

Vasyl Gorbachuk

*Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor,
Head of the Department of Intelligent Information Technologies
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics of National Academy of Sciences of Ukraine*

Maksym Dunaeivskyi

*PhD (Applied Mathematics),
Research Associate of the Department of Intelligent Information Technologies
V.M. Glushkov Institute of Cybernetics of National Academy of Sciences of Ukraine*

INFORMATION TECHNOLOGIES FOR ROBUST ENERGY ORGANIZATION, MANAGEMENT AND INFRASTRUCTURE

Summary

The restructuring and liberalization of the energy markets after the collapse of the former USSR did not lead to unambiguous consequences. While the structure of the wholesale markets and competition in them expanded and strengthened, the state of competition in the retail markets remained essentially unchanged. Industrialized countries observed positive results with some market failures that stimulated the development of energy market regulations, in particular the EU energy markets, while developing countries have started their processes of restructuring their energy systems. Progress in wholesale electricity markets in developing countries has been limited with significant regional differences. To analyze the results of energy market liberalization, it is necessary to understand to what extent the stages of such liberalization are actually implemented or not implemented. The global picture of the progress of energy market liberalization does not look homogeneous, since the initial conditions of different countries were different, and the pace of their restructuring depends on their socio-economic and political conditions. Information technologies are global tools to organize and manage any global industries including energy.

Вступ

Реструктуризація та лібералізація енергоринку після розпаду колишнього СРСР не призвела до однозначних наслідків. Якщо структура оптового ринку та конкуренція на ньому розширювалися та зміцнювалися, то стан конкуренції на роздрібному ринку залишався незмінним. Індустріалізовані країни спостерігали позитивні результати з деякими ринковими збоями (failures), які стимулювали розвиток регулювань енергоринків, зокрема енергоринків ЄС, то країни, що розвиваються, розпочинали свої процеси реструктуризації своїх енергосистем. Глобальна картина поступу лібералізації енергоринків не виглядає однорідною, оскільки початкові умови різних країн були різними, а темпи їх реструктуризації залежать від змінних соціально-економічних і політичних умов. Інформаційні технології стали транснаціональними засобами організації та менеджменту будь-яких глобальних галузей, зокрема енергетики.

Енергетична політика зводиться до регуляторних механізмів підтримки політичних цілей, які включають, серед іншого, безпеку енергопостачання, посилення конкуренції шляхом залучення нових учасників через відкриті прозорі ринкові структури та програми екологічної стійкості. Щоб аналізувати результати лібералізації енергоринків, потрібно розуміти, до якої міри етапи такої лібералізації фактично впроваджуються чи не впроваджуються. Ефективна лібералізація включає етапи розділення великих компаній, запуск оптового ринку, підтримку роздрібного ринку.

Державні енергетичні стратегії орієнтувалися на дерегуляцію як засіб підвищення ефективності енергетичного сектору, а великі споживачі енергії (промисловий та комерційний сектори) – на доступ до дешевшої енергії. У політиці лібералізації держави мали на меті заохочувати конкуренцію, потрібну для зниження витрат шляхом розділення вертикально інтегрованих монополій, фактично відокремлюючи виробництво енергії від її передачі та розподілу. Щоб споживачі могли скористатися зазначеним зниженням витрат, необхідна достатня кількість конкурентів, які мають доступ до відкритого оптового ринку. Скасування контрактів з гарантованою фіксованою ціною має заохочувати приватні інвестиції до ефективної участі в розширенні генеруючих потужностей на основі ринкових сигналів [1]. Проте фінансування приватних інвестицій залежить не лише від очікуваних потоків доходів, але й від довірчих інтервалів для оцінок доходів [2]. У новому тисячолітті збільшення часток відновлюваної енергії у загальному виробництві електроенергії та зміна моделей ціноутворення підвищували рівні невизначеності серед інвесторів.

Розділ 1. Міжнародний досвід розвитку сучасної енергетики

Оскільки енергетична політика, як правило, має багато вимірів, то складно проводити порівняльний аналіз й оцінювати наслідки розділення (unbundling) великих компаній та лібералізації на енергоринках [3]. Лібералізація еволюціонує за різними схемами. У США застосовують підхід поступового послаблення регуляторного контролю над цінами та водночас пильного стеження за потенційними проблемами, пов'язаними з ринковою владою кожного учасника та груп учасників ринку. З іншого боку, ЄС створив ринки за новою транскордонною та міждержавною конкурентною структурою. У більшості решти країн світу приймають рішення про реструктуризацію енергоринків, спостерігаючи за результатами кожного етапу лібералізації. Країни ОЕСР реформують регулювання ринків енергетичних продуктів, вдосконалюючи й адаптуючи регуляторні методи до змінних ринкових і технологічних умов [4]. Такий підхід важливий для менеджменту конкурентних і неконкурентних ринкових сегментів, що існують на ринках природного газу й електроенергії. У більшості країн існуючі структури оптового ринку були розроблені з орієнтацією на характеристики технології, вартості та експлуатації електростанцій, що працюють на викопному паливі.

Таким чином, поява великих обсягів виробництва електроенергії з майже нульовими граничними витратами, значна частина якої може бути переривчастою (intermittent), негнучкою чи такою, що вирізнятиме її на фоні

традиційних теплових електростанцій, вимагатиме суттєвого перегляду існуючої маркетингової структури для забезпечення стабільності системи та заохочення приватних інвестицій [5].

Оскільки регулятори працювали над тим, щоб збільшення ефективності в передачі та розподілі електроенергії відбивалося на нижчих споживчих цінах [6], то спочатку деякі енергоринки демонстрували нижчі роздрібні ціни. Проте більшість роздрібних споживчих витрат зростали через поточні витрати на інфраструктуру постачання енергії та особливо споживачів електроенергії: виставлення рахунків кінцевим споживачам енергії поглинало витрати на стимули для виробництва енергії з відновлюваних джерел, які розробляли регулятори для заохочення приватних інвестицій. Німеччина – яскравий приклад успіху регулювання з метою підтримки розвитку відновлюваних джерел енергії, але остаточні витрати на відповідні стимули для інвесторів були соціалізовані в рахунках за роздрібну інфраструктуру. Виходячи з даних Федерального статистичного управління Німеччини (Statistisches Bundesamt (Destatis)) та Європейської енергетичної біржі (European Energy Exchange (EEX)), протягом 2012–2019 рр. середні оптові ціни знизилися від 43 до 38 EUR/MWh (30 EUR/MWh у 2016 р.), а роздрібні ціни (включають податки, збори, комісії) зросли від 0,26 до 0,32 EUR/kMWh [7].

Destatis – федеральний орган влади Німеччини (заснований у 1953 р.), який підпорядковується Федеральному міністерству внутрішніх справ і відповідає за збір, обробку, подання, аналіз статистичної інформації з питань економіки, суспільства, докiлля з метою надання об'єктивної, незалежної, високоякісної статистичної інформації для всієї громадськості, включаючи інформацію про вибори до Бундестагу та Європейського парламенту. Destatis має близько 2,3 тис. співробітників у відділеннях м. Вісбаден (головне відділення, яке керує найбільшою бібліотекою, що спеціалізується на статистичній літературі в Німеччині), м. Берлін (інформаційний пункт, який надає інформаційні та консультаційні послуги уряду Німеччини, іншим федеральним органам влади, посольствам, галузям, громадськості, асоціаціям), м. Бонн.

EEX AG – біржа електроенергії та супутніх продуктів, розташована в м. Лейпциг (Німеччина) Центральної Європи. EEX об'єднує безпечні, ліквідні та прозорі ринки енергії та супутніх продуктів, включаючи контракти на енергетичні деривативи, дозволи на викиди, сільськогосподарську продукцію, вантажні перевезення, розробляючи подібні продукти та керуючи відповідними трансакціями. EEX є результатом злиття LPX Leipzig Power Exchange та EEX (Франкфурт-на-Майні, де розташований Європейський центральний банк) у 2002 р. LPX розпочала свої торговельні операції у 2000 р. синхронно із запровадженням євро як світової валюти. Перед згаданим злиттям лістинг LPX включав 82 компанії з 9 держав. Підрозділ Eurex, що займається деривативами Deutsche Börse Group, придбав контрольну частку EEX у 2011 р.

У новому тисячолітті спостерігається більша частота випадків дефіциту електроенергії у країнах, що розвиваються, і в розвинених країнах. Прикладом є нещодавній блекаут 28 квітня 2025 р. на Піренейському півострові. Хоча дефіцит електроенергії рідко пояснюється однією й тією самою причиною, його

виникнення зазвичай починається з недостатнього інвестування у пропозицію чи швидкого зростання попиту, тобто з дисбалансу попиту і пропозиції.

Сучасні проблеми енергетики України висувають нові вимоги до її енергетичної політики, спроможної вчасно передбачати кризи. Типова картина кризового відключення (електроенергії) пояснюється недостатнім інвестуванням або дуже швидким зростанням попиту, що знижує резервні маржі нижче прийнятних рівнів надійності, а також незвичайними комбінаціями фундаментальних ринкових факторів, таких як несприятливі погодні умови, постачання палива чи доступність електростанцій. Дефіцит електроенергії трапляється як у лібералізованих ринкових структурах, так і в традиційних регульованих монополістичних режимах. Хоча лібералізація енергоринків і результуюча нова регуляторна структура не дали результатів, яких очікували розробники економічної політики, вони принаймні не погіршують ефективності ринку та надійності постачання продукції

Зосередимось на всебічному огляді альтернативних підходів до реструктуризації енергоринків, що використовувалися для розділення (unbundling) вертикально інтегрованих монополій, а також на прикладах наслідків дерегуляції виробництва для конкуренції, ефективності роботи системи, оптових і споживчих цін. Зосереджуючись на ринках електроенергії, слід використовувати досвід лібералізації ринків природного газу. Звертаємо увагу на результуючий ціновий ризик внаслідок розділення монополій та можливості хеджування на фізичних і фінансових ринках.

На прикладі Каліфорнійської енергетичної кризи можна висвітлювати одночасні ринкові збої, коли штат Каліфорнія (США) розпочинав лібералізацію свого енергоринку та запровадження нової регуляторної бази. Каліфорнійська енергетична криза 2000–2001 рр., також відома як енергетична криза Західної частини США у 2000 р. і 2001 р., була періодом, протягом якого в Каліфорнії спостерігався дефіцит електроенергії, спричинений маніпуляціями на ринку й обмеженими (capped) роздрібними цінами електроенергії. Мешканці штату постраждали від численних великомасштабних відключень (blackouts), одна з найбільших енергокомпаній штату Enron (заснована у 1985 р.) оголосила в 2001 р. про своє банкрутство, губернатор штату (обраний у 1999 р.) був відкликаний та звільнений з посади у 2003 р. Посуха та затримки із затвердженням нових електростанцій зменшували енергопостачання, спричинивши зростання оптових цін у 8 разів за 8-місячний період квітень–грудень 2000 р. Поступові (rolling) відключення електроенергії негативно впливали на багато підприємств, залежних від її надійного постачання, та створювали незручності багатьом роздрібним споживачам. Поступове відключення електроенергії (яке також називають ротаційним скиданням навантаження, ротаційним від'єднанням, ротацією фідера, черговим відключенням) – це спеціально спроектоване її відключення, під час якого подача електроенергії припиняється на періоди часу, що не перекриваються, в різних частинах розподільчого регіону. Таке відключення – це крайній захід, який використовується електроенергетичною компанією, щоб уникати повного знеструмлення енергосистеми. Каліфорнія мала встановлену генеруючу

потужність 45 ГВт, яка майже вдвічі перевищувала попит 28 ГВт на момент відключень. Розрив між попитом і пропозицією створювався енергокомпаніями, головним чином Enron, щоб досягати штучного дефіциту: енерготрейдери відключали електростанції на технічне обслуговування в дні пікового попиту, щоб підвищувати ціну. Тоді трейдери могли продавати електроенергію за більшими цінами, які деколи перевищували нормативні ціни у 20 разів. Оскільки уряд штату мав стелю (cap) на роздрібні тарифи електроенергії, то згадані маніпуляції ринком скорочували прибутковість галузі, що вело до (технічного) банкрутства Pacific Gas and Electric Company (PG&E; започаткована у 1852 р.; PCG у лістингу біржі NYSE) та майже банкрутства Southern California Edison (заснована у 1909 р.) у 2001 р.

За даними Федеральної комісії з регулювання енергетики (Federal Energy Regulatory Commission (FERC); заснована у 1977 р.) США, криза стала можливою завдяки законодавству, прийнятому в 1996 р. законодавчим органом штату за попереднього губернатора, яке дерегулювало деякі аспекти енергетичної галузі. Компанія Enron користалася цим частковим дерегулюванням, щоб завищувати ціни на спотових ринках штату. Збитки внаслідок кризи оцінювалися у понад 40 млрд. дол. (для порівняння – ВВП України у 2000 р. становив близько 32 млрд. дол. при реальному річному економічному зростанні 6 %).

Заслужують уваги структурні економічні фактори енергетичного сектору, пов'язані з політикою та регулюванням. Країни досягали успіхів у стратегіях інвестицій у відновлювану енергетику. Водночас екологічні програми торгівлі квотами на викиди (cap-and-trade) потребували обґрунтувань. Кожна така програма – це основана на ринку система для зменшення забруднення шляхом встановлення загального ліміту (стелі) на сумарні викиди та дозволу компаніям торгувати квотами на викиди (emission allowances). Компанія, що зменшує свої викиди нижче своєї дозволеної квоти, може продавати свій залишок квоти іншій компанії (якій купувати подібні квоти вигідніше, ніж платити за перевищення своєї дозволеної квоти), створюючи фінансовий стимул для інновацій та економічно ефективного скорочення забруднень. Очікуваними майбутніми викликами для регуляторної структури енергоринку є дедалі більш переривчасте (intermittent) постачання, децентралізована генерація, зміна моделей споживчого попиту.

Приватизація енергетики як мережевої галузі розпочалася з першою хвилею неолібералізму, політичними лідерами якого у 1980-х роках були Рональд Рейган (1911–2004; губернатор згаданого штату Каліфорнія (1967–1975); президент США (1981–1989) і Маргарет Тетчер (1925–2013; прем'єр-міністр Великобританії (1979–1990)). Європейська комісія (ЄК) адаптувала програму приватизації Тетчер наприкінці 1980-х років, запровадивши обов'язкові дерегуляцію та приватизацію, щоб усувати державний контроль та позбавлятися концепції суспільного блага (public good). Нормою в моделі США є приватна власність на виокремлені (unbundled) мережеві комунальні послуги в поєднанні з регуляторним наглядом (regulation oversight). У моделях інших держав ОЕСР лібералізація комунальних послуг енергетики відбувалася без

використання приватизації [3]. Країни ЄС та ОЕСР успішно лібералізували сектори телекомунікацій і повітряного транспорту, демонструючи сприяння лібералізованого середовища для розвитку конкуренції. Технологічний прогрес забезпечив фундамент і спроможність для розділення ринку та поділу вертикально інтегрованих компаній за рахунок кращої спеціалізації. Нові методи врядування та регулювання, підвищення відкритості до міжнародних викликів і конкуренції прискорювали лібералізацію та приватизацію.

Галузі електроенергетики та природного газу є мережевими, маючи характеристики, подібні до інших мережових галузей, таких як галузі телекомунікацій та залізничного транспорту. Мережеві галузі традиційно характеризуються як природні монополії, що спочатку перебували під контролем держави як власника (public ownership). Природні монополії існують, коли економія масштабу є значною і одна фірма може давати загальний комерційний випуск з меншою собівартістю одиниці продукції, ніж собівартості такої продукції кількох окремих фірм, тобто коли одна фірма на ринку є ефективнішою за собівартістю, ніж кілька фірм. Енергоринки зазвичай виявляють структурні характеристики, які дозволяють існуючим (incumbent) фірмам здійснювати домінування на ринку, обмежуючи конкуренцію, потенційно призводячи до більших цін і меншого захисту споживачів. Оскільки ця ситуація породжує потенційний конфлікт між економічною ефективністю (за витратами) та конкуренцією, то не можна покладатися на конкуренцію як рецепт забезпечення соціально оптимального результату. Для підтримки якості послуг і цінового захисту споживачів необхідна певна форма державного втручання в ці мережеві галузі.

Розділення енергетичної галузі вело до того, що виробництво, передача та розподіл ставали незалежними сегментами енергоринку. Технологічний прогрес постійно створює умови для лібералізації та приватизації виробництва. Технології, що реалізуються через інвестиційні канали, забезпечували більш ефективне та менш масштабне виробництво енергії на відкритому прозорому конкурентному ринку. Як і енергетична галузь загалом, інфраструктура передачі та транспортування енергії вважається природною монополією. Тому не було серйозних намірів лібералізувати цей сегмент енергоринку шляхом залучення приватних інвестицій.

Регулювання зумовлюється не лише нормативними міркуваннями (наприклад, обмеження та контроль поведінки в пошуках ренти), але й прагненнями визначати оптимальну організацію регульованої системи. У такій позитивній теорії регулювання існування форм оптимальної організації регульованої системи вважається відповіддю на вимоги політиків і груп інтересів. Погляди в уряді суттєво впливають на регулювання енергетики. Ступінь розбіжності поглядів, політична міць, повноваження уряду визначають його здатність втілювати регулювання енергетичного сектору.

Приватні інвестори обережно ставляться до інвестування в енергетику в країнах з ознаками інституційної слабкості, оскільки не впевнені, що зміни в правилах таких країн (коли стійкість структури регулювання не є чіткою, зокрема при більшій непередбачуваності результатів здійснення базової

державної функції гарантування законності та правопорядку (law and order)) не торкатимуться приватних інвестицій.

Розділ 2. Критерії порівняння технологій енергетики

Загальна вартість (total cost) і приведена (нормалізована, вирівняна за часом) вартість електроенергії (levelized cost of electricity (LCOE)) надають багато економічної інформації, необхідної для порівняння конкуруючих альтернатив виробництва електроенергії. LCOE є важливою тому, що показує, чи можуть атомні електростанції (ЕС) конкурувати в довгостроковій перспективі з іншими технологіями виробництва електроенергії: LCOE – середня розрахункова собівартість виробництва електроенергії протягом усього життєвого циклу ЕС (включаючи всі можливі інвестиції, витрати і доходи). Інші технології виробництва електроенергії охоплюють комбінований цикл на природному газі, вугіллі, гідроенергетиці та відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ). Уваги заслуговують розрахунки та порівняння значень LCOE для цих джерел виробництва електроенергії. Електроенергетичні компанії, приймаючи інвестиційні рішення, мають враховувати взаємодію конкретного енергоблока зі своїм портфелем генеруючих активів.

Одним з викликів для ядерної енергетики стає її конкурентоспроможність порівняно з іншими формами виробництва електроенергії, такими як природний газ, вугілля та ВДЕ. Оскільки зміна клімату вимагає переходу від викопних палив до (екологічно) чистіших альтернатив енергії, таких як вітрова і сонячна енергетика, то ядерна енергетика (найбільше джерело електроенергії без викидів вуглецю) стикається з конкурентними викликами з боку: дешевого природного газу; субсидій на ВДЕ; державної політики, яка зобов'язує будувати нові ЕС на ВДЕ незалежно на їх вартості; лібералізованої ринкової політики щодо диспетчеризації електроенергії на основі змінних витрат.

Проаналізуємо поточний стан економіки ядерної енергетики і порівняємо її з іншими альтернативами виробництва електроенергії. Майбутнє ядерної енергетики залежить від: того, як оцінюють ринки довгострокові інвестиції в ядерну енергетику; чи дозволяють регулятори відображати такі оцінки у ринкових цінах, які можуть стягувати комунальні підприємства. Природа ядерної енергетики полягає в тому, що вона є постачальником електроенергії базового навантаження 24 години на добу і 365 днів на рік. Це контрастує з погодинною мінливістю сонячної та вітрової енергії, а також необхідністю резервного живлення, коли погодні умови не дозволяють генерувати достатньо сонячної чи вітрової енергії. Ціноутворення на ВДЕ та економічні порівняння не враховують вартість резервного живлення (backup power) за таких погодних умов. Зосередимося на базовій вартості електроенергії (вартість поставки електроенергії до мережі чи так званої шини (bus bar)), що надходить від кожного з джерел, без урахування системних ефектів або надійності мережі.

LCOE є важливою мірою для порівняння (економіки) ядерної енергетики з іншими формами виробництва електроенергії. LCOE – це показник

дисконтованих витрат протягом життєвого циклу, усереднених за дисконтованими доходами від електроенергії. Змінна LCOE визначається як

$$LCOE = \left\{ \sum_{t=-LT}^T (I_t + OM_t + F_t)(1+r)^{-t} \right\} / \left\{ \sum_{t=0}^T E_t(1+r)^{-t} \right\},$$

де: I_t – інвестиційні (investment) видатки (включаючи видатки на виведення з експлуатації (decommissioning)) у періоді часу (році) t ; OM_t – видатки на експлуатацію та технічне обслуговування (Operations & Maintenance) (включаючи реконструкції (refurbishments)) у році t ; E_t – обсяг електроенергії, вимірюваний у МВт-год і вироблений у році t ; $F_t \doteq E_t \times F_{MWh}$, де F_{MWh} – (питомі) видатки на паливо (fuel), зокрема плата (fee) за відпрацьоване ядерне паливо (Spent Nuclear Fuel (SNF)), менеджмент і захоронення (disposal); r – ставка (rate) дисконтування (параметр); $(1+r)$ – коефіцієнт дисконтування; LT – термін виконання будівництва (lead time) об'єкта (установки ядерної енергетики); T – період часу комерційної експлуатації (термін служби) об'єкта.

Підрахунок суми чисельника в рівності визначення LCOE починається від періоду часу $t = -LT$ великих будівельних видатків, коли закладається фундамент об'єкта, а суми знаменника – від періоду часу $t = 0$ початку комерційної експлуатації об'єкта. Також є період часу від кінця терміну комерційної експлуатації об'єкта до кінця виведення об'єкта з експлуатації; вартість для цього періоду вважається капітальними витратами чи внеском до фонду незворотніх коштів (sinking fund), які враховуються в OM_t . Дисконтна ставка r використовується для оцінки вартостей майбутніх (або минулих) грошових потоків (витрат або доходів) проекту в певний період часу t [8].

Хоча номінальні та реальні значення цін і витрат часто не вирізняють явним чином, слід розрізняти номінальні та реальні значення. Номінальні ціни (витрати) – це ціни (витрати), вимірювані у термінах грошових одиниць року витрат. Ціни визначаються на ринках; витрати – це ресурси, необхідні для виробництва товарів і послуг, що продаються на ринках. Оскільки податки нараховуються для номінальних значень, то бюджетні видатки (outlays) формулюються також у номінальних значеннях, а більшість оцінок витрат, пов'язаних з урядовим або регуляторним наглядом, наводиться в номінальних (поточних) цінах. Тут використовуватимемо реальні ціни та витрати. Слід зазначити, що у США протягом 2000–2008 рр. індекс купівельної спроможності PPI (Purchasing Parity Index) зростав в середньому на 5,7% на рік, протягом 2008–2018 рр. – в середньому 0% на рік, протягом 2000–2018 рр. – в середньому на 2,6% на рік. Це означає, що оцінки витрат, здійснених до липня 2008 р., мають дисконтуватися за допомогою PPI, але оцінки витрат, здійснених після липня 2008 р., є подібними до тих, що мають бути у 2020 р. (без урахування реального здорожчання та реальних змін у витратах будівництва, OM_t , F_{MWh}). Профільні міжнародні організації публікують дані нормалізованих витрат на електроенергію (у дол. США 2018 р., використовуючі оновлені дані, на основі яких можна виводити складові витрат для атомних ЕС (АЕС),

припускаючи $r = 0,05$ (5%), а також LCOE. Дані Китаю наводяться для реактора АЕС типу CPR-1000 (обсягом (size) 1080 MWe (MegaWatt electrical)) та AP-1000 (1250 MWe), Кореї – APR-1400 (1343 MWe), Бельгії – Gen III (1000 MWe), США – PWR Gen III (1144 MWe), Угорщини – VVER-1200 (1180 MWe), Японії – ALWR (1152 MWe), Великобританії – EPR (1650 MWe).

CPR-1000 (китайський водяний реактор під тиском PWR (pressurized water reactor)) – це реактор з водою під тиском Generation II+, що базується на французькій конструкції з трьома контурами охолодження (M310) потужністю 900 MWe, імпортований у 1980-х роках, вдосконалений для дещо збільшеної чистої вихідної потужності 1000 MWe (1080 MWe брутто) та розрахункового терміну служби 60 років. CPR-1000 побудований та експлуатується Загальною ядерною енергетичною групою Китаю (CGNPG (China General Nuclear Power Group)), раніше відомою як Ядерна енергія провінції Гуандун Китаю (China Guangdong Nuclear Power). Поступово в енергоблоках використовувалося більше компонентів китайського виробництва; у другому побудованому енергоблоці 70% обладнання було виготовлено в Китаї з планом досягнення 90% локалізації виробництва в наступних енергоблоках.

AP-1000 – це АЕС, спроектована та продана компанією Westinghouse Electric Company (США). Ця АЕС являє собою реактор з водою під тиском з поліпшеним використанням пасивної ядерної безпеки та багатьма конструктивними особливостями, спрямованими на зниження капітальних витрат і підвищення економічності. Цей проект походить від 4-контурної конструкції SNUPPS від Westinghouse, яка вироблялася в різних місцях світу. System 80 була аналогічною попередньою системою ядерного паропостачання, виготовленою компанією Combustion Engineering (C-E) (США). Подальший розвиток 4-контурного реактора та захисної оболонки (containment) льодового конденсатора спочатку вів до концепції AP-600 з меншою потужністю від 600 до 700 MWe, але вона мала обмежений інтерес. Для конкуренції з іншими конструкціями, що збільшувалися в розмірах з метою зниження капітальних витрат, конструкція постала як AP-1000 з низкою переваг більшого розміру.

APR-1400 (Advanced Power Reactor з потужністю 1400 MWe брутто) – це вдосконалений ядерний реактор з водою під тиском, розроблений Корейською енергетичною корпорацією (KEPCO (Korea Electric Power Corporation)). Реактор APR-1400 (спочатку відомий як Корейський реактор наступного покоління (KNGR (Korean Next Generation Reactor))) Generation III розроблявся на основі попереднього проекту OPR-1000, а також включав елементи системи System 80+ від C-E.

Реактори Generation III (Gen III) – це клас ядерних реакторів, розроблених для заміни реакторів Generation II, включаючи еволюційні вдосконалення конструкції: поліпшена паливна технологія; вища теплова ефективність; істотно вдосконалені системи безпеки (включаючи пасивну ядерну безпеку); стандартизовані конструкції, призначені для зниження OM_t . Реактори Gen III просуваються Міжнародним форумом покоління IV (Generation IV International Forum). Першими реакторами Gen III, введеними в експлуатацію, були вдосконалені киплячі реактори (ABWRs (advanced boiling water reactors))

Касивадзакі-Каріва 6 та 7 у 1996 р. та 1997 р. відповідно. Після аварії на АЕС Фукусіма-1 обидва ці реактори були зупинені у 2012 р. Через тривалу стагнацію в будівництві нових реакторів і майже незмінну популярність конструкцій Generation II/II+ при цьому, було побудовано відносно мало реакторів Generation III.

PWR – це тип легководного (light-water) ядерного реактора. Такі реактори становлять переважну більшість АЕС у країнах світу (за винятком Великобританії, Японії, Індії, Канади). У PWR вода використовується як сповільнювач нейтронів, а також як теплоносіє (coolant) для активної зони реактора. В активній зоні вода нагрівається енергією, що вивільняється внаслідок поділу атомів, які містяться в паливі. Використання дуже високого тиску (близько 155 бар) гарантує, що вода залишатиметься в рідкому стані. Нагріта вода потім надходить до парогенератора, де вона передає свою теплову енергію воді вторинного циклу, яка підтримується під нижчим тиском, що дозволяє їй випаровуватися. Отримана пара потім приводить у рух парові турбіни, з'єднані з електричним генератором. Більшість конструкцій PWR використовують 2–6 парогенераторів, кожен з яких пов'язаний з контуром теплоносія. Киплячий реактор (BWR (boiling water reactor)), навпаки, не підтримує згаданий високий тиск у первинному циклі, а тому вода випаровується всередині корпусу реактора (RPV (reactor pressure vessel)), перш ніж потрапити до турбіни.

ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор; VVER) – це водо-водяний корпусний енергетичний ядерний реактор PWR з водою під тиском. АЕС Шиппінгпорт (1957–1982) у штаті Пенсильванія (США) була першою комерційною АЕС в світі з реактором такого типу від Westinghouse.

Японія розробляє та має в експлуатації вдосконалені легководні реактори (ALWRs (Advanced Light Water Reactors)), зокрема вищезгадані ABWRs від GE Hitachi (GEH) Nuclear Energy та Toshiba. Інші розробки ALWR включають концепцію iBR (innovative Boiling Water Reactor) від Toshiba та роботу МНІ (Mitsubishi Heavy Industries) над малими LWRs і мікрореакторами. ABWR виробляє електроенергію, використовуючи пару для живлення турбіни, підключеної до генератора; пара утворюється з води внаслідок її кипіння, досягнутого за допомогою тепла, що утворюється внаслідок реакцій поділу в ядерному паливі. Киплячий реактор (BWR) є другою за поширеністю формою легководних реакторів з прямим циклом, яка використовує менше великих компонентів паропостачання, ніж PWR з непрямым циклом.

EPR (European Pressurised Reactor; Evolutionary Power Reactor) – це конструкція реактора з водою під тиском Generation III+. EPR був спроектований та розроблений переважно Framatome (частина Areva у 2001–2017 рр.) та EDF (Électricité de France) у Франції, а також Siemens у Німеччині. Першими діючими такими реакторами стали EPR-1750 Тайшань-1 і Тайшань-2 (провінція Шаньдун з населенням понад 100 млн. у Китаї), які розпочали комерційну експлуатацію у 2018 р. та 2019 р. відповідно. В Європі перший такий реактор розпочав комерційну експлуатацію на о.Олкілуото (комуна Еурайокі, провінція Сатакунта, губернія Західна Фінляндія, Фінляндія)

у 2023 р., а другий – у комуні Фламанвіль на півострові Котантен (департамент Манш, регіон Нижня Нормандія, Франція) у 2024 р.

Вартість побудови (капіталу) овернайт (overnight) – це вартість будівельного проекту без стягнення відсотків під час періоду будівництва; якби такий період становив менше доби, то відсотки не стягувалися би. Вартість потужності овернайт (дол./MWe) зазвичай розраховується шляхом ділення вартості побудови ЕС овернайт на максимальну миттєву (instantaneous) потужність, яку може видавати ця ЕС. Вартість капіталу овернайт стосується теоретичної загальної вартості побудови активу (ЕС) у поточних цінах, якби вся побудова завершилася миттєво. Така вартість використовується для швидкого порівняння різних проектів, оскільки не бере до уваги витрати фінансування, пов'язані з відсотковими ставками, тривалі періоди будівництва та будь-які часові фактори проектів. Така вартість капіталу овернайт не враховує термін служби (life span) ЕС або її ключових компонентів, а також коефіцієнт використання потужності (capacity factor), тобто відношення ефективної середньої потужності (фактично виробленої протягом року) до максимальної потужності (можливо, досягнутою лише кілька годин на рік), яке зазвичай коливається від 10% (наприклад, для сонячних ЕС в Німеччині) до 90% (наприклад, для АЕС в США). Ці коливання спричинює низка факторів: природні (погодні умови), технологічні (обмеження для OM_t), фінансові (наприклад, вартість палива відносно оптової ціни на електроенергію), юридичні (вимоги зменшення забруднення), витрати на фінансування чи реальне здорожчання (через певну процентну ставку чи порівняльну віддачу капіталу в інших галузях).

Отже, вартість капіталу овернайт не є фактичною оцінкою вартості будівництва, а інвестори в енергетичній галузі зазвичай застосовують LCOE для порівняння проектів або технологій виробництва (наприклад, сонячної чи вітрової енергії, природного газу) у довгостроковій перспективі, оскільки LCOE враховує OM_t , F_t та фінансові витрати. Наприклад, Міністерство енергетики США (U.S. Department of Energy (DoE)) відстежує та публікує дані про LCOE для конкуруючих технологій. Подібні дані є різними в різних країнах через різну енергетичну політику та внутрішні джерела енергії.

Інвестиційні витрати на АЕС також є мінливими: наприклад, у минулому тисячолітті для проектів у США такі витрати перевищували 10 тис. дол. за kW, але в майбутньому можуть знижуватися у кілька разів за рахунок масштабування та вдосконалення процесів побудови АЕС на нових майданчиках. Такі витрати включають широкий спектр факторів – від капітальних витрат на інфраструктуру АЕС до фінансових витрат, які можуть сягати 30% загальних витрат. Остаточна ціна побудови АЕС залежить від багатьох чинників, зокрема від своєрідності (being first-of-a-kind (FOAK)) проекту, механізмів фінансування, ефективності процесу будівництва, наявності зобов'язання уряду щодо підтримки програми безперервного будівництва. До інвестиційних витрат АЕС часто додають витрати на проекти демонстрації та розгортання (Demonstration and Deployment (D&D)).

OM_t для АЕС є значними і мінливими залежно від місця розташування, віку станції та регуляторних факторів: фіксовані витрати на рік оцінюються від 4 до 223 дол./kWe, а змінні – від 9 до 17 дол./MWh. Слід зазначити, що конкуренція за цільовими дробовими функціями LCOE має наслідки, які суттєво відрізняються від наслідків за традиційними адитивними функціями прибутку. Прогнози таких наслідків слід постійно оновлювати, оскільки ставки дисконтування визначаються системними ризиками, оновлюваними (великими) даними, новітніми технологіями та їх застосуваннями.

Розділ 3. Практика розвитку енергетики України та відповідних інформаційних технологій

Прогрес на оптових ринках електроенергії країнах, що розвиваються, був обмеженим зі значними регіональними відмінностями [9]. Південна Америка, країни Центральної Європи та Карибські острови досягли більшого прогресу порівняно з Південною Азією та країнами Африки на південь від Сахари (Sub-Saharan Africa). Приклади країн з оптовим ринком електроенергії: централізований на основі заявок (bid-based) – Колумбія, Румунія, Туреччина, Чехія, Філіппіни; частково централізований на основі заявок – Індія; централізований енергетичний пул на основі заявок – Бразилія; на основі заявок – РФ; на основі витрат (cost-based) – Аргентина, Болівія, Гватемала, Домініканська Республіка, Еквадор, Нікарагуа, Перу, Чилі, Польща; планований – Україна, В'єтнам, Єгипет, Нігерія.

Відкриття оптової конкуренції за умов серйозних проблем із неплатежами не стало успішною стратегією реформ в Україні та інших країнах Східної Європи та колишнього СРСР протягом 1990-х років [10; 11]. В Україні неналежне стягнення платежів і бартерний обмін вели до кризи, коли постачальники отримували мало коштів, а дистриб'ютори, що не виконували зобов'язань, виводили з оптового ринку ті невеликі кошти, які їм діставалися. Ті невеликі кошти, що були виділялися урядом дистриб'юторам, не покривали витрат на їхні розподільчі мережі та обслуговування клієнтів [12].

Енергосистема має бути достатньо потужною, щоб обслуговувати багатьох покупців і продавців. Розмір енергосистеми 1000 МВт вважався справжнім порогом, нижче якого можуть бути недоцільними розділення (unbundling) та відповідна оптова конкуренція [12; 13]. Дохід країни є іншим важливим фактором, який формував реформи в країнах, що розвиваються. Однак цей дохід має відносно сильніший вплив, ніж розмір енергосистеми, на роль державного та приватного секторів, на наявність і цінову доступність послуг електроенергії; у свою чергу, розмір енергосистеми має відносно сильніший вплив, ніж дохід країни, на структуру ринку [12]. Тому для теми ринків електроенергії актуальнішим є розмір енергосистеми. Проте мінімальний поріг розміру енергосистеми для оптових ринків електроенергії може бути вищим і потребувати врахування додаткових факторів. По-перше, енергосистема має бути достатньо великою, щоб містити значну кількість генеруючих установок, які працюють принаймні на мінімально ефективному рівні масштабування. Крім того, є фіксовані витрати, пов'язані з встановленням оптового ринку

електроенергії, включаючи розвиток відповідних інституцій та технологічних платформ; водночас, за інших рівних умов, переваги оптової торгівлі електроенергією, з точки зору підвищення ефективності, ймовірно, будуть пропорційними розміру ринку електроенергії. Звідси випливає, що баланс між витратами та вигодами поліпшуватиметься при більших розмірах енергосистем, при розмірах принаймні 3000 МВт. На практиці запроваджували оптові ринки лише близько 10% країн з малими енергосистемами (до 5000 МВт) та понад 75% країн з енергосистемами понад 20 000 МВт. Крім того, досвід України свідчить про те, що основним обмеженням для можливості функціонування оптових ринків є не розмір ринку, а здатність нових генеруючих компаній виходити на ринок, отримувати доступ до ресурсів передачі на недискримінаційній основі та укласти юридично втілювані контракти з новими чи існуючими покупцями [14].

Реформи оптового ринку та їх наслідки формуються загальним макроекономічним, політичним і соціальним середовищем. Макроекономічні, політичні та соціальні умови не можна відокремлювати від аналізу початкового плану реформи, її самопідтримованості та подальшої адаптації, включаючи кроки назад через динаміку зазначених умов. Досвід більшості країн Східної Європи та колишнього СРСР чітко вказує на те, що надзвичайно важко проводити структурні реформи сектору та залучати приватних інвесторів в умовах економічного потрясіння [11]. Наприклад, в Україні неодноразові спроби реанімувати спотовий ринок виробництва електроенергії зазнавали невдач, починаючи з 1996 р., а більшість домовленостей про виробництво електроенергії узгоджувалися на двосторонній основі між виробниками та дистриб'юторами чи кінцевими споживачами до 2007 р. [14; 15]. Автор публікації [15] презентував свою доповідь "A social diseconomy of firm size" 16 жовтня 2025 р. на міжнародній конференції "Problems of formation and implementation of competition policy" (Україна, Австрія, Нігерія, Німеччина, Польща, США), де автори даної роботи презентували свою доповідь «Питання конкуренції на оптових і роздрібних ринках електроенергії».

Приклади Аргентини [16] та Пакистану [17] ілюструють вплив макроекономічного, політичного та соціального середовища на розроблення, впровадження та результати реформ електроенергетики. Нігерія також обрала шлях до оптового ринку електроенергії та, безумовно, запропонує необхідний масштаб енергосистеми. Однак енергетичний сектор Нігерії залишається обтяженим багатьма іншими фундаментальними проблемами, включаючи дефіцит потужностей, проблеми врядування, питання безпеки платежів та операційної неефективності, які необхідно буде з'ясовувати перед тим, як можна буде передбачати ефективність ринку електроенергії цієї країни [18].

Електроенергетичний сектор України потребуватиме значних інвестицій, якщо підтримуватиме робастне зростання національної економіки в майбутньому. Багато генеруючих станцій, значна частина інфраструктури передачі електроенергії на великі відстані є досить зношеними й неефективними, суттєво підвищуючи енергоемність економіки України в розрахунку на одиницю продукції. Необґрунтованість тарифів для

домогосподарств сприятиме марнотратству, а завищеність тарифів для промисловості неявно (перехресно) субсидуватиме інші тарифи, загрожуючи міжнародній конкурентоспроможності товарів і послуг України.

Україна виявилася першою країною колишнього СРСР, яка пройшла масштабні реформи в електроенергетиці, починаючи з 1990-х років. Розбудовувався оптовий ринок торгів на добу наперед, де єдиним покупцем було ДП «Енергоринок» (засноване у 2000 р.). Така реструктуризація в Україні відбувалася раніше, ніж аналогічні реструктуризації в багатьох більш розвинених ринкових економіках. Закон України «Про електроенергетику» був ухвалений у 1997 р. У 2010 р. було засновано ТОВ «Українська енергетична біржа» (УЕБ) з метою створення організованого ринку енергоресурсів в Україні, централізованої платформи для торгівлі енергоресурсами, проведення електронних торгів різними видами енергоресурсів (електроенергія, нафта, природний газ та інші енергоресурси) та іншою продукцією, розроблення електронного майданчика торгівлі для сприяння конкуренції на енергетичному ринку України, забезпечення прозорості ціноутворення через формування національних показників цін (бенчмарків), надання послуг з управління ризиками. У 2013 р. до Закону України «Про електроенергетику» було внесено важливі зміни. Закон визначає правила роботи енергосистеми, відповідальність за порушення, а також права та обов'язки споживачів і постачальників: зміни спрямовуються на створення конкурентного (лібералізованого) ринку електроенергії, де учасники можуть укладати договори за ринковими цінами; зміни створюють умови для двосторонніх контрактів та оптових бірж, які дозволятимуть усім клієнтам вибирати своїх постачальників; встановлюється адміністративна відповідальність за порушення правил експлуатації електромереж та обладнання, яку несуть як посадові особи, так і рядові працівники; захищаються права споживачів і встановлюється, що припинення електропостачання може відбуватися лише за певних умов, таких як наявність боргу чи аварійна ситуація, а також вимагається попереднє письмове повідомлення споживача; регулюється процес ліцензування діяльності у сфері електроенергетики, зокрема для постачання електроенергії;

Закон «Про ринок електричної енергії», прийнятий у 2017 р., регулює відносини в енергетичному секторі, створюючи конкурентний ринок з різними сегментами (двосторонні договори, ринок «на добу наперед» (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР), балансуєчий ринок (БР)) та запроваджуючи електронні аукціони для торгівлі електроенергією з метою створення конкурентних принципів ціноутворення. Ключові аспекти закону:

запроваджуються 4 основні сегменти ринку: ринок двосторонніх договорів, РДН, ВДР, БР;

торгівля електроенергією відбувається в електронному форматі, сприяючи відкритій конкуренції та впливаючи на ціноутворення через електронні торги;

до учасників ринку належать виробники, електропостачальники, трейдери, оператори системи передачі та розподілу, оператор ринку, гарантований покупець та споживачі.

УЕБ отримала право організовувати електронні аукціони з продажу електроенергії за двосторонніми договорами. На 2025 р. УЕБ стала одним із лідерів біржової торгівлі серед електронних майданчиків у системі «Прозорро.Продажі» за обсягами продажів (загальна сума укладених угод на УЕБ вимірюється мільярдами гривень). УЕБ надає послуги, дозволяючи зареєстрованим користувачам (понад 4 тис. користувачів з понад 8 тис. пропозицій) брати участь у торгах.

На 2025 р. в Україні для споживачів встановлюється єдиний тариф (єдина фіксована ціна) на електроенергію для побутових споживачів у розмірі 4,32 грн/кВт·год, незалежно від обсягу споживання (від 1 червня 2024 р.). Приватні домогосподарства можуть продавати електроенергію, згенеровану сонячними батареями потужністю до 30 кВт, за програмою «зеленого тарифу».

Хоча в Україні приймалися вищезгадані нормативні документи, прогрес був менший сподіваного: у всьому світі лібералізовані ринки електроенергії виявилися ефективними лише за умови створення реальної, дієздатної конкуренції, чого не вистачало в Україні.

По-перше, тарифи на електроенергію в Україні були жорстко регульованими, причому промислові тарифи перехресно субсидували тарифи для населення, значно нижчі собівартості, а загальний тарифний режим позбавляв систему коштів на технічне обслуговування та вдосконалення. Попередні проблеми з неплатежами та безготівковими платежами здебільшого вирішувалися, але не фактично вирішувалися проблеми великих субсидій для побутових споживачів, пов'язані із загальною макроекономічною та геополітичною ситуацією (скажімо, субсидуванням категорій споживачів у сусідній Молдові).

Крім того, 5 великих компаній теплової генерації, створених в результаті початкових реформ, залишалися державними чи контрольованими однією приватною фірмою, а державними лишалися також ДП «Укргідроенерго» (засноване у 1994 р.; ВАТ від 2004 р.) з гідроелектричними технологіями та ДП «Енергоатом» (засноване у 1996 р.; ПАТ від 2023 р.) з ядерними технологіями. Таким чином, згадані 7 компаній не мали належних умов для добросовісної конкуренції [19, 20]. Зношений стан ліній електропередач на великі відстані разом із напіввідокремленою генерацією «Бурштинського енергоострова» (розроблявся з 1995 р.; створений у 2002 р.; приєднаний до енергосистеми України 26 лютого 2022 р.; втратив свій статус 16 березня 2022 р. з приєднанням України до ENTSO-E) означав, що надлишок електроенергії, виробленої у західній частині України, не міг йти на її східну частину, щоб конкурувати з електроенергією, виробленою компаніями в енергоемній східній частині України, де розташовувалася важка промисловість.

Світовий досвід спроб замінювати жорстко регульованих, вертикально інтегрованих монопольних постачальників електроенергії на приватизовані, конкурентні, вертикально розділені ринки не давав однозначних результатів, особливо за відсутності великих і недорогих поставок природного газу чи гідроенергії [6; 21; 22]. Тому реформування електроенергетичного сектору України мало об'єктивні труднощі. Україна була здебільшого залежною від

атомної та вугільної генерації, що не давало енергосистемі достатньої гнучкості для швидкого коригування виробництва електроенергії у відповідь на сигнали оптових цін (хоча вугільна генерація має певну гнучкість).

Тоді постає питання про те, чи могла Україна досягати шляхом реструктуризації свого електроенергетичного сектору таких цілей, які ставили перед собою США, Великобританія та кожна інша заможна держава для досягнення більшої динамічності й ефективності свого повноцінно функціонуючого електроенергетичного сектору. З іншого боку, типова країна із середнім і низьким рівнем доходу намагається знаходити способи залучення капіталу для оновлення своєї застарілої системи, створюючи потенційні обмеження для зростання вітчизняного виробництва товарів і послуг у майбутньому. Погіршення інфраструктури виробництва та передачі електроенергії в Україні, стану державних фінансів України означатиме, що майбутні реформи не залучатимуть значних потоків приватних інвестицій: неадекватний та ненадійний електроенергетичний сектор гальмуватиме потенційне економічне зростання. Ефективніше використовувати обмежені ресурси і людський капітал для реформування України, більше зосереджуючись на базових державних функціях (оборона, законність і правопорядок, макроекономічний менеджмент, захист прав власності, державна система охорони здоров'я), а не на деталях реалізації переходу до двосторонніх контрактів для електроенергії та широко функціонуючих оптових ринках, складних механізмах для переказу інфраструктурних платежів між атомними, тепловими та «зеленими» електростанціями.

Висновки

Звіти Всесвітньої організації інтелектуальної власності (World Intellectual Property Organization (WIPO); заснована у 1967 р. як спеціалізоване агентство ООН) виокремлюють Україну як єдину державу Європи, в якій глобальний індекс інновацій (Global Innovation Index (GII)) перевищує очікуване значення відносно номінальних даних про рівень економічного розвитку держави [23]. Це має місце, починаючи з 2012 р., коли один з авторів даної роботи на конференції в Київському інституті міжнародних відносин звернув увагу на перспективність експортного потенціалу України в галузі інформаційно-комунікаційних технологій (ІКТ) [24]. Восени 2012 р. стартап Viewdle (створений на базі Кібцентру) став першим стартапом України у галузі ІКТ, що вийшов на глобальний ринок: Viewdle був придбаний Google. Подальші зміни індексів GII та події підтверджували глобальну присутність і лідерство України в галузі ІКТ, а також перевищення реального значення GII України відносно очікуваного. Сучасні реалії України та її громадян на території держави чи за її кордоном створюють суспільний попит на нові можливості взаємодії, координації зусиль, досягнення результатів через людиноцентричні дослідницькі інфраструктури [25].

Починаючи з 2014 р., Національна академія наук (НАН) України послідовно розробляє, впроваджує та супроводжує розподілену інформаційну технологію (PIT) підтримки науково-організаційної діяльності (НОД) НАН України [26].

Станом на 2025 р. експлуатаційні документи РІТ НОД НАН України включають низку автоматизованих робочих місць (АРМ).

Сьогодні застосунки РІТ НОД створюють дослідницьку (критичну) інформаційну інфраструктуру, однією з версій якої є корпоративна децентралізована багатофункціональна інформаційна система – ПЗ-платформа (software platform) для організації ефективної роботи територіально і галузево розподіленої корпорації у динамічному середовищі [27]. Ця платформа забезпечує інформаційну електронну взаємодію АРМ, інтегрованих в рамках команд фізичних осіб, підрозділів, юридичних осіб, груп юридичних осіб, корпорацій та інфраструктур при заданих і ресурсних багатокomпонентних цільових обмеженнях. Іншою версією може бути ПЗ-платформа, доступна не лише для співробітників НАН України, але й для всіх науковців України та стейкхолдерів, які, проживаючи за кордоном, мають відповідні переваги, знання, досвід, експертизу.

Швидкий розвиток новітніх ІКТ і штучного інтелекту (ШІ), людського капіталу Європи, включаючи Україну, створюють нові можливості для людиноцентричних децентралізованих дослідницьких інфраструктур, здатних ефективно вирішувати актуальні науково-технічні проблеми всієї Європи, сприяти її інноваційності та міжнародній конкурентоспроможності. Мільйони громадян України в Європі та світі, зокрема тисячі науковців України за кордоном, можуть відігравати важливу роль для посилення інноваційності та конкурентоспроможності кожної держави Європи через безпосередню взаємодію з наявними дослідницькими інфраструктурами, а також шляхом розбудови новітніх науково-технічних спроможностей на основі ШІ. Такі спроможності мають використовувати в режимі реального часу інформацію про людину на глобальних платформах ORCID, ResearchGate, GoogleScholar, Scopus, LinkedIn тощо, а також на державних, міждержавних, корпоративних і персональних ресурсах, захищаючи при цьому персональні дані. У свою чергу, спроможності децентралізованої дослідницької платформи мають розроблятися і підтримуватися настільки, щоб створювати мотивацію для достатньо великої кількості людей приєднуватися до неї. Особливо цінними результатами роботи таких платформ будуть спеціалізовані розробки в усіх галузях знань А–К, а також міждисциплінарні та прикладні розробки високого рівня, зокрема передові інтелектуальні інформаційні технології в сучасній енергетиці.

Список використаних джерел:

1. Горбачук В.М., Макаренко О.С. Особливості прийняття рішень людиною для розв’язання складних міждисциплінарних проблем. *Системні дослідження та інформаційні технології*. 2017. № 3. С. 73–87.
2. Горбачук В.М., Єрмольєв Ю.М., Єрмольєва Т.Ю. Двоетапна модель еколого-економічних рішень. *Вісник Одеського національного університету. Економіка*. 2016. Т. 21. Вип. 9. С. 142–147.
3. Morrison E. J. Unbundling, markets, and regulation. *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*. M. Hafner, G. Luciani (eds.). Cham, Switzerland: Palgrave Macmillan, 2022. P. 471–491.

4. Горбачук В., Гавриленко С., Голоцуков Г., Ніколенко Д. Економіка Internet-застосунків і цифрового контенту. *The Role of Technology in the Socio-Economic Development of the Post-Quarantine World*. M.Gavron-Lapuszek, A.Karpenko (eds.) Katowice: Katowice School of Technology, 2020. P. 81–88.
5. Sioshansi F. P. *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*. Cambridge, MA: Academic Press, 2013. 880 p.
6. Newbery D. M. Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities (Walras-Pareto Lectures). Cambridge, MA: MIT Press, 2002. 466 p.
7. Hannesson R. How much do European households pay for green energy? *Energy Policy*. 2019. 131 (Special Issue 1). P. 235–239.
8. Горбачук В.М. *Фінансові рішення*. Київ: Альтерпрес, 2003. 175 с.
9. Rudnick H., Velasquez C. Taking stock of wholesale power markets in developing countries: a literature review. *Policy Research Working Paper*. 2018. 8519. 44 p.
10. Krishnaswamy V. Non - payment in the electricity sector in Eastern Europe and the Former Soviet Union. *World Bank Technical Paper*. 1999. № 423. 122 p. Washington, DC: Energy Sector Unit; Europe and Central Asia Region; World Bank.
11. Krishnaswamy V., Stuggins G. Private sector participation in the power sector in Europe and Central Asia. Lessons from the last decade. *World Bank Working Paper*. 2003. № 8. 118 p.
12. Besant-Jones J.E. Reforming power markets in developing countries: what have we learned? *Discussion Paper*. 2006. № 19. 164 p.
13. Vagliasindi M., Besant-Jones J. *Power Market Structure: Revisiting Policy Options. Directions in Development*. Washington, DC: World Bank, 2013. 366 p.
14. Maurer L., Bogetic Z., Kessides I.N. Current and forthcoming issues in the South African electricity sector. *World Bank Policy Research Working Paper*. 2007. № 419. 81 p.
15. Pittman R. Restructuring Ukraine's electricity sector: what are we trying to accomplish? *Vox Ukraine*. 2015, February 7. URL: <https://voxukraine.org/en/restructuring-ukraines-electricity-sector-what-are-we-trying-to-accomplish> (accessed October 24, 2025).
16. Pollitt M. Evaluating the evidence on electricity reform: lessons for the South East Europe (SEE) market. *Utilities Policy*. 2009. 17 (1). P. 13–23.
17. Kessides I.N. Chaos in power: Pakistan's electricity crisis. *Energy Policy*. 2013. 55. P. 271–285.
18. Gatugel U.Z., Abbasoglu S., Tekbiyik E.N., Fahrioglu M. Transforming the Nigerian power sector for sustainable development. *Energy Policy*. 2015. 87. P. 429–437.
19. *Ukraine 2012*. Paris, France: International Energy Agency, 2012. 221 p.
20. Електроенергетика України: стан і тенденції розвитку (Доповідь Центру Разумкова). *Національна безпека і оборона*. 2012. № 6. 56 с.
21. Joskow P. Lessons learned from electricity market liberalization. *Energy Journal*. 2008. 29 (Issue 2 Supplement). P. 9–42.
22. Pollitt M. The role of policy in energy transitions: lessons from the energy liberalization era. *Energy Policy*. 2012. 50 (C). P. 128–137.
23. *Global Innovation Index 2025. Innovation at a Crossroads. 18th Edition*. D.Tang, S.Dutta, B.Lanvin, L.Rivera León, S.Wunsch-Vincent (eds.). Geneva, Switzerland: World Intellectual Property Organization, 2025. 295 p.
24. Горбачук В.М., Лещинська Л.В. Міжнародні інтеграційні процеси та вимірювання рівня піратства. *Актуальні проблеми міжнародних відносин*. 2012. 109 (I). С. 40–42.
25. *Analysis of War Damage to the Ukrainian Science Sector and Its Consequences*. S.Schneegans (ed.). Paris, France: United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, 2024. 34 p.
26. Khimich O., Ivlichev V., Malchevskiy I., Bespalov S., Pustovoi M., Golotsukov G., Shchetynin I., Nikolenko D., Ivanov S., Kirsanov V. A framework for the creation of distributed information technology to support the scholarly research and organizational activities of the NAS of Ukraine. *Science and Innovation*. 2018. 14 (1). С. 47–59.

27. Горбачук В., Гавриленко С. Вплив ціноутворення хмарних сервісів на прибуток провайдера, споживчий надлишок і суспільний добробут. *Проблеми програмування*. 2020. № 2–3. С. 237–245.

References:

1. Gorbachuk V.M., Makarenko O.S. (2017) Osoblyvosti pryjnyattya rishen' lyudynoyu dlya rozv'yazannya skladnykh mizhdyscyplinarnykh problem [The features of human decision making for complex interdisciplinary problems solution]. *Systemni doslidzhennya ta informacijni texnologiyi – System Research and Information Technologies*, no. 3, pp. 73–87. (in Ukrainian)
2. Gorbachuk V.M., Ermoliev Y.M., Ermolieva T.Y. (2016) Dvoetapna model ekoloho-ekonomichnykh rishen' [Two-stage model of ecological and economic decisions]. *Visnyk Odes'koho nacional'noho universytetu. Ekonomika – Odesa National University Herald. Series: Economy*, vol. 21, no. 9, pp. 142–147. (in Ukrainian)
3. Morrison E.J. (2022) Unbundling, markets, and regulation. *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*. M. Hafner, G. Luciani (eds.). Cham, Switzerland: Palgrave Macmillan, pp. 471–491.
4. Gorbachuk V., Garvilenko S., Goltsukov G., Nikolenko D. (2020). Ekonomika Internet-zastosunkiv i tsyfrovoho kontentu [Economics of Internet-applications and digital content]. *The Role of Technology in the Socio-Economic Development of the Post-Quarantine World*. M.Gavron-Lapuszek, A. Karpenko (eds.). Katowice: Katowice School of Technology, pp. 81–88. (in Ukrainian)
5. Sioshansi F.P. (2013) *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*. Cambridge, MA: Academic Press, 880 p.
6. Newbery D.M. (2002) *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities (Walras-Pareto Lectures)*. Cambridge, MA: MIT Press, 466 p.
7. Hannesson R. (2019) How much do European households pay for green energy? *Energy Policy*, no. 131 (Special Issue 1), pp. 235–239.
8. Gorbachuk V. (2003) *Finansovi rishennia* [Financial solutions]. Kyiv: Alterpres, 175 p. (in Ukrainian)
9. Rudnick H., Velasquez C. (2018) Taking stock of wholesale power markets in developing countries: a literature review. *Policy Research Working Paper*, no. 8519, p. 44.
10. Krishnaswamy V. (1999) Non-payment in the electricity sector in Eastern Europe and the Former Soviet Union. *World Bank Technical Paper*, no. 423, p. 122. Washington, DC: Energy Sector Unit; Europe and Central Asia Region; World Bank.
11. Krishnaswamy V., Stiggins G. (2003) Private sector participation in the power sector in Europe and Central Asia. Lessons from the last decade. *World Bank Working Paper*, no. 8, p. 118.
12. Besant-Jones J.E. (2006) Reforming power markets in developing countries: what have we learned? *Discussion Paper*, no. 19, p. 164.
13. Vagliasindi M., Besant-Jones J. (2013) *Power Market Structure: Revisiting Policy Options. Directions in Development*. Washington, DC: World Bank, p. 366.
14. Maurer L., Bogetic Z., Kessides I.N. (2007) Current and forthcoming issues in the South African electricity sector. *World Bank Policy Research Working Paper*, no. 419, p. 81.
15. Pittman R. (2015) Restructuring Ukraine's electricity sector: what are we trying to accomplish? *Vox Ukraine*, February 7. Available at: <https://voxukraine.org/en/restructuring-ukraines-electricity-sector-what-are-we-trying-to-accomplish> (accessed October 24, 2025).
16. Pollitt M. (2009) Evaluating the evidence on electricity reform: lessons for the South East Europe (SEE) market. *Utilities Policy*, vol. 17 (1), pp. 13–23.
17. Kessides I.N. (2013) Chaos in power: Pakistan's electricity crisis. *Energy Policy*, no. 55, pp. 271–285.
18. Gatugel U.Z., Abbasoglu S., Tekbiyik E.N., Fahrioglu M. (2015) Transforming the Nigerian power sector for sustainable development. *Energy Policy*, no. 87, pp. 429–437.
19. *Ukraine 2012*. (2012) Paris, France: International Energy Agency, p. 221.

20. *Elektroenerhetyka Ukrainy: stan i tendentsii rozvytku (Dopovid Tsentru Razumkova)* [Ukraine's electric power industry: status and development trends (Report of the Razumkov Center)]. (2012) *Natsionalna bezpeka i oborona – National security and defense*, № 6, 56 p.
21. Joskow P. (2008) Lessons learned from electricity market liberalization. *Energy Journal*, no. 29 (Issue 2 Supplement), pp. 9–42.
22. Pollitt M. (2012) The role of policy in energy transitions: lessons from the energy liberalization era. *Energy Policy*, no. 50 (C), pp. 128–137.
23. *Global Innovation Index 2025. Innovation at a Crossroads. 18th Edition.* (2025) D. Tang, S. Dutta, B. Lanvin, L. Rivera León, S. Wunsch-Vincent (eds.). Geneva, Switzerland: World Intellectual Property Organization, 295 p.
24. Gorbachuk V.M., Leshchynska L.V. (2012) Mizhnarodni intehratsiini protsesy ta vymyriuvannya rivnia piratstva [International integration processes and measuring the level of piracy]. *Aktualni problemy mizhnarodnykh vidnosyn – Actual problems of international relations*, vol. 109 (I), pp. 40–42.
25. *Analysis of War Damage to the Ukrainian Science Sector and Its Consequences.* (2024) S. Schneegans (ed.). Paris, France: United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, p. 34.
26. Khimich O., Ivlichev V., Malchevskiy I., Bespalov S., Pustovoyt M., Golotsukov G., Shchetynin I., Nikolenko D., Ivanov S., Kirsanov V. (2018) A framework for the creation of distributed information technology to support the scholarly research and organizational activities of the NAS of Ukraine. *Science and Innovation*, vol. 14 (1), pp. 47–59.
27. Gorbachuk V., Garvilenko S. (2020) Vplyv tsinoutvorennia khmarnykh servisiv na prybutok provaidera, spozhyvchyi nadlyshok i suspilnyi dobrobut [The impact of cloud services pricing on provider profit, consumer surplus, and social welfare]. *Problemy prohramuvannia – Problems of Programming*, no. 2–3, pp. 237–245. (in Ukrainian)