкової глибини контрактів та цінової динаміки (табл. 4).

Таблиця 4

**Еволюція організованої строкової торгівлі електроенергії в Україні
у II півріччі 2019 р. – I півріччі 2024 р.**

Показники	Відкриття конкурентного РЕЕ в	Пандемія Covid-19	Постпандемійне відновлення	Європейська енергетична криза	Початок військової агресії РФ проти України	I фаза енергетичного терору	Адаптація до війни під тиском атак	II фаза енергетичного терору
Модуль обсягів та структури торгів								
Середньомісячний обсяг продажу, 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 торгівлі на спеціальними обов'язками, %	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

Когортний аналіз організованої строкової торгівлі ЕЕ в Україні за II півріччя 2019 – I півріччя 2024 рр. виявив її високу волатильність та фазову адаптацію до інституційних змін (скасування спеціальних обов'язків, впровадження обов'язкової електронної торгівлі ЕЕ виробленою в Україні) і зовнішніх шоків (пандемія, енергокриза, війна), що проявилось у стрімкому падінні обсягів торгівлі після повномасштабного вторгнення; структурному переході від адміністративного регулювання до домінування аукціонних механізмів; диверсифікації продуктового портфеля зі зростанням попиту на гнучкі індивідуальні та пікові продукти в кризові періоди; скороченні горизонтів планування з поверненням до домінування

короткострокових контрактів як індикатора високої невизначеності; а також у значній ціновій динаміці, що відображала системні ризики та фундаментальні зміни в електроенергетичній системі.

Модульне аналітичне забезпечення для кон'юнктурного аналізу організованих сегментів спотової торгівлі ЕЕ (РДН, ВДР, БР) також з чотирьох функціонально взаємопов'язаних модулів: обсягів торгів, продуктової диверсифікації, ринкової рівноваги та цінової динаміки, що враховують погодинну деталізацію торгів і дозволяють фіксувати фазові зрушення під впливом фундаментальних, регуляторних та зовнішніх шоків. Апробація аналітичної моделі на даних АТ «Оператора ринку» та ПрАТ «НЕК Укренерго» за II півріччя 2019 р. – I півріччя 2024 р. виявила різні тенденції розвитку спотових сегментів РЕЕ.

Кон'юнктурний аналіз РДН засвідчив вразливість складових ринкового механізму до кризових явищ із поступовою адаптацією до них. У модулі обсягів торгів підтверджено високу варіабельність динаміки: зростання місткості РДН на старті ринку та у фазах стабілізації та різке падіння під час пандемії Covid-19 та початку війни через падіння електроспоживання. У модулі продуктової диверсифікації зафіксовано трансформацію від домінування пікових продуктів до багатокомпонентної структури з виокремленням напівпікових годин та зростання ролі позапікових, що відображало адаптацію до втрати генеруючих потужностей. У модулі ринкової рівноваги простежується зміна від початкового профіциту до дефіциту пропозиції, особливо у вечірні години в умовах енергетичного терору. У модулі цінової динаміки та профілів виявлено стійке зростання індексів цін унаслідок підняття прайс-кепів та еволюцію цінового профілю від дворівневого до «U-подібного».

Було доведено стратегічну роль ВДР у кризові періоди. У модулі обсягів торгів підтверджено перетворення ВДР із допоміжного інструменту на ключову платформу ринкового балансування: місткість ринку різко зростала під час пандемії та у фазах енергетичного терору. У модулі продуктової диверсифікації простежується переорієнтація від домінування пікових продуктів на більш збалансовану структуру торгівлі, відображаючи потребу у пошуку дефіцитних обсягів у різні періоди доби. У модулі ринкової рівноваги виявлено стабільний профіцит пропозиції, однак ефективність ВДР зростала у кризові період, що підтверджується підвищенням рівня акцептування заявок. У модулі цінової динаміки та профілів зафіксовано поєднання високої волатильності у стабільних умовах із ціною стагнацією під час шоків.

Визначено, що БР пройшов функціональну трансформацію від сегменту управління профіцитом до сегменту покриття дефіциту. У модулі обсягів торгів підтверджено, що на старті РЕЕ в Україні на БР переважали обсяги на розвантаження (ліквідація надлишку генерації), тоді як у період енергетичного терору ключову роль почали відігравати обсяги на завантаження для компенсації дефіциту потужностей. У модулі продуктової диверсифікації простежується зміщення фокусу балансування з пікових і позапікових годин на напівпікові. У модулі ринкової рівноваги виявлено глибоку системну кризу: БР втратив здатність до самостійного врегулювання небалансів і фактично перетворився на інструмент екстреного управління, де збалансованість досягалася переважно завдяки ре-диспетчеризації та системним обмеженням з боку оператора систем передачі. У модулі цінової динаміки та профілів зафіксовано стале зростання цін на завантаження та регулярні пробої

прайс-кепів, що відображало критичний дефіцит пропозиції; цінові профілі у кризові періоди набували хаотичного динаміки, демонструючи роботу електроенергетичної системи на межі можливостей.

Для вирішення проблеми відсутності системної методичної основи моніторингу РЕЕ в Україні розроблено методичний підхід до оцінки його результативності, що ґрунтується на теорії ключових показників результативності (КРІ) і дозволяє здійснювати якісну оцінку рівня розвитку конкуренції та оперативно виявляти порушення в роботі сегментів ринку.

Для дослідження результативності РЕЕ сформовано структурно-логічну модель її оцінки (рис. 5), в якій РЕЕ представлено у виді трикутника, сторонами в якому є складові попиту (D) і пропозиції (S), та виділено 3 його рівні: (1) фізичний, що характеризує реальні фізичні обсяги попиту (D) та пропозиції (S) РЕЕ; (2) заявлений, що визначає обсяги попиту (Dd) та пропозиції (Sd), заявлені до купівлі-продажу на РЕЕ; (3) акцептований, що формує обсяги РЕЕ, купленої (Da) та проданої (Sa) на РЕЕ. На вершині цього трикутника – акцептована ціна РЕЕ (Pa), що встановлюється за результатами торгів на РЕЕ.

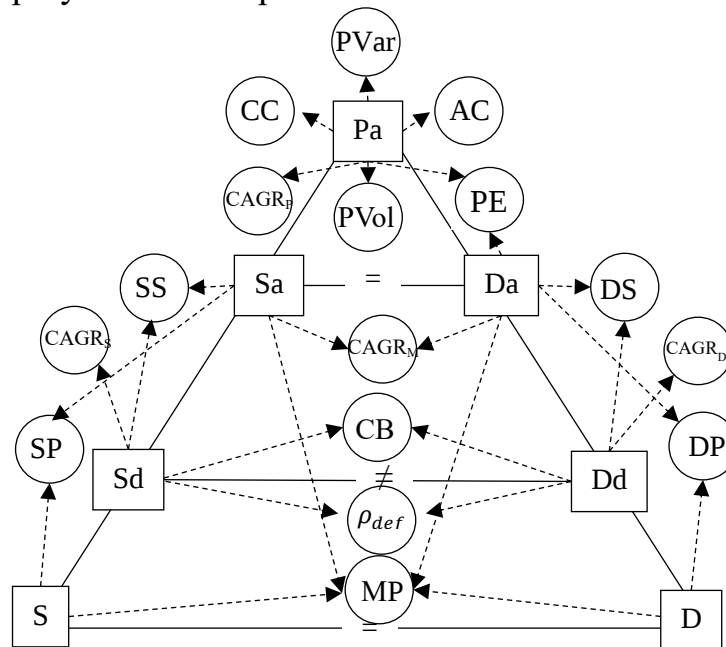


Рис. 5. Структурно-логічна модель оцінки результативності РЕЕ

Для оцінки результативності РЕЕ запропоновано 16 локальних показників, згрупованих за чотирма ключовими компонентами ринкової кон'юнктури: динамічність (темпи росту ринку ($CAGR_M$), попиту ($CAGR_D$), пропозиції ($CAGR_S$) та цін ($CAGR_P$)); збалансованість (споживчий (DS) і виробничий (SS) надлишки, кон'юнктурний баланс (CB), вірогідність дефіциту (ρ_{def})); варіабельність (цінова варіація (PVar), волатильність (PVol), асиметрія (AC) та ексцес (CC)); пропорційність (пропорційність ринку (MP), попиту (DP), пропозиції (SP) та цінова еластичність (PE)).

Методичний підхід до оцінки результативності РЕЕ передбачає розрахунок інтегрального показника через площу радар-діаграми, що візуалізує відповідність ринкових параметрів цільовим орієнтирам розвитку. Апробацію методичного підходу здійснено на даних РДН України за 8 когортних періодів (рис. 6).

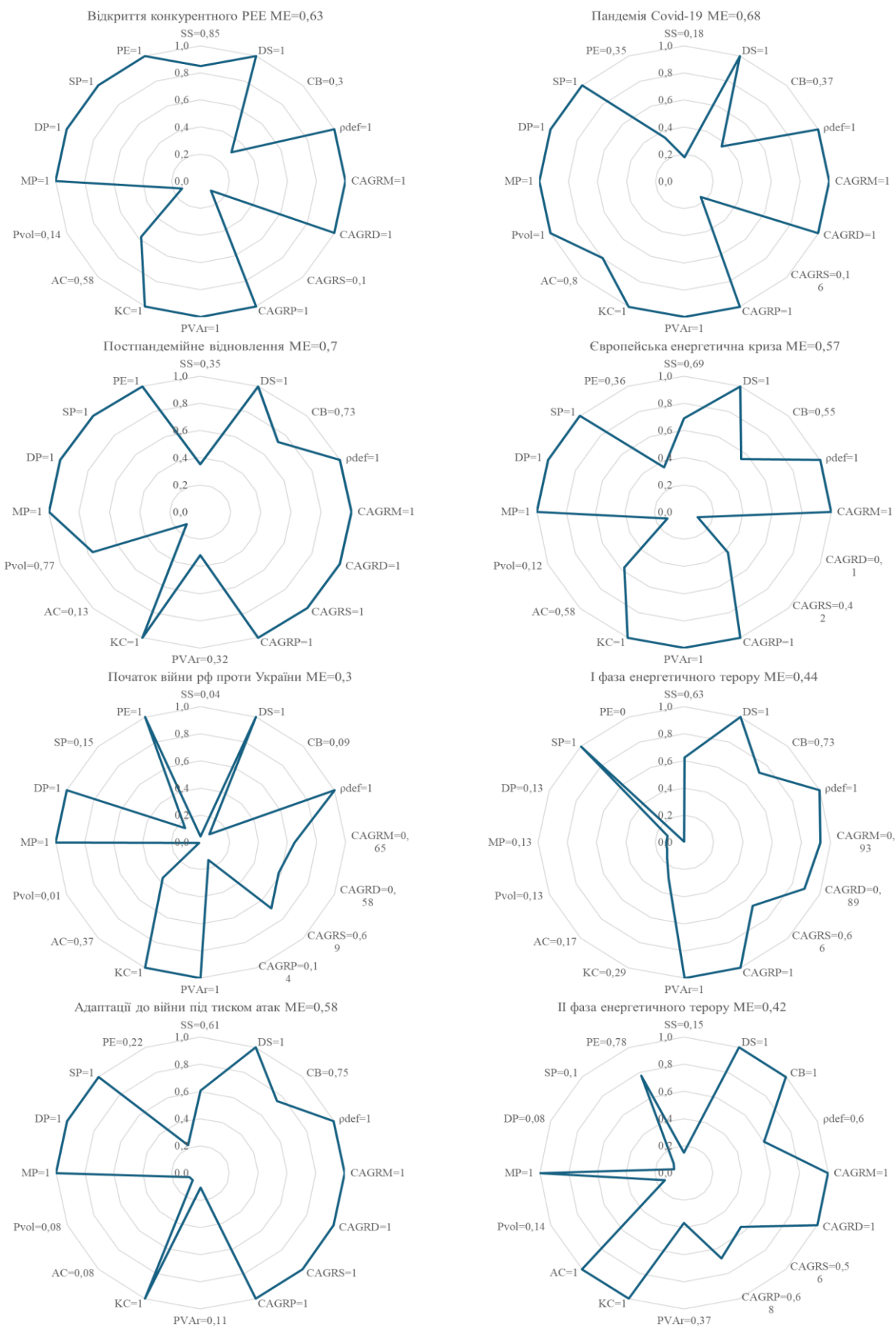


Рис. 6. Результативність РДН у II півріччі 2019- I півріччі 2024 р.

Аналіз засвідчив, що результативність РДН зазнавала значних коливань під впливом зовнішніх шоків. На етапі відкриття РЕЕ рівень результативності РДН був задовільним (0,63). Під час пандемії Covid-19 та постпандемійного

відновлення він коливався між задовільним та середнім рівнями (0,68 та 0,70 відповідно). Європейська енергетична криза знизила результативність до низького рівня (0,57). З початком повномасштабної війни та під час енергетичного терору результативність РДН впала до критичного рівня (0,30, 0,44 та 0,42 у різні фази), що свідчило про дисфункцію РДН, розбалансування попиту та пропозиції ЕЕ, втрату ринкової рівноваги та спекулятивну поведінку його учасників. Таким чином, розроблений методичний підхід довів свою ефективність для діагностики результативності ринку, дозволивши кількісно та якісно оцінити його здатність до саморегуляції в стабільні періоди та виявити втрату стійкості під час криз.

У п'ятому розділі «Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної енергії України» – розроблено концепцію розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі, обґрунтовано організаційні положення для товарного ринку та вдосконалено організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей.

Доведено, що неоліберальна парадигма, яка лежить в основі європейської моделі РЕЕ, виявилася неспроможною забезпечити довгостроковий сталий розвиток електроенергетичних систем, оскільки її деструктивні наслідки унеможливають ефективне реагування на сучасні екологічні та соціальні загрози. У зв'язку з цим запропоновано перехід до постнеоліберальної моделі, де РЕЕ розглядається не лише як механізм взаємодії виробників і споживачів ЕЕ, 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, яка дає можливість дослідити специфіку внутрішньої конкуренції та визначити оптимальну структуру РЕЕ; системний підхід та його синергетична парадигма, що дозволяє аналізувати РЕЕ як відкриту самоорганізовану систему з властивостями нелінійності, нестійкості, емерджентності, гомеостатичності, ієрархічності, відкритості та обмеженої спостережуваності; теорії економічних механізмів та аукціонів, що забезпечують формування прозорих, справедливих і стимулюючих правил взаємодії між учасниками ринку.

Обґрунтовано, що основу концептуальної моделі розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі складають три функціональні вектори: результативність розподілу комерційних потоків ЕЕ, забезпечення електроенергетичної безпеки постачань та збалансування фізичних потоків ЕЕ, стратегування адекватного розвитку потужностей в інтересах суспільства та довкілля. Досягнення цих функціональних векторів моделі забезпечуються сукупність прямих механізмів, якими є механізм товарного РЕЕ, механізм ринку системних резервів та механізм ринку потужностей (рис. 7).

У роботі запропоновано та доведено низку гіпотез (Г1–Г10) щодо ролі РЕЕ як інституту стратегічного партнерства між державою та учасниками РЕЕ: Г. 1: РЕЕ взаємопов'язує інтереси учасників ринку, суспільства та довкілля; Г. 2: Модель конкурентного РЕЕ складається за ключовими детермінантами; Г. 3: Інтеграція національних РЕЕ у суміжний регіональний простір посилює ризики конкурентної боротьби; Г. 4: Організація товарного РЕЕ на біржовій основі наближає його до умов чистої конкуренції; Г. 5: Фінансові інструменти здатні

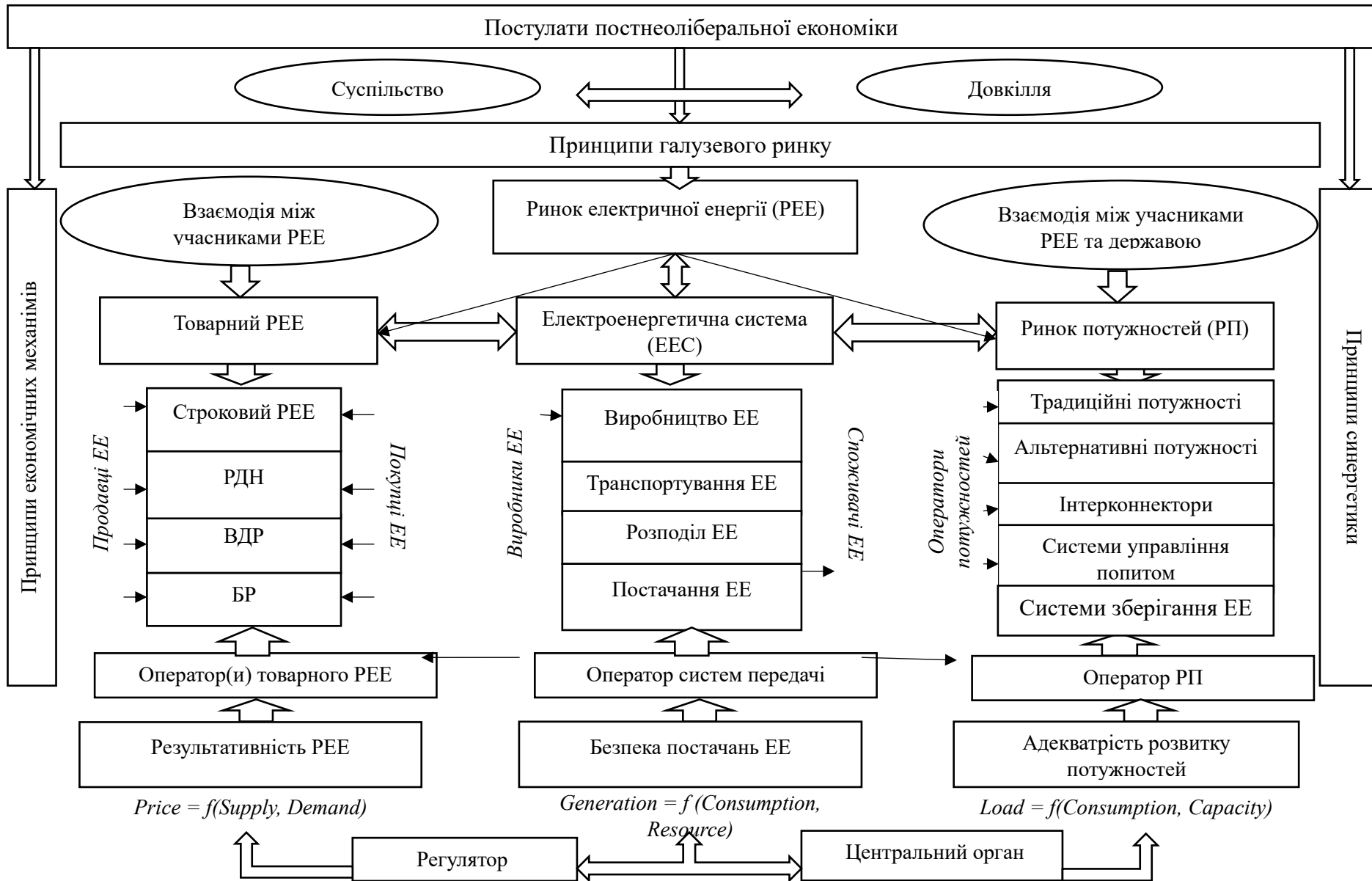


Рис. 7. Концептуальна модель РЕЕ на постнеоліберальній основі

хеджувати ризики строкової дисбалансованості РЕЕ; Г. 6: Розвиток конкуренції на РЕЕ відбувається через підвищення результативності його функціонування; Г. 7: РЕЕ є джерелом загроз електроенергетичної безпеки; Г. 8: Стратегування РЕЕ здійснюється за прогнозом адекватності розвитку потужностей електроенергетичної системи; Г. 9: Стратегічний розвиток РЕЕ забезпечує ринок потужностей; Г. 10: Оцінка інвестиційної привабливості потужностей електроенергетики взаємопов'язує економічну ефективність генерації ЕЕ, із її цінністю для суспільства та впливом її генерації на довкілля.

Для обґрунтування / спростування гіпотез концепції розроблено операційну модель розвитку конкурентного РЕЕ (рис. 8).

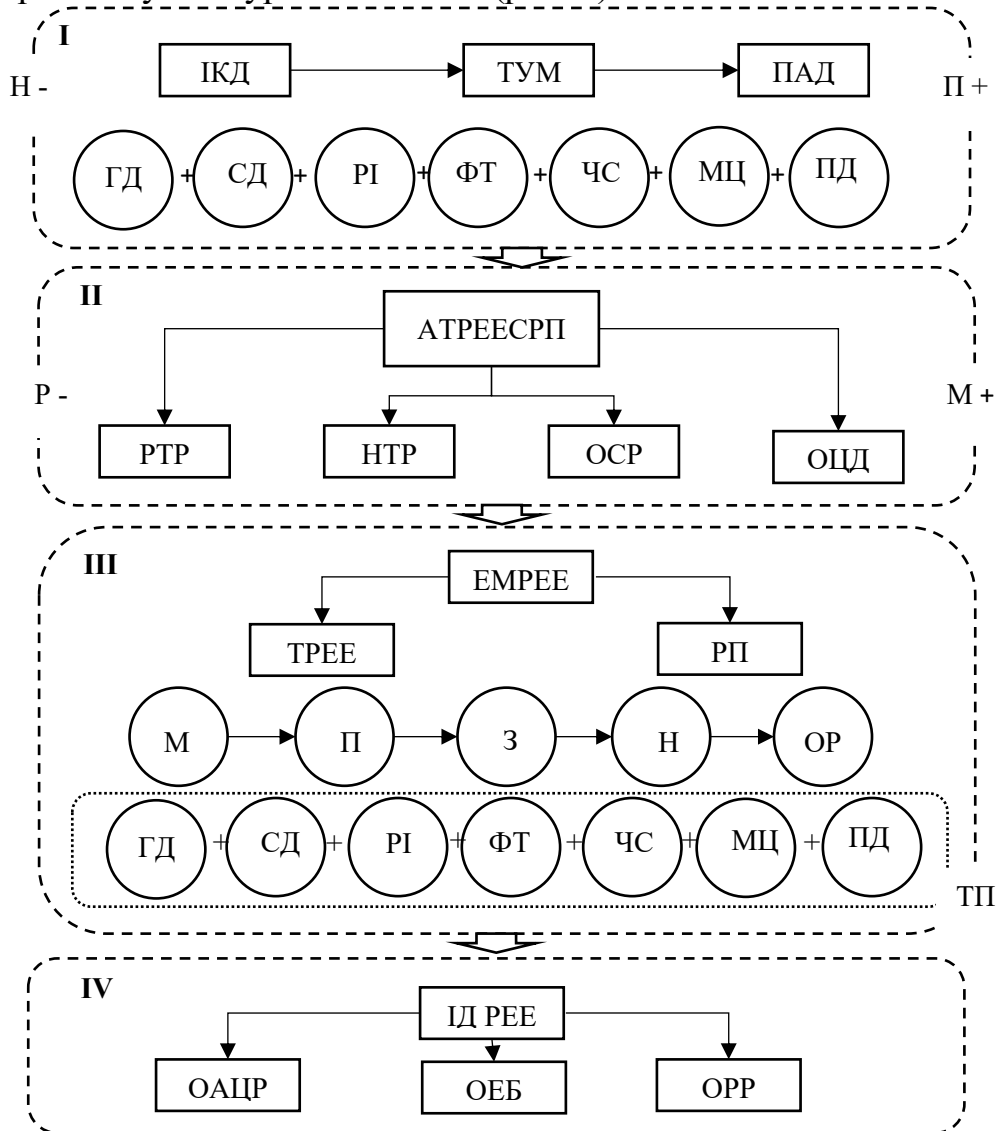


Рис. 8. Операційна модель розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі

Перший етап моделі розвитку передбачає здійснення ідентифікації ключових детермінант (ИКД) формування РЕЕ, якими є: географічна демаркація (ГД), спосіб диспетчеризації (СД), ринкова інфраструктура (РІ), форми торгівлі (ФТ), часові сегменти (ЧС), методи ціноутворення (МЦ) і продуктова диверсифікація (ПД). Теоретичне узагальнення моделей формування РЕЕ (ТУМ) за ключовими детермінантами формування дозволяє виявити їх відмінності.

Серед таких моделей розглядаються європейська, американська та австралійська. Порівняльний аналіз досвіду (ПАД) формування РЕЕ за прийнятої моделей дозволяє виявити переваги (П+) та недоліки (Н-) у їх функціонуванні.

На другому етапі відбувається аналіз тенденцій розвитку електроенергетичної системи в регіональному просторі (АТРЕЕСРП) та виявлення ризиків (Р-) і можливостей (М+) до її функціонування та розвитку в умовах інтеграції. Такий аналіз передбачає декілька подетапів: 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 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 діагностики повинні бути розмежовані, але взаємоузгодженими між собою. Кожна функція регулювання передбачає оцінку поточного стану (ОПС) та вибір регуляторного впливу (ВРВ) на учасників РЕЕ. Інструментами операційної діагностики РЕЕ є оцінювання електроенергетичної безпеки (ОЕБ) за фізичними потоками ЕЕ та оцінювання результативністю ринку (ОРР), а інструментом стратегічної діагностики є оцінювання адекватності цільового розвитку (ОАР).

В дослідженні визначено, що розвиток товарного РЕЕ 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 (рис. 9). Ключовими організаційними елементами цієї моделі є:

- СР – запровадження біржової торгівлі фінансовими деривативами (опціонами) з механізмом їх каскадування та фізичної конвертації, що забезпечує прозоре хеджування цінових ризиків;

- РДН – поєднання безперервної та аукціонної форм торгівлі, що дозволяє учасникам отримати доступ до дешевшої базової генерації та знизити ризики цінової волатильності;

- ВДР – впровадження спеціалізованих «зелених» аукціонів для інтеграції відновлюваної генерації та участь оператора системи передачі у безперервних

торгах для раннього балансування;

- БР – структурний поділ на ринок балансуючої потужності (РБП), де формуються необхідні резерви, та ринок балансуючої енергії (РБЕ), що врегульовує небаланси в реальному часі, створюючи чіткі цінові сигнали для розвитку гнучких потужностей та підвищення надійності роботи електроенергетичної.

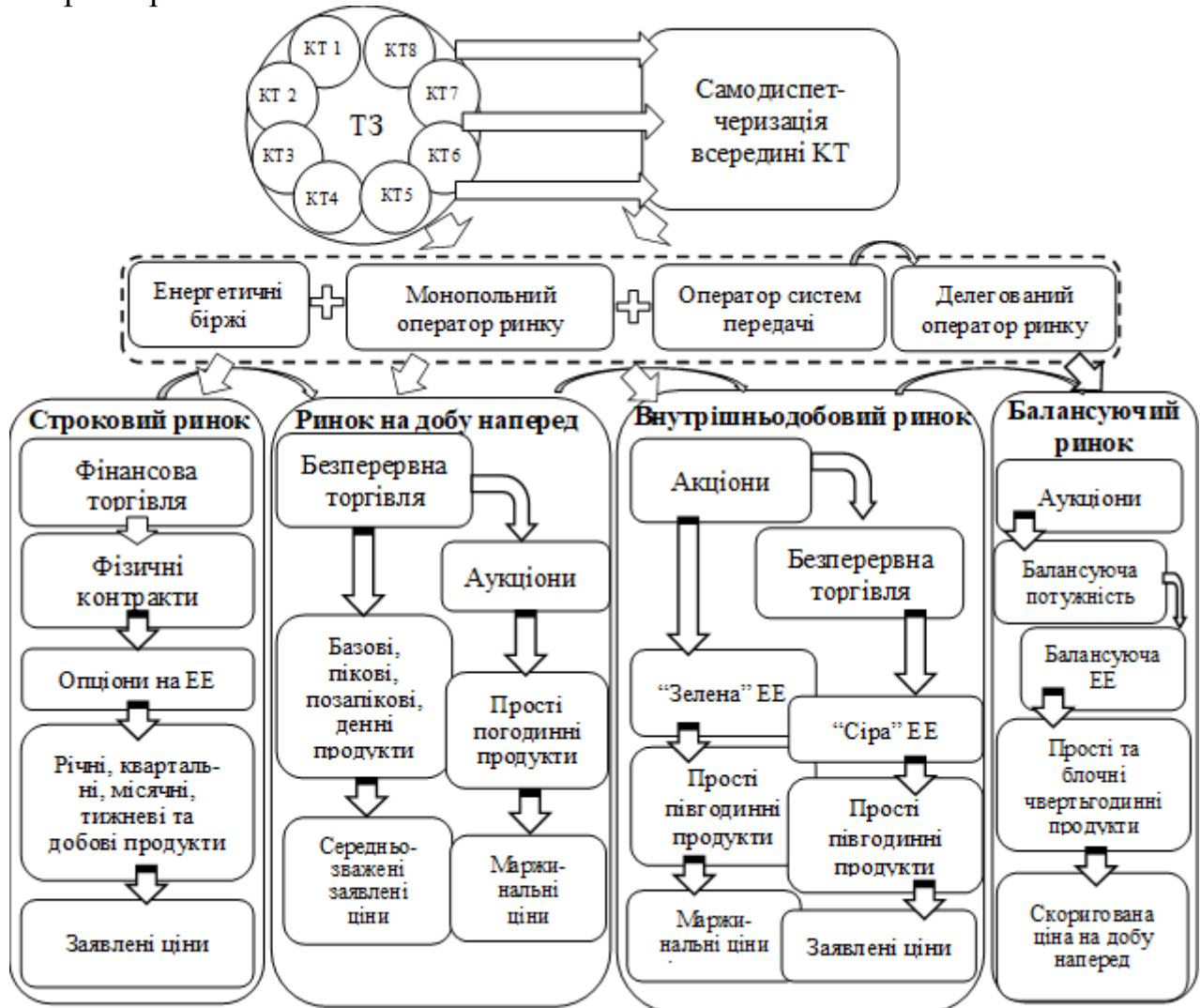


Рис. 9. Організаційна модель товарного РЕЕ України на постнеоліберальній основі

Для стратегування розвитку електроенергетичної системи удосконалено складові організаційно-економічного механізму РП 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 РП на три сегменти:

- ринок балансуючої потужності (РБП) – спотовий сегмент, зорієнтований на покриття внутрішньодобових потреб системи в резервах, що забезпечує оперативне балансування у випадках відхилення фактичних режимів від прогнозних;

- ринок традиційної потужності (РТП) – строковий сегмент, призначений для забезпечення довгострокової адекватності базової та маневрової генерації, з акцентом на збереження надійності системи та оптимальне завантаження традиційних енергоблоків;

- ринок альтернативної потужності (РАП) – строковий сегмент для цільової підтримки розвитку відновлюваних джерел енергії та гарантування повернення інвестицій у проєкти з низьковуглецевої та гнучкої генерації.

Для забезпечення системного поєднання коротко- і довгострокових рішень запропоновано трирівневу систему строкових аукціонів для РТП (А+1, А+3, А+5), яка враховує різні часові лаги інвестиційних процесів: від оперативної підтримки діючих об'єктів (А+1) і середньострокових програм модернізації (А+3) до спорудження нових потужностей із тривалим циклом реалізації (А+5).

Аукціони на РАП 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.

Впровадження зазначених складових організаційно-економічного механізму ринку потужностей дозволяє мінімізувати ризики дисбалансів, сформувати прозорий механізм плати за потужність та забезпечити узгодження вимог сталості, гнучкості й адекватності розвитку електроенергетичної системи.

У шостому розділі «Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого розвитку електроенергетики в ринкових умовах» удосконалено методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки, методичне забезпечення прогнозування розвитку генеруючих потужностей та розроблено методичний підхід економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу.

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, що характеризує здатність електроенергетичної системи збалансувати попит та пропозицію ЕЕ і вимірюється через запас адекватності;

- виробнича безпека, що відображає доступність електрогенеруючих потужностей для задоволення попиту та оцінюється через запас надійності;

- паливна безпека, що визначає достатність запасів палива для генерації необхідного обсягу ЕЕ і розраховується через запас забезпечення.

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.

Апробація запропонованого методичного підходу до оцінки

електроенергетичної безпеки, проведена на даних оперативного моніторингу за 27.01.2021у, підтвердила його практичну дієвість (рис. 10).

Результати діагностики показали, що в досліджувану добу електроенергетична безпека України перебувала на межі ризикового та кризового станів, що було зумовлено наступними значеннями безпекових компонент: (1) споживча компонента перебувала у ризиковому стані через дефіцит адекватності в 1,4 ГВт, який покривався за рахунок імпорту ЕЕ та розвантаження ТЕЦ; (2) виробнича компонента (за діючими потужностями) знаходилась у кризовому стані. Запас надійності становив лише 0,8 ГВт, що всього на 4% перевищувало максимальне навантаження і було недостатнім для покриття втрати найпотужнішого енергоблоку; (3) паливна компонента також перебувала на кризовому рівні, оскільки дефіцит потужностей, забезпечених паливом, сягав -7,7 ГВт (майже 90% від потреби) для 10-денного періоду та -3,5 ГВт (близько 40%) для 3-денного, що створювало загрозу обмежень споживання ЕЕ.



Рис. 10. Результати оцінки електроенергетичної безпеки України за 27.01.2021

Таким чином, узагальнена оцінка електроенергетичної безпеки засвідчила зафіксувала критичний рівень реальної електроенергетичної безпеки, що погіршувався з часовим горизонтом: з 76 % (межа ризикового та кризового станів) на 3-денний період, до 60 % і 57 % (кризовий стан) на 5-ти та 10-денний період, відповідно.

Залежно від ідентифікованого стану електроенергетичної системи, обґрунтовано необхідність впровадження оперативного управління ризиками

електроенергетичної безпеки, що передбачає диференційований регуляторний вплив: від ринкового саморегулювання у нормальному стані до централізованих рішень у кризовому. Головним інструментом для гнучкого реагування на загрози та запобігання розвитку криз пропонується запровадження ринку системних резервів, який охоплює резерв адекватності, надійності та забезпечення.

На основі проведеної апробації для досліджуваної доби було обґрунтовано доцільність операційного регулювання шляхом закупівлі системних резервів в обсязі запас адекватності – 1,1 ГВт, запас надійності – 0,2 ГВт та запас забезпечення – 3,1 ГВт для нівелювання виявлених ризиків та уникнення збоїв в електропостачанні.

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 (розділ 3). 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 АЕС, екомодернізація ТЕС, робота ВДЕ за кліматичними даними, балансування за рахунок ГЕС 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 (табл. 5), що були визначені в розділі 3 як найбільш реалістичні:

- консервативний сценарій (сценарій №1) передбачає збалансоване відновлення зі збереженням провідної ролі атомної генерації (32 %) та значної частки вугільних ТЕС (20 %);

- сценарій низьковуглецевого розвитку (сценарій №5) орієнтований поступове виведення вугільної електрогенерації (до 6 %), швидке розгортання розвитком ВДЕ (сонячна та вітрова генерація сягають разом 21%) та їх балансування за рахунок нових маневрових газових потужностей (12,6%);

- сценарій стриманого розвитку (сценарій №13) моделює розвиток в умовах інституційних обмежень, що унеможливають будівництво нових АЕС та ГЕС, з акцентом на децентралізовану генерацію (біоенергетика сягає 15,5%).

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 ВДЕ та маневрових

ГТУ, тоді як консервативний сценарій досягає цього з 2031 року, проте формує більш збалансовану структуру та значний експортний потенціал (13,2 ТВтГ). Натомість сценарій стриманого розвитку визначено системно вразливим через хронічний дефіцит гнучкості (EENS гнучкості, у 2035 р. – 6,6 ТВтГ) та створює тривалі ризики операційної нестабільності.

Таблиця 5

Сценарії адекватності розвитку потужностей в електроенергетичній системі України до 2035 р.

Показник	Консервативний			Низьковуглецевого розвитку			Стриманого розвитку		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Баланс електроенергетичної системи, ГВтГ									
Споживання	119198	127244	129488	118476	122621	120187	118273	121918	120398
Вугільні ТЕС	20823	23254	25688	19144	13181	7225	20341	20361	20387
Газові ТЕЦ	14679	16761	18837	14543	15946	17344	14545	15963	17375
ГТУ	-	-	-	3060	13151	11921	1152	5066	8901
АЕС	47503	47508	48233	47503	47508	48233	47503	47508	30146
ВДЕ	11164	20612	30025	11578	23091	34561	12073	26055	39985
ГЕС/ГАЕС	7588	12016	16451	7072	8916	10764	6812	7355	7899
Імпорт	17619	11267	3485	15760	4304	15	16149	5891	6581
Експорт	-177	-4173	-13231	-182	-3476	-9876	-302	-6281	-10876
Навантаження в електроенергетичній системі, ГВт									
Мінімум	8,32	8,88	9,04	8,3	8,6	8,4	8,3	8,5	8,4
Середнє	11,05	11,8	12	13,5	14	13,7	13,5	13,9	13,7
Максимум	22,19	23,69	24,11	22,1	22,8	22,4	22	22,7	22,4
Генеруючі потужності, МВт									
Вугільні ТЕС	3729	4167	4604	3429	2362	1295	3643	3649	3654
Газові ТЕЦ	2262	2585	2907	2241	2459	2676	2242	2461	2681
ГТУ	-	-	-	371	2225	4079	142	849	1557
АЕС	7880	7880	8000	7880	7880	8000	7880	7880	6000
СЕС	5133	5481	5829	5496	7663	9829	5219	5997	6775
ВЕС	939	2101	3264	1144	3331	5519	1125	3218	5311
БЕС	662	2684	4705	491	1656	2821	780	3391	6001
ГЕС/ГАЕС	5478	8665	11853	5105	6430	7755	4917	5304	5691
Всього ГП	25998	33056	40113	26016	33162	40307	25947	32749	36670
Гнучкість електроенергетичної системи, ГВтГ									
Залишкове навантаження, ГВтГ	38853	36363	32393	44853	36076	20049	44152	32393	32892
Маневрове навантаження, ГВтГ	28811	40034	47140	28493	30569	24438	26909	26003	29477
EENS гнучкості, ГВтГ	10042	-3671	-14747	15760	4304	15	16149	5891	6581
Адекватність розвитку електроенергетичної системи									
EENS, ГВтГ	2571	1	0	2023	0	0	2104	2	0
LOLE, годин	3436	12	0	2873	0	0	2958	17	0
LOLP, %	39,2	0,1	0,00	32,80	0	0	33,8	0,2	0

Примітка: EENS – недопоставлена ЕЕ; LOLE - очікувана тривалість відключень навантаження; LOLP - ймовірність відключення навантаження

Для порівняння економічної ефективності технологій електрогенерації та їх ранжування відповідно до стратегічних цілей сталого розвитку, електроенергетичної системи в умовах розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі запропоновано методичний підхід, що ґрунтується на оцінці ціннісної вартості електроенергії (LCOE_v), яка інтегрує в прямі витрати на

електрогенерацію й якісні параметри виробництва ЕЕ такі як гнучкість та екологічна чистота технологій.

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

SRCE (Short-Run Cost of Electricity) – короткострокові операційні витрати, що визначають конкурентоспроможність технології на товарному РЕЕ:

$$SRCE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Opex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{OM_t + F_t + C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

LRCE (Long-Run Capital Expenditures) — довгострокові капітальні витрати, які компенсуються через плату за потужність на РП:

$$LRCE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Capex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{PC \times CF \times 8760}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

де $Opex$ – операційні витрати, гр. од.; $Capex$ – капітальні витрати, гр. од.; OM_t – операційні витрати і витрати на технічне обслуговування в році t , гр. од.; F_t – витрати на паливо в році t , гр. од.; C_t – плата за викиди двоокису вуглецю в році t , гр. од.; E_t – виробництво ЕЕ на рік t , МВтг; PC – генеруючі потужності, МВт; CF – типовий коефіцієнт використання генеруючих потужностей, коеф. r – ставка дисконтування, коефіцієнт; N – термін експлуатації електростанції, років.

Ціннісна вартість ЕЕ ($LCOEv$) визначається як співвідношення між нормованою вартістю ЕЕ та ранговими коефіцієнтами:

$$LCOEv = \frac{LCOE}{\sqrt{RC1 \times RC2}}, \quad (7)$$

де $LCOE$ – нормована вартість ЕЕ, гр.од./МВтг; $RC1$ – ранговий коефіцієнт за гнучкістю ЕЕ, безрозмірний; $RC2$ – ранговий коефіцієнт за чистотою ЕЕ, безрозмірний.

Апробацію методичного підходу проведено на 19 технологіях традиційної теплової генерації (табл. 6), що дозволило виявити технології, які є не лише економічно ефективними й найбільш цінними для забезпечення гнучкості та декарбонізації електроенергетичної системи.

За результатами економічної оцінки сталості технологій традиційної електрогенерації було визначено, що:

за критерієм ціннісної вартості ($LCOEv$), найбільш пріоритетними для сталого розвитку електроенергетичної системи є високоефективна газова когенерація та парогазові установки 5 покоління, тоді як найменш цінною виявилася буровугільна генерація;

за критерієм короткострокових витрат ($SRCE$), найбільш конкурентоспроможною на товарному РЕЕ є атомна генерація завдяки низькій вартості палива, високоефективна газова когенерація, а найвищі операційні витрати мають маневрові газотурбінні, що робить їхню участь у товарному РЕЕ найдорожчою;

за критерієм плати за потужність, яка компенсує інвестиції на РТП, найбільшу плату за потужність потребують атомна енергетика та установки з газифікацією вугілля, тоді як старі технології газотурбінної генерації установки на докритичних параметрах пари отримуватимуть найнижчу плату за потужність

Таблиця 6

**Економічна оцінка вартості ЕЕ за технологій традиційної електрогенерації,
Євро/МВтг**

Технологія	Паливо	SRCE	LRCE	LCOE	LCOE _v	CP
Когенерація (2 покоління)	Газ	76,63	8,81	85,44	178,78	3,95
Когенерація (1 покоління)	Газ	85,68	7,18	92,86	199,93	2,87
Парогазова генерація (5 покоління)	Газ	95,13	8,24	103,37	201,77	6,18
Парогазова генерація (4 покоління)	Газ	104,11	7,61	111,72	225,23	5,48
Парогазова генерація (3 покоління)	Газ	107,43	7,29	114,72	239,39	5,11
Газотурбінна генерація відкритого циклу (2 покоління)	Газ	137,23	17,12	154,35	241,81	2,57
Надкритична паротурбінна генерація	Газ	143,27	5,85	149,12	250,26	3,22
Газотурбінна генерація відкритого циклу (1 покоління)	Газ	170,64	14,84	185,48	284,08	1,48
Докритична паротурбінна генерація	Газ	162,34	5,27	167,61	310,97	2,63
Ультранадкритична паротурбінна генерація	КВ	111,75	7,9	119,65	383,75	5,53
Парогазова генерація (2 покоління)	Газ	124,33	6,34	130,67	395,75	4,12
Парогазова генерація з газифікацією вугілля	КВ	107,42	16,22	123,64	414,85	12,17
Ультранадкритична паротурбінна генерація	БВ	78,14	10,54	88,68	505,92	6,85
Парогазова генерація (1 покоління)	Газ	149,1	6,02	155,12	535,65	3,61
Надкритична паротурбінна генерація	КВ	127,45	6,59	134,04	678,58	4,29
Надкритична паротурбінна генерація	БВ	88,76	6,15	94,91	723,05	3,69
Докритична паротурбінна генерація	КВ	144,72	5,27	149,99	1165,32	3,16
Докритична паротурбінна генерація	БВ	100,75	5,27	106,02	1482,14	2,9
Водо-водяний ядерний реактор	ЯП	32,62	18,8	51,42	32,62	16

Примітка: КВ – кам'яне вугілля; БВ – буре вугілля; ЯП- ядерне паливо; CP – плата за потужність

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» ЕЕ, де технології конкурують за короткостроковими витратами, та РАП, який компенсує довгострокові капітальні витрати, де технології групуються в окремі лоти, що дозволяє проводити цільові аукціони для залучення інвестицій у розвиток нових потужностей (табл. 7).

Таблиця 7

**Економічна оцінка вартості ЕЕ за технологій відновлюваної
електрогенерації, Євро/МВтг**

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

Результати розрахунків довели, що для участі у внутрішньодобових

«зелених» аукціонах, найбільш ефективними є промислові СЕС, великі ГЕС, біоелектростанції на звалищному газі.

Оцінка довгострокових витрат дозволила обґрунтувати структуру аукціонів на РАП за трьома лотами: добре освоєні технології (великі ГЕС, наземні ВЕС та промислові СЕС), мало освоєні технології (офшорні ВЕС, дахові СЕС, сонячні концентратори та хвильові ЕС), гарантовані маневрові потужності (геотермальні та біоелектростанції, а також малі ГЕС). Це дозволяє проводити цільові аукціони та встановлювати обґрунтовану плату за потужність, мінімізуючи навантаження на товарний РЕЕ та стимулюючи збалансований розвиток відновлюваної електроенергетики.

Проведені розрахунки дозволили побудувати прогноз середньозваженої вартості ЕЕ до 2035 року за різними сценаріями: консервативний сценарій забезпечує найнижчий рівень LCOE (75 Євро/МВтг) завдяки збереженню традиційної генераційної бази; низьковуглецевий сценарій демонструє початкове зростання LCOE до 85 €/МВт·год через масштабне впровадження ВДЕ, яке після проходження піку інвестиційної фази знижується до 75–79 Євро/МВтг; сценарій стриманого розвитку демонструє стійке підвищення LCOE протягом усього періоду до 81–84 Євро/МВтг.

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.

ВИСНОВКИ

У дисертації розроблено новий концептуальний підхід до розвитку конкурентного ринку електричної енергії України, спрямований на обґрунтування теоретичних положень та формування методичного забезпечення його функціонування з урахуванням національних інтересів сталого розвитку електроенергетичної системи.

Проведене у роботі дослідження дозволило отримати низку взаємопов'язаних наукових і практичних результатів різного рівня новизни – методологічного, теоретичного, методичного та емпіричного.

На методологічному рівні в роботі отримано такі результати:

1. Розроблено концепцію розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі, яка передбачає перехід від цінової парадигми до ціннісно-орієнтованої моделі, що поєднує комерційну результативність із суспільною значимістю та екологічною збалансованістю. Концепція ґрунтується на стратегічному партнерстві між державою та учасниками ринку та інтегрує три складові: результативність ринку, електроенергетичну безпеку та адекватність розвитку електроенергетичної системи. Для її реалізації запропоновано триєдину теоретико-методологічну основу (теорія галузевих ринків, синергетичний системний підхід, теорія економічних механізмів та аукціонів), що формує цілісну

модель функціонування ринку, де економічні, технічні та екологічні чинники взаємодіють в єдиному просторі. В основу концепції покладено впровадження прямих механізмів – товарного ринку електричної енергії, ринку потужностей та ринку системних резервів.

2. 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.

На теоретичному рівні одержано такі наукові результати:

3. На основі аналізу взаємозв'язку фізичних і комерційних потоків сформовано класифікацію ключових детермінант архітектури конкурентного ринку електричної енергії. До них належать: географічне розмежування, спосіб диспетчеризації, тип ринкової інфраструктури, форми торгівлі, часова сегментація, методи ціноутворення та продуктова диверсифікація. 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 світового досвіду розроблено типологізацію моделей конкурентних ринків електроенергії, що відображає їхні структурно-функціональні відмінності за ключовими. Така типологізація дає змогу узагальнити системні переваги й обмеження кожної моделі, виявити закономірності їхньої еволюції та визначити адаптивні механізми для імплементації найкращих міжнародних практик у національну модель ринку електроенергії з урахуванням її національних інтересів, інституційних і технічних особливостей.

5. Удосконалено організаційні положення розвитку товарного ринку електричної енергії України, який доцільно формувати виключно на біржовій основі. На відміну від існуючих, запропонована модель передбачає багатосесійність торгів із використанням різних методів ціноутворення та часову диференціацію ринкових продуктів по мірі наближення до фізичної поставки електроенергії. Вона інтегрує вимоги транс'європейського законодавства, враховує специфіку національної електроенергетичної системи та спирається на кращі світові практики, забезпечуючи прозорість, технологічну нейтральність і узгодженість ринкових процесів. Ключовими організаційними елементами моделі є: запровадження біржової торгівлі деривативами на строковому ринку; поєднання безперервної та аукціонної торгівлі на ринку на добу наперед; спеціалізовані

«зелені» аукціони та раннє балансування на внутрішньодобовому ринку; а також структурний поділ балансуючого ринку на сегменти балансуючої потужності та балансуючої енергії.

6. Удосконалено складові організаційно-економічного механізму ринку потужностей, в основу якого покладено обсягоорієнтований підхід до закупівлі необхідних обсягів генеруючих потужностей відповідно до прогнозів адекватності розвитку електроенергетичної системи. Запропоновані складові передбачають продуктовий поділ ринку на три сегменти – ринок балансуючої потужності, ринок традиційної потужності та ринок альтернативної потужності – із диференційованим функціональним призначенням та часовими горизонтами. Ринок балансуючої потужності визначено як спотовий сегмент, зорієнтований на формування резервів для оперативного покриття потреб електроенергетичної системи. Для ринку традиційної потужності обґрунтовано трирівневу систему строкових аукціонів, що враховує різні лаги інвестиційних процесів. Для ринку альтернативної передбачено лотовий принцип організації торгівлі, який відображає ступінь комерціалізації технологій та їхню значимість для стійкості електроенергетичної системи. Впровадження цього механізму забезпечує прозорість плати за потужність, мінімізацію ризиків дисбалансів і узгодження вимог сталості, гнучкості та довгострокової адекватності розвитку електроенергетичної системи.

На методичному рівні в роботі отримано такі наукові результати:

7. Удосконалено методичний підхід до аналізу фундаментальних зрушень в електроенергетиці. На відміну від існуючих 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.

8. Удосконалено методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем шляхом розроблення моделі інтегрального індексу сталості розвитку (PSS index), що базується на багатофакторній системі локальних показників (LPSS). Запропонований підхід поєднує регресійний аналіз для ідентифікації причинно-наслідкових зв'язків між структурою електрогенерації та індикаторами сталості з багатоцільовою оптимізацією для обґрунтування компромісних сценаріїв розвитку електроенергетичної системи.

9. Удосконалено методичний підхід до оцінки результативності ринку електричної енергії, що ґрунтується на концепції ключових показників результативності (KPI) та структурно-логічній моделі співвідношення фізичних, заявлених і акцептованих потоків попиту та пропозиції електроенергії. Запропонований підхід включає систему з 16 локальних індикаторів, згрупованих за чотирма компонентами ринкової кон'юнктури – динамічність, збалансованість, варіабельність і пропорційність – та дозволяє розраховувати інтегральний показник результативності на основі радар-діаграми.

10. Удосконалено методичний підхід до оцінки електроенергетичної

безпеки, що передбачає щоденний оперативно-превентивний моніторинг трьох взаємопов'язаних безпекових складових – споживчої, виробничої та паливної. Запропоновано кількісно-якісну оцінку запасів адекватності, надійності та забезпечення, яка базується на системі граничних значень та трирівневій інтерпретації станів (нормальний, ризиковий, кризовий). Такий підхід дозволяє виявляти дефіцити потужності й палива, оперативно оцінювати здатність електроенергетичної системи до покриття попиту та забезпечувати прийняття управлінських рішень для запобігання кризовим явищам. Він інтегрує вимоги щодо пропускної спроможності міждержавних перетинів, резервування потужності та нормативів накопичення палива, та його впровадження створює методичне підґрунтя для формування ринку системних резервів як інструменту підвищення стійкості електроенергетичної системи.

11. Удосконалено методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей, яке ґрунтується на цільовому інтерполяційному підході. Запропоноване забезпечення формує траєкторію сталого розвитку електроенергетичної системи від її поточного стану до цільової структури генерації, визначеної сценаріями багатоцільової оптимізації, узгоджуючи стратегічні орієнтири з погодинним профілем навантаження та функціональними характеристиками потужностей. Його апробація за сценаріями розвитку до 2035 р. (консервативному, низьковуглецевому та стриманому) засвідчила, що всі вони забезпечують повну адекватність системи, проте відрізняються строками її досягнення та системними ризиками

12. Розроблено методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу, що ґрунтується на визначенні ціннісної вартості електроенергії у площині “вартість – гнучкість – чистота” електроенергії. Цей підхід передбачає декомпозицію нормованої вартості електроенергії на короткострокові витрати, які формують конкурентоспроможність технологій на товарному ринку електричної енергії, та довгострокові витрати, що компенсуються через плату за потужність на ринку потужностей. Він дозволяє здійснювати комплексне ранжування технологій відповідно до стратегічних цілей сталого розвитку електроенергетичної системи. Застосування цього підходу забезпечує прозоре визначення плати за потужність, мінімізацію витрат на товарному ринку та формування збалансованої траєкторії сталого розвитку електроенергетичної системи

На емпіричному рівні одержано такі наукові результати:

13. Проведено параметричну ідентифікацію моделей внутрішніх ринків електроенергії 25 країн ЄС, Великої Британії, Норвегії та Швейцарії, яка систематизує їх за ключовими детермінантами європейської моделі, визначає переваги й обмеження та дозволяє 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 поведінці учасників під впливом фундаментальних і зовнішніх шоків. Результати діагностики дозволили виявити ключові етапи еволюції національного ринку: перехід від адміністративного регулювання до аукціонних механізмів, зростання ролі гнучких продуктів у кризові періоди, скорочення горизонтів планування, трансформацію від механізму ліквідації профіциту до інструмента покриття дефіциту, а також посилення цінової волатильності.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. 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](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 безпека 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., Шпілевський 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/ifrcr_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](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. Губарева 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 методичний 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. Губарева І. О., Салашенко Т. І. Сценарії прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей і механізми підтримки розвитку електроенергетики ЄС. *Проблеми економіки*. 2022. № 4. С. 4–12. <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., Shpilevskiy 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 Scientific 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.

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 методiku 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. Шпілевський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілевський, 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.

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. Обґрунтовано ключові детермінанти моделі конкурентного ринку, які поєднують фізичні та комерційні потоки електроенергії, здійснено типологізацію регіональних моделей за цими ознаками. Проведено параметричну ідентифікацію внутрішніх ринків електроенергії та визначено їх відповідність європейським вимогам, що дало змогу виокремити прогресивні та квазіконкурентні моделі. Удосконалено методичний підхід до аналізу фундаментальних зрушень в електроенергетиці на основі системи взаємопов'язаних моделей логарифмічної декомпозиції, який забезпечує оцінювання екстенсивних, структурних та інтенсивних факторів впливу. Розвинуто аналітичне забезпечення моделювання вхідних і вихідних потоків електроенергії з використанням концепції «витрати–випуск», та візуальної аналітики на основі діаграм Санкі, що дозволяє кількісно оцінювати якісні параметри розвитку електроенергетичної системи. Удосконалено методичні положення з оцінки сталості функціонування електроенергетики на основі інтегрального показника, який агрегує соціальні, економічні та екологічні індикатори й поєднує регресійний аналіз із багаточисловою оптимізацією сценаріїв розвитку. Розроблено аналітичне забезпечення для діагностики функціонування ринку електроенергії України, що базується на модульній структурі та дає змогу відслідковувати структурні зрушення й когортну динаміку поведінки учасників. Запропоновано методичний підхід до оцінки результативності ринку з використанням системи КРІ-показників, яка враховує динамічність, збалансованість, варіабельність та пропорційність ринкових параметрів. Сформовано концепцію розвитку конкурентного ринку на постнеоліберальній основі, яка інтегрує цілі сталого розвитку зі стратегічним партнерством учасників ринку та держави. Обґрунтовано операційну модель формування конкурентного ринку, що поєднує товарний сегмент і ринок потужностей та узгоджує фізичні й комерційні потоки електроенергії. Удосконалено організаційні положення розвитку товарного ринку України на біржовій основі з багатосесійною торгівлею та часовою декомпозицією продуктів. Розроблено складові організаційно-економічного механізму ринку потужностей, які передбачають трирівневу систему строкових аукціонів і диференціацію ринку на балансуючу, традиційну та альтернативну потужність. Запропоновано методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки на основі щоденного моніторингу запасів адекватності, надійності та забезпечення. Розроблено методичне забезпечення прогнозування адекватності розвитку генеруючих

потужностей із застосуванням інтерполяційного підходу, що дозволяє адаптивно формувати сценарії у кризових умовах. Удосконалено методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу, який інтегрує вартість, гнучкість та екологічну чистоту генерації.

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

ABSTRACT

Salashenko T.I. Theoretical Aspects of the Development of Ukraine's Competitive Electricity Market. – Manuscript.

A thesis on a Doctor of Economics degree by specialty 08.00.03 – Economics and Management of a National Economy. – Research Center for Industrial Development Problems of the National Academy of Sciences of Ukraine. – Kharkiv, 2025.

The dissertation presents a set of theoretical foundations and develops methodological tools to support the development of a competitive electricity market in Ukraine. This framework integrates fundamental principles with applied instruments to ensure effective market functioning amid external challenges and internal structural transformations. Key determinants of the competitive market model are substantiated through the integration of physical and commercial electricity flows, enabling the typology of regional models based on these characteristics. A parametric identification of domestic electricity markets has been conducted, assessing their alignment with European standards and allowing for the classification of progressive and quasi-competitive models. The methodological approach to analysing structural shifts in the electric power system has been enhanced through a system of interrelated logarithmic decomposition models. This enables the evaluation of extensive, structural, and intensive factors influencing market dynamics. Analytical tools have been developed to model electricity input and output flows using the 'input-output' framework and visual analytics, particularly Sankey diagrams. These tools facilitate a quantitative assessment of qualitative parameters in the development of the electricity system. The methodology for assessing the sustainability of the electric power sector has been refined through an integral indicator that aggregates social, economic, and environmental metrics. It combines regression analysis with multi-objective optimisation to support scenario-based development planning. Analytical support for diagnosing the Ukrainian electricity market has been developed using a modular framework that enables the identification of structural shifts and behavioural patterns among market participants. A methodological framework for evaluating market performance has been proposed, built around a system of KPI indicators that reflect the dynamism, balance, variability, and proportionality of key market parameters.

A concept for developing a competitive market on a post-neoliberal foundation has been formulated, integrating sustainable development goals with strategic partnerships between market participants and the state. The operational model underpinning this concept combines the commodity segment with the capacity market, ensuring coordination between physical and commercial electricity flows. Organisational provisions for advancing Ukraine's commodity market have been

refined, introducing exchange-based multi-session trading and time-based product decomposition. In parallel, the organisational and economic mechanism of the capacity market has been structured to include a three-tier system of term auctions and segmentation into balancing, traditional, and alternative capacity. A methodological approach to assessing electricity security has also been introduced, centred on daily monitoring of adequacy, reliability, and reserve levels to ensure system resilience.

Methodological support for forecasting the adequacy of generating capacity development has been developed using an interpolation approach, which allows for the adaptive formation of scenarios in crisis conditions. The methodological approach to the economic assessment of the sustainability of power generation technologies throughout their life cycle has been improved, integrating cost, flexibility and environmental friendliness of generation.

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