

6 Інші питання

У цьому розділі розглядаються три теми, що мають велике значення для електроенергетичного сектору України: ефективний моніторинг та нагляд за ринком, які необхідні для зменшення ризиків маніпулювання ринком; зміна клімату, яка вимагає декарбонізації світової економіки, головним чином шляхом збільшення використання відновлюваних джерел енергії; інтеграція українського ринку електроенергії з ринками електроенергії ЄС, що є не лише політичним пріоритетом для України, але й процесом, який має дуже значні переваги з точки зору конкуренції.

6.1. Моніторинг та нагляд за ринком

За відсутності досконало конкурентної ринкової структури, ринки повинні підлягати регулярному моніторингу та нагляду, щоб доповнити конкуренцію. Зацікавленість суспільства в безперебійному постачанні електроенергії вимагає більш інтенсивного моніторингу та нагляду за ринками електроенергії, ніж за більшістю інших ринків.

Моніторинг ринку передбачає аналіз ринку протягом тривалого періоду. Нагляд за ринком, який іноді називають оперативним моніторингом, має більш короткострокову перспективу і спрямований на дослідження поведінки окремих учасників ринку та його прозорість.

Моніторинг надає інформацію про структуру та функціонування ринків електроенергії з регулярним звітуванням про такі елементи, як ліквідність, ціни та частки ринку, а також підвищує прозорість ринку. Це може принести користь учасникам ринку та потенційним інвесторам при прийнятті рішень. Моніторинг ринку також може визначити шляхи покращення ефективності роботи ринку та слугувати інформацією для політиків.

Моніторинг та нагляд є стандартними завданнями регуляторів на лібералізованих енергетичних ринках. З лібералізацією ринку електроенергії в Україні у 2019 році моніторинг та нагляд за ринком стали ключовими завданнями Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП).

6.1.1. Моніторинг ринку

Система моніторингу ринку електроенергії в Україні в цілому відповідає регуляторній практиці країн ОЕСР. Регулятор систематично збирає, аналізує та публікує дані про стан ринку.

Повноваження та обов'язки НКРЕКП у сфері моніторингу викладені у статті 20 Закону України «Про НКРЕКП»¹ та статті 6 Закону про ринок. НКРЕКП затвердила порядок здійснення моніторингу ринку, який визначає організаційну структуру процесу моніторингу, основні показники моніторингу та засади використання результатів моніторингу для публікації та внутрішнього використання.² Для збору даних НКРЕКП розробила форми звітності та детальні інструкції для учасників ринку щодо надання запитуваних даних.³ Учасники ринку зобов'язані заповнювати щомісячні, щоквартальні та річні форми звітності. Дані, зібрані у формах, слугують основою для моніторингової діяльності та публікацій звітів НКРЕКП. НКРЕКП публікує щоквартальні та річні моніторингові звіти, які охоплюють як оптовий, так і роздрібний ринки електроенергії. Із запровадженням воєнного стану НКРЕКП призупинила публікацію більшості своїх регулярних звітів, в тому числі і моніторингових.

Однією з слабких сторін процесу моніторингу є відсутність загальних та гармонізованих індикаторів для роздрібного та оптового ринків. Крім того, методологія розрахунку таких індикаторів, як індекс Герфіндала-Гіршмана, індекс ключового постачальника та індекс залишкової пропозиції, не була опублікована. НКРЕКП заявила, що використовує стандартну методологію розрахунку цих індикаторів, але розрахунки можуть включати припущення та варіації, які не є очевидними.

6.1.2. Нагляд за ринком

Моніторинг ринку ex-post, який здійснює НКРЕКП, доповнюється наглядом за ринком, який називається оперативним моніторингом. Цілями оперативного моніторингу є:

- підвищення ефективності функціонування ринку електричної енергії
- виявлення практики, що призводить до порушення правил ринку, спотворення чи обмеження конкуренції на ринку електричної енергії
- інформування громадськості про функціонування ринку електричної енергії.⁴

НКРЕКП збирає інформацію від учасників ринку, які володіють первинними даними про оптовий ринок, переважно від Оператора ринку (ОР), Оператора системи передачі (ОСП) та УЕБ. ОР надає інформацію про ринок «на добу наперед» (РДН) та внутрішньодобовий ринок (ВДР), ОСП – про балансуючий ринок (БР), транскордонну пропускну спроможність, імпорту та експорт, а УЕБ – про двосторонні угоди на своїй платформі. НКРЕКП публікує отримані оперативні дані на своєму вебсайті⁵ без супроводжуючого аналізу.

ОР, ОСП та УЕБ відповідають за нагляд за своїми відповідними сегментами. У разі виявлення ознак маніпулювання ринком вони зобов'язані повідомити про це НКРЕКП та учасника ринку, якого підозрюють у маніпулюванні, до наступного робочого дня.⁶

На додаток до існуючої національної системи моніторингу, Україна як член Енергетичного Співтовариства повинна транспонувати європейське законодавство у сфері моніторингу енергетичних ринків. Такі зобов'язання стосуються насамперед імплементації правил ЄС, що забороняють маніпулювання ринком, і включають Регламент про цілісність та прозорість оптового енергетичного ринку (REMIT), Імплементаційний Регламент REMIT⁷ та керівні документи, видані Агентством Європейського Союзу з питань співробітництва енергетичних регуляторів (ACER).

Інформаційне вікно 6.1. Регламент REMIT

Регламент про цілісність і прозорість оптового енергетичного ринку (REMIT) був запроваджений Європейським Союзом у 2011 році. Метою REMIT є вдосконалення системи моніторингу та регуляторного нагляду за операціями з оптової торгівлі електроенергією. Враховуючи пряму дію своїх положень у країнах ЄС, Регламент REMIT формує спільну правову базу для підвищення прозорості, цілісності ринку та захисту прав споживачів.

Регламент REMIT базується на чотирьох принципах:

- Прозорість – зобов'язання учасників ринку розкривати інсайдерську інформацію;
- Чесність – чіткі заборони зловживань на оптових ринках енергії;
- Моніторинг – комплексна та ефективна система моніторингу оптових енергетичних ринків;
- Співпраця – тісна співпраця та координація між ACER та національними органами регулювання (НОР).

Агентство Європейського Союзу з питань співробітництва з регуляторними органами в сфері енергетики (ACER) відповідає за моніторинг торгівлі енергоресурсами з метою виявлення та запобігання торгівлі, заснованої на інсайдерській інформації та маніпулюванні ринком. ACER співпрацює з НОР в кожній державі-члені ЄС.

Витрати на діяльність ACER з моніторингу та нагляду за ринком (збір, обробка та аналіз інформації) фінансуються за рахунок плати, що стягується з учасників ринку.

Джерела: ЄС (2011^[1]), Регламент (ЄС) № 1227/2011 Європейського Парламенту та Ради від 25 жовтня 2011 року про цілісність та прозорість оптового енергетичного ринку, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227&qid=1678963014787>; Європейська Комісія (2020^[2]), Рішення Комісії (ЄС) 2020/2152 від 17 грудня 2020 року про збори, що сплачуються Агентству Європейського Союзу з питань співробітництва енергетичних регуляторів за збір, обробку та аналіз інформації, наданої відповідно до Регламенту (ЄС) № 1227/2011 Європейського Парламенту та Ради, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dec/2020/2152/oj>.

У рамках процедур транспонування законодавства ЄС Рада міністрів Енергетичного Співтовариства прийняла «полегшену» версію REMIT.⁸ Порівняно з повною версією, REMIT Light містить менше, а в деяких випадках і спрощені правила. Найголовніше, він не передбачає:

- централізований збір даних ACER
- зобов'язання учасників ринку щодо звітності
- координація транскордонних розслідувань (Hutarevych, 2022^[3]).

REMIT Light є підготовчим етапом, на якому можуть ґрунтуватися індивідуальні розслідування, але ефективна перевірка всіх транзакцій вимагає повної імплементації REMIT.

Після прийняття рішення Енергетичного Співтовариства щодо REMIT Light Україна розпочала процес його транспозиції. Це вимагало внесення змін до первинного законодавства та розробки відповідного вторинного законодавства. Зокрема, має бути визначено та встановлено:

- основні терміни та визначення Регламенту REMIT;
- вимоги щодо заборони маніпулювання на оптових ринках електричної енергії та поводження з інсайдерською інформацією;
- порядок отримання та обробки інформації, необхідної для виконання покладених на Регламент REMIT завдань, від учасників ринку та осіб, які професійно організовують оптову торгівлю енергетичними продуктами (у тому числі визначення порядку встановлення граничної плати за послуги осіб, що надають інформацію від імені учасників оптових ринків енергоносіїв), режим захисту отриманих документів та інформації;
- зобов'язання НКРЕКП створити та забезпечити функціонування реєстру учасників оптового ринку електричної енергії, відповідно до вимог REMIT;
- посилення регуляторних повноважень НКРЕКП щодо проведення розслідувань на оптовому ринку електроенергії та співпраці з регуляторами сусідніх країн та іншими органами влади щодо виконання вимог Регламенту REMIT.

Процес розробки та обговорення підзаконних актів щодо прозорості ініційовано НКРЕКП. У 2019 році в НКРЕКП було розроблено проект постанови «Про затвердження вимог щодо заборони та запобігання зловживанням на оптових ринках енергоносіїв».⁹ Ця постанова вимагала змін до законів України, які ще не внесені українським парламентом. Відсутність законодавчих дій перешкодила реалізації положень REMIT, викладених у постанові НКРЕКП. Як наслідок, 30 листопада 2021 року Енергетичне Співтовариство ухвалило рішення про невиконання Україною Договору про Енергетичне Співтовариство та закликала Україну виправити цю ситуацію до 1 липня 2022 року.¹⁰

У Верховній Раді України було зареєстровано кілька законопроектів щодо впровадження положень REMIT. Проект Закону про внесення змін до деяких законів України щодо запобігання зловживанням на оптових ринках електричної енергії¹¹ пройшов перше читання в енергетичному комітеті та був прийнятий Верховною Радою для подальшого розгляду та остаточного прийняття 20 вересня 2022. Положення законопроекту отримали підтримку НКРЕКП та Секретаріату Енергетичного Співтовариства, але вони мають бути доопрацьовані з урахуванням зауважень, отриманих під час законодавчих слухань та поданих енергетичним комітетом пропозицій, перш ніж вони стануть законом.

Без імплементації правил прозорості та запобігання зловживанням на ринку електроенергії, які передбачені пакетом законодавства REMIT, існує ризик того, що Регулятор не зможе ефективно виконувати функцію моніторингу та нагляду за функціонуванням ринку.

6.2. Виробництво електроенергії з відновлюваних джерел енергії

У всьому світі основною мотивацією підтримки виробництва електроенергії з ВДЕ є зміна клімату та її негативні наслідки для навколишнього середовища, економіки та суспільства. Найбільший внесок у зміну клімату вносить спалювання викопного палива (UN, 2023^[4])).

Історично склалося так, що сукупні інвестиційні та операційні витрати на виробництво електроенергії з ВДЕ були відносно високими. Однак, оскільки ціни на сонячні та вітрові технології падають, конкурентоспроможність виробництва електроенергії з ВДЕ зростає порівняно з виробництвом на основі викопних видів палива. З огляду на високі ціни на природний газ та вугілля в умовах війни у 2022 році собівартість електроенергії з сонячних та вітрових електростанцій була нижчою, ніж з вугільних та газових електростанцій.

Підвищення конкурентоспроможності ВДЕ у поєднанні з його кліматичними перевагами робить його привабливим варіантом для задоволення зростаючого попиту. Масштабне вторгнення Російської Федерації в Україну виявило ще одну перевагу ВДЕ, а саме її роль в енергетичній безпеці. Енергія з ВДЕ є величезним, стійким, внутрішнім ресурсом. Виробництво електроенергії на основі місцевих джерел прокладає шлях до зменшення імпорту енергії та підвищення енергетичної безпеки.

Наразі найбільший потенціал у світі мають вітрова та сонячна енергетика, які є найбільш перспективними технологіями ВДЕ. З ринкової точки зору, вони мають той недолік, що не реагують на попит; вони можуть виробляти електроенергію на повну потужність, коли попит низький, або на знижену потужність, коли попит високий, залежно від погодних умов, що посилює вимоги до гнучкості енергосистеми.

6.2.1. Зусилля по боротьбі зі зміною клімату

Нинішній та попередні уряди України зобов'язали країну приєднатися до глобальних зусиль по боротьбі зі зміною клімату шляхом скорочення викидів парникових газів. У 2017 році уряд виклав свою основну стратегію декарбонізації в Енергетичній стратегії України до 2035 року¹² та Національно-визначеному внеску України до Паризької угоди¹³. У 2021 році Україна також заявила про свою підтримку Європейського зеленого курсу.¹⁴ У рамках своєї стратегії Україна прагне зменшити викиди вуглецю в процесі постачання електроенергії.

Щоб досягти глобальних та національних цілей зі скорочення викидів парникових газів відповідно до Паризької угоди, виробництво електроенергії та інші галузі економіки повинні відмовитися від викопних видів палива. За даними Міжнародного енергетичного агентства, для досягнення глобального нульового рівня викидів до 2050 року частка виробництва електроенергії з відновлюваних джерел має зрости з близько 29% у 2021 році до понад 60% у 2030 році (International Energy Agency, 2021^[5]). Очікується, що електрифікація транспорту, житлового та промислового опалення, а також промислового виробництва значно збільшить глобальний попит на електроенергію.

У світі основними видами ВДЕ для виробництва електроенергії є гідроенергетика, вітроенергетика, сонячні технології та біоенергетика. Всі ці технології присутні в структурі виробництва електроенергії в Україні і мають потенціал для розширення. Найбільшою ВДЕ в структурі виробництва електроенергії в Україні є гідроенергетика, за нею йдуть сонячна, вітрова енергетика та біопаливо. Частка інших ВДЕ є незначною. У 2021 році всі відновлювані джерела енергії разом становлять близько 13% від загального обсягу виробництва електроенергії в країні. Це відстає від середнього показника європейських країн ОЕСР, який становив 42% у 2020 році, а також значно нижче глобальної частки відновлюваних джерел енергії, яка становила близько 23% у 2019 році (IEA, 2022^[6]).

Інформаційне вікно 6.2. Потенціал ВДЕ в Україні

Україна має сприятливі умови для розвитку вітрової, сонячної та біоенергетики, а її велика географічна територія пропонує багато місця для встановлення об'єктів ВДЕ.

Таблиця 6.1. Потенціал конкурентоспроможної за вартістю генерації у 2030 році

Тип	Найкращий випадок	Найгірший випадок
Сонячна PV	88 340	54 948
Вітер	858 107	856 411
Біомаса	88 340	54 948
Гідроенергетика ¹	14 114	

Примітка: 1. Сценарій середньої вартості.

Джерело: IRENA, Joanneum Research та Університет Любляни (2017^[7]), Конкурентоспроможна за вартістю генерація електроенергії з відновлюваних джерел: Потенціал у Південно-Східній Європі, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Cost-competitive_power_potential_SEE_2017.pdf.

Найбільш значним і перспективним джерелом відновлюваної енергії в Україні є вітер. До 2030 року наземна вітроенергетика може виробляти майже 860 ГВт·год електроенергії. Чорне море також пропонує значний потенціал для офшорної вітроенергетики, хоча її розвиток може бути нездійсненним у коротко- та середньостроковій перспективі через проблеми безпеки.

Потужний сільськогосподарський сектор України пропонує значний потенціал для розвитку комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (ТЕЦ) з біомаси. Найбільший потенціал мають сільськогосподарські відходи таких культур, як зерно, соняшник та ріпак. Ці культури вирощуються у великих кількостях у багатьох частинах України, забезпечуючи достатню кількість палива для заводів з виробництва біомаси та дозволяючи короткі транспортні маршрути. Біомаса також може бути перетворена на біометан і біогаз шляхом газифікації, замінюючи або доповнюючи природний газ. Найбільш економічним способом використання біомаси є комбіноване виробництво теплової та електричної енергії.

До вторгнення Росії в лютому 2022 року в Україні вже було встановлено 6,3 ГВт сонячних потужностей. Через пошкодження електроенергетичної системи, спричинені війною, багато українських будинків і невеликих міст покладаються на сонячну енергію для підтримки енергопостачання. Оскільки українські енергетичні компанії вже мають досвід будівництва та експлуатації сонячних електростанцій, це може бути найбільш доступним джерелом відновлюваної енергії для України.

Джерела: GLOBSEC (2022^[8]), Відновлювана енергетика в Україні: Рішення для європейської енергетичної безпеки та зміщення ВНД ЄС на схід, https://www.globsec.org/what-we-do/publications/renewable-energy-ukraine-solution-european-energy-security-and-shifting-eu#_ftn9; IRENA (2015^[9]), REmap 2030 Перспективи відновлюваної енергетики в Україні, <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook/Renewable-energy-roadmaps>; IRENA, Joanneum Research та Університет Любляни (2017^[7]), Конкурентоспроможне виробництво електроенергії з відновлюваних джерел: Потенціал у Південно-Східній Європі, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Cost-competitive_power_potential_SEE_2017.pdf.

6.2.2. Конкурентоспроможність за собівартістю

З роками цінова конкурентоспроможність відновлюваної генерації покращилася. Субсидії допомогли збільшити пропозицію і дозволили компаніям розвивати економію на масштабах і знизити витрати. Паралельно з цим покращилася ефективність відновлюваних технологій, що ще більше підвищило їхню конкурентоспроможність.

З 2010 по 2021 рік цінова конкурентоспроможність технологій відновлюваної енергетики різко зросла. Собівартість виробництва сонячних електростанцій впала на 88%, а наземних вітрових електростанцій – на 67% порівняно з середньозваженою світовою вирівняною собівартістю електроенергії (LCOE15) для нових введених в експлуатацію об'єктів.

Слід зазначити, що хоча LCOE є корисним показником, він не повністю охоплює всі фактори, що мають відношення до оцінки конкурентоспроможності енергетичних проєктів. Зокрема, він не враховує профіль генерації технології, який впливає на очікувані доходи. Вітрова та сонячна генерація залежить від погодних умов, а не від попиту та ринкової ціни. Тому ці технології можуть приносити менше прибутку, ніж середня ціна на електроенергію. І навпаки, генерація з викопних видів палива та інші диспетчеризовані технології, такі як виробництво енергії з біомаси, накопичувачі енергії, можуть реагувати на цінові сигнали, регулюючи обсяги виробництва. Виробляючи більше, коли ціни високі, вони можуть досягти цін, вищих за середні, що призводить до вищих доходів.

Поєднання нижчих витрат на відновлювані джерела енергії та високих цін на викопне паливо створило ринкове середовище, в якому сонячна фотоелектрична та гідроенергетика стали дешевшими на основі LCOE, ніж будь-який новий варіант виробництва електроенергії на викопному паливі у 2021 році. Геотермальна та біоенергетика залишаються в середньому дорожчими, ніж найдешевший варіант спалювання викопного палива (NEURC, 2020^[10]). Однак, якщо ціни на паливо впадуть, ця перевага у вартості може зменшитися або зникнути. Тим не менш, довгострокова глобальна тенденція явно свідчить на користь виробництва електроенергії з ВДЕ.

Глобальна перевага вітрових та сонячних проєктів не обов'язково повною мірою стосується ситуації в Україні. Розрахунок вартості залежить від ключових припущень, що стосуються середньозваженої вартості капіталу (WACC), економічного життя проєктів, а також витрат на експлуатацію та обслуговування.

Глобальні значення LCOE, розраховані Міжнародним агентством з відновлюваної енергетики, базуються на значеннях WACC для конкретних технологій, які усереднюються та зважуються по країнах. Реальна післяподаткова WACC для українських вітрових та сонячних проєктів становить 9,9%, що перевищує середньозважений світовий показник у 7,5% (IRENA, 2022^[11]). Це означає, що вартість капіталу для таких проєктів в Україні є відносно високою, що знижує їхню цінову конкурентоспроможність.

Іншою важливою змінною є інфляція,¹⁶ яка враховується в реальній WACC. Зростання інфляції збільшує реальну WACC і, відповідно, вартість капіталу. Для найбільш актуальних для України видів відновлюваної енергетики (вітрової, сонячної та гідроенергетики) вартість капіталу є основним фактором, що визначає цінову конкурентоспроможність. Оскільки такі об'єкти працюють на безкоштовному паливі, витрати на будівництво є найбільшим компонентом загальних витрат. Для вугільних та газових електростанцій вартість палива становить більшу частину загальних витрат, а частка капітальних витрат, відповідно, значно нижча.

6.2.3. Гнучкість енергосистеми та ціни

Окрім витрат, на конкурентоспроможність відновлюваної енергетики впливає низка інших чинників, зокрема, існуюча структура генерації, нормативно-правова база, структура ринку, рівень цін на електроенергію та її передачу та розподіл.

У виробництві електроенергії в Україні домінують атомні та вугільні електростанції, сукупна частка яких у 2020 році становила 84% від загального обсягу виробництва. Ці станції є найбільш ефективними, коли працюють на повну або близьку до повної потужність. Вони відносно повільно коригують свою потужність і не можуть швидко зупинити або запустити виробництво. Увімкнення або вимкнення атомних станцій може зайняти кілька днів.

Гнучкість генерації є абсолютною необхідністю для будь-якої енергосистеми, щоб гарантувати, що постачання електроенергії завжди відповідає попиту. В енергосистемі України найбільш гнучкими потужностями є гідроелектростанції та електростанції, що працюють на природному газі. Їхня частка у загальному виробництві електроенергії становила 13% у 2020 році. Для порівняння, у європейських країнах ОЕСР на гідроенергетику та природний газ припадає 39% загального виробництва електроенергії (IEA, 2022^[6]). Щоб компенсувати це, вугільні електростанції в Україні працюють як маневрена генерація, навіть якщо це знижує їхню технічну ефективність. Відносно низька частка маневрених потужностей в Україні є довгостроковим технічним бар'єром для широкомасштабного розгортання вітрових та сонячних електростанцій, виробництво яких залежить від погодних умов, а отже, є волатильним. Щоб компенсувати цю нестабільність, в систему необхідно вбудувати достатню кількість гнучких генеруючих потужностей та/або накопичувачів. За нинішнього рівня вітрової та сонячної генерації в Україні це питання є керованим, але гнучкість енергосистеми має зрости, щоб дозволити інтеграцію значно більших обсягів непостійної або змінної генерації з ВДЕ.

Гнучкість системи може бути досягнута різними способами, такими як додавання гнучких генеруючих одиниць і систем накопичення енергії, розкриття потенціалу реагування на попит і розширення потужностей міжсистемних з'єднань. Більша та більш інтегрована мережа – особливо за межами національних кордонів – може зменшити сукупну мінливість виробництва електроенергії з ВДЕ, особливо вітроенергетики. Для максимізації гнучкості найкращим заходом вважається збільшення пропускну здатності міждержавних з'єднань.

Міжнародний досвід показує, що інтеграція великої частки нестабільних ВДЕ в енергосистему є можливою. Наприклад, у Данії вітроенергетика становить 57% від загального виробництва електроенергії, а сонячна енергетика – 4 % (IEA, 2022^[6]).

Виробництво електроенергії з ВДЕ з дуже низькими або нульовими граничними витратами, такими як гідро-, вітро- та сонячна енергія, сприяє зниженню оптових цін на електроенергію. Вони витісняють дорожчих виробників вниз за порядком вартості, що змінює форму кривої пропозиції та ринкову ціну на електроенергію. В результаті стає можливим задовольнити попит за допомогою менш дорогих електростанцій. Зниження цін на електроенергію завдяки збільшенню частки відновлюваних джерел енергії називається «ефектом справедливого розподілу».

Ефект справедливого розподілу зменшує кількість годин, необхідних для роботи найдорожчих традиційних електростанцій. Для того, щоб такі електростанції залишалися доступними, якщо вони дійсно потрібні, може знадобитися різке підвищення цін у певні години. Якщо ціни будуть обмежені, дорогі пікові електростанції підуть з ринку. Високі ціни в певні години не обов'язково означають високі ціни в середньому через ефект зниження цін генерацією з ВДЕ.

За певних умов генерація з ВДЕ може створювати надлишок електроенергії в енергосистемі. Це відбувається переважно тоді, коли рівень попиту є низьким, а рівень виробництва ВДЕ – високим. Нормальною реакцією ринку на надлишкову пропозицію є падіння ціни до рівня, на якому попит і пропозиція відновлюють баланс. На ринках електроенергії це може означати від'ємні ринкові ціни на РДН або ВДР. В останні роки від'ємні ціни стали регулярним, хоча і нечастим явищем у деяких країнах. У США, наприклад, ціни на вузлах оптового ринку були від'ємними протягом близько 4% усіх годин у 2020 році (Seel et al., 2021^[12]). Від'ємні ціни не лише враховують короткострокові коливання попиту та пропозиції, але й сигналізують про необхідність інвестування в передачу та в

технології зберігання електроенергії. Наразі Правила ринку РДН в Україні не допускають від'ємних цін.

Загалом, висока частка нестабільної або нестійкої генерації з ВДЕ має тенденцію до збільшення цінової волатильності. Хоча ефект справедливого розподілу штовхає ціни вниз, дефіцит у періоди низького виробництва ВДЕ може призвести до стрибків цін. Це створює стимули для роботи та інвестицій у гнучке виробництво, зберігання та заходів із управління попитом. Обмеження волатильності за допомогою цінових обмежень заважає ринкам надсилати правильні сигнали, що може підвищити витрати на балансування в короткостроковій перспективі та знизити довгострокову гнучкість енергосистеми.

6.2.4. Рухатися до конкуренції

Минулі проблеми з механізмом «зеленого» тарифу, значні ускладнення в роботі, що виникли внаслідок російського вторгнення, та майбутні виклики для відновлення потребують суттєвого перегляду політики України у сфері ВДЕ генерації. Зокрема, створення умов для конкуренції між виробниками ВДЕ та інвесторами має стати частиною нового підходу до використання ВДЕ в Україні.

За чинної системи підтримки виробники ВДЕ були фактично виключені з прямої участі в оптовому ринку електроенергії, оскільки лише виробники, які продають свою продукцію Гарантованому покупцю (ГП), мають право на отримання «зеленого» тарифу.¹⁷ Зміни до Закону про ринок у липні 2022 року дозволили виробникам ВДЕ, які отримують «зелений» тариф, вийти з системи і, що дуже важливо, право повернутися до системи підтримки та балансуєної групи ГП.¹⁸ Вихід із системи означає відповідальність за продаж усієї виробленої електроенергії, а також повну відповідальність за будь-який небаланс. За звичайних обставин вихід із системи підтримки не є привабливим варіантом для виробників ВДЕ, оскільки «зелений» тариф вищий за ринкову ціну. Проте проблеми з несплатою та несвоєчасною оплатою можуть спонукати деяких виробників ВДЕ вийти з системи та безпосередньо брати участь у ринку електроенергії. Можливість повторного входу в систему підтримки на тих самих умовах знижує ризик і робить це реалістичним варіантом. Єдиним обмеженням є 60-денний термін очікування повернення до системи «зеленого» тарифу та балансуєної групи ГП. Значна кількість добровільних виходів із системи зелених тарифів зменшить фінансові витрати на підтримку ВДЕ та полегшить фінансовий тягар на БР та у ОСП. До якої міри виробники ВДЕ вирішать вийти із системи підтримки, ще належить з'ясувати.

Що стосується майбутнього впровадження ВДЕ, було прийнято важливе рішення щодо переходу до більш конкурентоспроможної системи підтримки. На зміну встановленому «зеленому» тарифу придуть аукціони на потужності ВДЕ. Аукціони – це конкурентний процес торгів електроенергією з ВДЕ. Уряд оголошує тендер на закупівлю певної потужності або виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Розробники проекту, які беруть участь в аукціоні, подають заявку з ціною за одиницю електроенергії, за якою вони готові реалізувати проект. Аукціоніст оцінює пропозиції на основі ціни та інших критеріїв і підписує договір купівлі-продажу електроенергії з переможцем торгів.

Аукціони були успішно запроваджені в кількох країнах для забезпечення економічно ефективного розміщення потужностей ВДЕ.

Нова аукціонна система поєднується із заходами, спрямованими на те, щоб майбутні виробники ВДЕ виявилися конкурентними на ринку. Вони продаватимуть безпосередньо на ринку (а не через ГП) і відповідатимуть за свої небаланси. Це стимулюватиме виробників ВДЕ, зокрема вітрових та сонячних генераторів, краще прогнозувати свою генерацію, щоб уникнути платежів за небаланс.

Для повного використання потенціалу запланованого механізму підтримки можна запровадити додаткові заходи щодо стимулювання участі виробників ВДЕ на оптовому ринку. Наприклад,

виробники ВДЕ могли б приймати активну роль на балансуєчому ринку. Більшість типів ВДЕ мають технічну можливість пропонувати балансуєчу енергію, здебільшого у напрямку вниз (тобто, зменшення виробництва). Проте у виробників ВДЕ немає стимулу брати участь у балансуєчому ринку, оскільки існуючі механізми підтримки винагороджують лише вироблену електроенергію. Таким чином, вони не зацікавлені в зниженні виробництва, навіть коли балансуєчий ринок пропонує високі ціни за меншу кількість споживаної електроенергії в системі.

Періоди надлишку електроенергії можуть виникати не лише на балансуєчому ринку, а й на спотових ринках. Якщо дозволити цінам стати від'ємними, виробники вітру могли б отримати вигоду від зниження виробництва, якщо б система підтримки врахувала це.

На додаток до конкретних заходів, спрямованих на зниження собівартості виробництва електроенергії з ВДЕ, таких як аукціони з продажу потужностей, та їх кращої інтеграції в оптовий ринок електроенергії, стабільна та прозора регуляторна система, зменшення державного та регуляторного втручання в ринковий механізм та подальша інтеграція в енергетичний ринок ЄС залишатимуться вирішальними факторами для розвитку ВДЕ в Україні.

6.2.5. Рух до рівних умов гри (гарантії походження)

Основною перевагою генерації з ВДЕ є її вуглецевий нейтралітет. Встановлення ціни на викиди парникових газів створить рівні умови для інтерналізації екологічних витрат і зрівняє умови, за яких конкурують ВДЕ та генерація, що працює на викопному паливі. В принципі, це могло б усунути необхідність підтримки виробництва електроенергії з ВДЕ. На практиці, перехід до системи, в якій негативні наслідки викидів можуть бути повністю інтерналізовані без порушення роботи ринків електроенергії та підризу безпеки постачання, займає багато часу.

Тим не менш, попередні кроки до створення рівних умов для всіх технологій генерації можуть і повинні бути зроблені. Найменш нав'язливим заходом було б запровадження гарантії походження (ГП), які б відстежували джерело електроенергії до електростанції, що її виробила. ГП – це електронний документ, який надає кінцевим споживачам докази того, що певна частка або кількість енергії була вироблена з ВДЕ. По суті, це електронний механізм для відстеження походження кожного МВт·год виробленої електроенергії.

ГП дають споживачам можливість отримувати перевірену електроенергію вироблену ВДЕ. Для виробників і постачальників ВДЕ це відкриває новий шлях до диференціації своєї продукції та отримання додаткових доходів. Слід зазначити, що ГП забезпечує виробництво відновлюваної електроенергії, а не доставку її покупцеві. Фізично всі клієнти отримують однакову електроенергію, що подається в мережу. Це означає, що торгівля ГП повністю відокремлена від торгівлі фізичною потужністю.

В ЄС постачальники електроенергії, які позиціонують свою енергію як відновлювану, повинні довести це за допомогою ГП. Ця вимога була введена в Директиві про відновлювану енергетику¹⁹ в 2001 році.

В Україні немає діючої системи ГП, незважаючи на міжнародні зобов'язання та спроби її налагодити. Як сторона Договору про Енергетичне Співтовариство, Україна взяла на себе зобов'язання імплементувати Директиву ЄС про відновлювану енергетику 2009 року²⁰ до 1 січня 2014 року²¹, яка вимагає, щоб походження електроенергії, виробленої з ВДЕ, могло бути гарантованим.

У 2013 році Україна зробила перші правові кроки для запровадження ГП, внісши зміни до Закону «Про альтернативні джерела енергії» та затвердивши²² порядок видачі, використання та припинення дії сертифікатів ГП. Однак, ГП не були впроваджені, оскільки не був створений необхідний електронний реєстр. Розробка та адміністрування реєстру була покладена на Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України, яке не мало необхідних правових

повноважень для запровадження системи, а також інституційної спроможності та фінансових ресурсів для її реалізації. Іншим аспектом невпровадження системи ГП була її несумісність з діючою на той час моделлю ринку єдиного оптового покупця, відповідно до якої єдиний покупець не вважав впровадження ГП пріоритетним завданням.

З лібералізацією ринку електроенергії з'явився сильніший стимул для розвитку ГП. Відповідно до існуючого механізму підтримки ВДЕ, ГП створюють можливість додаткових доходів для Гарантованого покупця, оскільки він зможе продавати свою електроенергію як зелену або окремо продавати сертифікати постачальникам або бізнесу. Виробники ВДЕ поза межами механізму підтримки могли б отримати аналогічний прибуток. У майбутньому це може стати важливим фактором для інвестицій у ВДЕ.

Запропоноване законодавство ЄС щодо запровадження механізму коригування меж вуглецю (СВАМ) (див. Вставку 6.3) передбачає додатковий стимул для впровадження ГП.

Інформаційне вікно 6.3. Механізм регулювання кордонів викидів вуглецю ЄС (СВАМ)

У липні 2021 року Європейська комісія опублікувала свою пропозицію щодо регламенту, який запроваджує механізм коригування викидів вуглецю (СВАМ). Хоча законодавчий процес ще триває, очікується, що регламент набуде чинності 1 жовтня 2023 року.

Метою СВАМ є обмеження ризику витоку вуглецю з ЄС до інших країн шляхом запровадження податку на викиди вуглецю на певні імпорتنі продукти. Витік вуглецю відбувається, якщо компанії з ЄС переносять своє виробництво за кордон, щоб уникнути витрат на викиди CO₂ відповідно до Системи торгівлі викидами ЄС або імпортують продукцію, на яку не поширюється ціна на вуглець у країні виробництва.

Початкова пропозиція СВАМ охоплює п'ять секторів: алюміній, цемент, електроенергія, добрива, а також залізо та сталь. Остаточний обсяг може бути ширшим, оскільки Європейський парламент запропонував включити також органічні хімікати, водень і полімери. У довгостроковій перспективі її можна розширити до інших секторів, охоплених Системою торгівлі викидами ЄС, таких як папір, скло та хімікати.

Після трирічного перехідного періоду з певними зобов'язаннями щодо звітності, імпортери продукції з ЄС повинні будуть сплачувати за вбудовані викиди шляхом придбання сертифікатів СВАМ.

Українська продукція, включаючи електроенергію, є особливо вразливою до впровадження СВАМ. Згідно з результатами моделювання (Chereliev, 2021^[13]), експорт електроенергії може впасти на 12%, також постраждає експорт чорних металів, нафтопродуктів та хімічної продукції.

Щоб уникнути негативного впливу СВАМ на свій експорт, Україна може спробувати виконати умови для отримання винятків. Винятки будуть доступні для країн, які застосовують Систему торгівлі викидами ЄС або мають внутрішню Систему торгівлі викидами ЄС, пов'язану з нею. Крім того, Україна може бути звільнена від дії СВАМ, якщо її ринок електроенергії буде інтегрований з ринком ЄС через ринкове об'єднання і якщо вона відповідатиме певним додатковим критеріям. В обох випадках функціонуюча система ГП була б дуже важливою.

Джерела: Чепелев (2021^[13]), Можливі наслідки запровадження європейського механізму вуглецевого коригування для України та інших торговельних партнерів ЄС, <https://doi.org/10.46557/001c.21527>; Європейська комісія (2022^[14]), Механізм регулювання кордонів викидів вуглецю ЄС, https://taxation-customs.ec.europa.eu/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism_en.

Міністерство енергетики опублікувало проєкт закону про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження реєстру видачі, використання та припинення дії гарантій походження електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії.²³ Законопроєкт був позитивно сприйнятий деякими зацікавленими сторонами, такими як Європейсько-українське енергетичне агентство. Він не вирішує питання про те, як українська система ГП буде пов'язана з ринком ГП ЄС, але очікується, що це питання буде врегульовано вторинним законодавством. Приєднання до Європейської системи енергетичних сертифікатів походження значно посилить переваги майбутньої української системи ГП.

6.3. Інтеграція з енергетичними ринками ЄС

6.3.1. Стан справ і останні події

Як описано в Розділі 1 цього звіту, Україна та Молдова синхронізувалися з системою Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E)²⁴ 16 березня 2022 року. Проєкт синхронізації розпочався у 2017 р., а завершення процесу передбачалося у 2023 р. Однак через повномасштабне вторгнення Росії аварійна синхронізація була здійснена в березні 2022 року, раніше початкового графіку. Це дозволило Україні від'єднатися від енергосистеми Російської Федерації та Білорусі і отримати доступ до взаємної підтримки стабілізації частоти²⁵ та аварійного живлення від європейських ОСП, що підвищило безпеку енергопостачання та стійкість системи.

Пізніше аварійну синхронізацію було розширено для забезпечення комерційних перетоків. У середині 2022 року, після виконання технічних передумов усіма зацікавленими ОСП, комерційний обмін електроенергією між Україною/Молдовою та сусідніми країнами ЄС відновився. На першому етапі було надано 100 МВт торгової комерційної потужності між Україною та Румунією (ENTSO-E, 2022^[15]).

Обмежений експорт електроенергії з України до Польщі відновився у березні 2022 року, після чого у липні 2022 року було відкрито експорт до Словацької Республіки. Спочатку, після відкриття торгівлі з Румунією, доступна пропускна спроможність міждержавних з'єднань була обмежена 100 МВт в обох напрямках і розподілялася на щоденних аукціонах. З 5 вересня 2022 року доступна транскордонна пропускна спроможність між Україною та системою ENTSO-E збільшилася до 300 МВт вдень і залишилася на рівні 250 МВт вночі (ENTO-E, 2022^[16]).

Загалом, транскордонна торгівля електроенергією значно скоротилася у 2022 році порівняно з 2021 роком. У період з березня по серпень 2022 року²⁶ Україна експортувала загалом 1 335 717 МВт·год електроенергії до Польщі, Молдови, Румунії та Словацької Республіки, що становить близько половини обсягу, переданого за аналогічний період 2021 року (EXPRO Consulting, 2022^[17]). Загальна транскордонна пропускна спроможність також знизилася з майже 5 900 МВт до війни до близько 900 МВт станом на липень 2022 року та 1 100 МВт (для експорту) і 1 300 МВт (для імпорту) станом на вересень 2022 року (Morawiecka and Savytskyi, 2022^[18]). Значна частина цього скорочення транскордонної пропускної спроможності була зумовлена припиненням роботи з'єднань з Російською Федерацією та Білоруссю, на які разом припадало 75% імпорту електроенергії в Україну у 2021 році.

Очікуване розширення транскордонної торгівлі та тісніша інтеграція з ринками електроенергії ЄС пропонує великі потенційні вигоди для електроенергетики України, яка, ймовірно, зазнає значних змін у найближчі роки.

Очевидно, що українські генеруючі підприємства з надлишковою потужністю могли б скористатися перевагами вищих цін на електроенергію в сусідніх країнах. Наприклад, 2 вересня 2022 року ціни на електроенергію на РДН в Румунії, Угорщині та Словацькій Республіці перевищували 500

євро/МВт·год, тоді як в Україні вони становили 84 євро/МВт·год. Збільшення обсягів експорту забезпечить важливе джерело доходів для електроенергетичного сектору України, одночасно знижуючи ціни в інших країнах Європи та сприяючи диверсифікації енергопостачання. Однак важливо підкреслити, що цей сценарій ґрунтується на припущенні, що Україна має надлишкові потужності і продовжуватиме мати їх у майбутньому, незважаючи на пошкодження інфраструктури та необхідність їх реконструкції, або відновлення. Часом збільшення експорту призводило б до підвищення оптових цін в Україні, але це було б компенсовано вищими доходами від експорту. Слід також зазначити, що лінії електропередач до Білорусі та Російської Федерації представляють близько 4,3 ГВт транскордонної потужності (Mogawieska and Savytskyi, 2022^[18]). Щоб компенсувати втрачену взаємозв'язок з Російською Федерацією та Білоруссю, необхідно буде суттєво посилити взаємозв'язок з ENTSO-E.

В Таблиця 6.2 перелічено існуючі транскордонні лінії електропередач станом на липень 2022 року. Важливо зазначити, що в червні 2022 року відновилися консультації щодо лінії Жешув-Хмельницький між Україною та Польщею. Лінія, відключена у 1995 році, коли Польща синхронізувалася з континентальною європейською мережею, проте лінія може бути відновлена протягом 2023 року. Це забезпечить додаткову потужність в 1 ГВт для транскордонної торгівлі, фактично подвоївши потужність транскордонного з'єднання з ЄС. Крім того, з метою подальшого розширення транскордонної торгівлі Укренерго працює над збільшенням пропускної спроможності, поширюючи розподіл пропускної спроможності на інші міждержавні з'єднання.

Таблиця 6.2. Транскордонні лінії електропередач України

Інтерконектор	Рівень напруги	Примітки
Україна – Польща	220 кВ	Радіальне підключення до Добротвірської електростанції
Україна – Польща	750 кВ	Відключено
Україна – Словачька Республіка	380-400 кВ	Інтерконектори Бурштинського енергоострова
Україна – Угорщина	750 кВ	
Україна – Угорщина	380-400 кВ	
Україна – Угорщина	2 x 220 кВ	
Україна – Румунія	380-400 кВ	
Україна – Румунія	750 кВ	У розробці

Примітка: Дані відображають стан ліній станом на липень 2022 року.

Джерело: Проєкт регуляторної допомоги (2022), Відновлення транскордонної інфраструктури Україна-ЄС для безпечного, чистого енергетичного майбутнього <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2022/06/rap-etcu-ukraine-interconnectors-2022-july-8.pdf>. На основі даних ENTSO-E.

Таблиця 6.3. Чиста пропускна спроможність транскордонних ліній електропередач України, 2021 рік

Інтерконектор	Доступна транскордонна пропускна спроможність (NTC) в МВт	
	Експорт	Імпорт
Угорщина	650	450
Словачька Республіка	560	650
Румунія	400	200
Польща	210	0
Молдова	550	1 200

Джерело: НКРЕКП, «План розвитку системи електропередачі на 2022-2031 роки», <https://www.nerc.gov.ua/news/oprilyudnyuetsya-proekt-postanovi-shchodo-skhvalennya-planu-rozvitku-sistemi-peredachi-na-2022-2031-roki> завантажений у січні 2022 р.

Збільшення транскордонної потужності для торгівлі електроенергією є однією з ключових дій, передбачених у рамках ініціативи REPowerUkraine, спрямованої на відбудову кращої енергетичної системи України з акцентом на декарбонізацію та енергетичну незалежність (Morawiecka and Savutskiy, 2022^[18]). Ініціатива буде запущена в контексті Комунікації Європейської Комісії щодо допомоги та відновлення України²⁷ та нової Зовнішньої енергетичної стратегії ЄС²⁸. Потенційні переваги ринкової інтеграції для електроенергетичного сектору, а також поточні та майбутні перешкоди розглядаються більш детально в розділі 6.3.3.

6.3.2. Функціонування транскордонної торгівлі

Укренерго, як ОСП відповідає за розподіл транскордонної пропускної спроможності з української сторони шляхом організації та проведення щорічних, місячних та щодених аукціонів, а Закон про ринок електроенергії визначає правові основи для проведення таких аукціонів.

Незважаючи на те, що Закон про ринок запроваджує можливість проведення як явних, так і неявних аукціонів, єдиний механізм, який зараз використовується в Україні для транскордонної торгівлі, – це явні аукціони. На явних аукціонах учасники ринку набувають права на використання частини пропускної спроможності транскордонного з'єднання, яку вони можуть використовувати для транспортування електроенергії, виробленої або купленої на ринку. Таким чином, експорт/імпорт електроенергії залежить від придбання пропускної спроможності та електроенергії окремо, що може призвести до неефективного використання міжсистемних з'єднань. Явні аукціони не гарантують, що експорт/імпорт замінить найвищі витрати на найменші. Наприклад, виробник в Україні може придбати транскордонну потужність і використовувати її, хоча інший виробник має надлишкову потужність з меншою граничною вартістю, але не може експортувати її через відсутність транскордонної потужності. З іншого боку, неявні аукціони поєднують розподіл потужностей і транскордонну торгівлю шляхом з'єднання ринків на добу наперед у різних країнах. Алгоритм, подібний до того, який використовується для аукціонів на добу наперед, забезпечує використання транскордонних потужностей для зниження загальної вартості виробництва електроенергії на більшій території.

На основі обговорень ОЕСР із зацікавленими сторонами видається ймовірним, що запровадження неявних аукціонів буде технічно можливим до кінця 2023 року. Однак впровадження потребує не лише технічної готовності. Найважливіше те, що Україні необхідно запровадити рамки, що лежать в основі загальноєвропейського єдиного ринку, а саме положення Керівництва щодо розподілу пропускної спроможності та управління перевантаженнями.²⁹ Запровадження неявних аукціонів, ймовірно, залишається середньостроковою перспективою та ключовим кроком для майбутнього об'єднання ринку.

Результати українських транскордонних аукціонів були досить різноманітними. Наприклад, у 2022 році лише одна компанія, ДТЕК Західенерго, отримала права на передачу до Польщі на всіх щомісячних аукціонах, тоді як для Молдови потужність розподілялася в середньому між 3-4 різними компаніями щомісяця. На щоденних аукціонах Румунії та Словаччини також переважно домінує ДТЕК Західенерго. Однак у серпні 2022 року на ринок вийшов новий державний трейдер «Енергетична компанія України» (ЕКУ), який купує електроенергію на внутрішньому ринку та приймає участь у щоденних аукціонах з продажу пропускної спроможності до Румунії та Словацької Республіки. У перший місяць діяльності (19 серпня – 20 вересня) ЕКУ придбав близько 50% потужностей експорту електроенергії для обох країн. Експортована ЕКУ електроенергія закуповувалась у державного виробника «Енергоатом» на ринкових умовах через Українську енергетичну біржу (Economic Truth, 2022^[19]). Загалом, на двох найбільших експортерів припадає близько 81% та 88% транскордонної пропускної спроможності до Словацької Республіки та Румунії відповідно (у період серпень-вересень 2022 року).

Окрім нового учасника, у другій половині 2022 року відбулося кілька змін у правилах, що регулюють експорт електроенергії з України. 7 липня 2022 року Кабінет Міністрів України прийняв Постанову № 77530, яка покладає спеціальні обов'язки на компанії, що експортують електроенергію до ЄС, для забезпечення загальносупільних інтересів у процесі функціонування ринку електричної енергії в умовах воєнного стану. Згідно з Постановою, експортери зобов'язані укласти з ГП так звану угоду з безпеки постачання та сплачувати ГП відповідний платіж. Цей платіж дорівнює 80% прибутку, отриманого від експорту, згідно з формулою в статті 6 Постанови. Зі свого боку, ГП зобов'язаний укладати угоди з безпеки постачання з будь-яким зацікавленим експортером без дискримінації. ГП має перерахувати кошти, отримані від експортерів, до ПУП, щоб компенсувати їм їхні збитки при постачанні електроенергії домогосподарствам згідно з їхніми зобов'язаннями щодо ПСО. ОСП зобов'язаний забезпечити, щоб в аукціонах з розподілу транскордонної пропускної спроможності брали участь лише компанії, які уклали угоду з ГП. Крім того, ОСП повинен надавати ГП інформацію про погодинні обсяги експорту кожного експортера в розрізі країн постачання.

Ще однією подією є зміни до Закону «Про ринок електричної енергії» від 19 серпня 2022 року³¹, які дозволяють «Укренерго» спрямовувати 45% доходу, отриманого від міждержавних аукціонів з продажу пропускної спроможності за три роки до 31 липня 2022 року, на оплату послуг виробників електроенергії на БР. Половина коштів від транскордонних аукціонів може бути використана для виплати ГП за збільшення частки ВДЕ у виробництві електроенергії. В результаті, за перші два тижні вересня 2022 року ОСП сплатив 3 млрд грн виробникам електроенергії на БР та ще 3 млрд грн – ГП³². Важливо зазначити, що ці заходи є тимчасовими, впровадженими в надзвичайних умовах війни.

6.3.3. Процес ринкової інтеграції та конкуренція

Поточні та передбачувані події, згадані в розділах вище, можуть суттєво змінити динаміку конкуренції в електроенергетиці України. З одного боку, поступове відкриття торгівлі з ЄС і майбутня ринкова інтеграція можуть принести значні переваги Україні та її електроенергетичним компаніям. Україна може отримати прибуток від надлишку експорту електроенергії, а імпорт з Європи може допомогти підвищити надійність постачання під час високого попиту, відповідно транскордонна торгівля може посилити оптову конкуренцію. З іншого боку, потенційні вигоди від інтеграції значною мірою залежать від розвитку електроенергетичного сектору України – зокрема, від наслідків впливу війни на генеруючі потужності, а також від поточних регуляторних обмежень, що впливають на ринкові результати та майбутні регуляторні зміни.

Як зазначалося раніше, ОСП та експортери можуть отримати позитивний ефект від синхронізації та розширення транскордонної торгівлі у вигляді додаткових доходів. Експортери зможуть скористатися перевагами вищих європейських цін, одночасно оптимізуючи роботу своїх генеруючих активів. При цьому, слід зазначити, що це може призвести до підвищення оптових цін в Україні. Для генерації з відновлюваних джерел це також може означати менш часте обмеження їх виробництва в системі. З точки зору ОСП, транскордонні аукціони пропускної потужності приносять додаткові доходи, що дозволяє Укренерго покращити свій фінансовий стан. Крім того, на додаток до підтримки частоти, синхронізація може оптимізувати використання мережі, а також забезпечити додаткову гнучкість і параметри балансування (Morawiecka and Savitskyi, 2022^[18]).

Незважаючи на те, що ці розробки були б корисними для сектора, з точки зору конкуренції потенційні вигоди не є чітко визначеними. Внаслідок низьких оптових цін в Україні порівняно з цінами ЄС, регуляторних обмежень, таких як обмеження цін на оптових ринках, поганий інвестиційний клімат і правова невизначеність, малоймовірно, що транскордонна торгівля сама по собі стимулюватиме вхід іноземних компаній на український ринок електроенергії та тим самим посилить конкуренцію. Навіть за відсутності війни кілька факторів, згаданих вище, справді могли б стримати іноземні компанії від входу на український ринок електроенергії.

Однак можливість експорту електроенергії з ВДЕ до ЄС має найкращий потенціал для залучення іноземних приватних інвестицій у нові електростанції. Умови фінансування, політичні кроки та зростаюча кількість споживчів, що надають перевагу електроенергії з ВДЕ в поєднанні із загалом добрими запасами вітру, сонця та біомаси в Україні роблять відновлювані джерела енергії більш привабливими, ніж електростанції, що працюють на викопному паливі. Ключовою вимогою для стимулювання інвестицій у ВДЕ буде запровадження гарантій походження (ГП) (див. Розділ 6.2.5). Це могло б стати стимулом для нових гравців ринку виходити на ринок виробництва електроенергії з метою прибуткового експорту частини своєї продукції. Умови фінансування в країні, проблеми з оплатою за пільговими тарифами, відсутність встановленої сертифікації ГП для ВДЕ, а також нестабільні ринкові умови з поганою юридичною стабільністю можуть підірвати цей сценарій, як підкреслили кілька зацікавлених сторін.

Інший аспект, який слід враховувати, полягає в тому, що Україні може знадобитися імпорт електроенергії для задоволення внутрішнього попиту. Якщо значні пошкодження теплових і відновлюваних електростанцій та іншої інфраструктури не вдасться відремонтувати відносно швидко, Україна на деякий час перетвориться на нетто-імпортера. Подальша невизначеність пов'язана з відключенням від системи Запорізької атомної електростанції, найбільшої атомної електростанції в Європі. Як зміниться баланс між експортом, імпортом та внутрішніми генеруючими потужностями, і як це вплине на динаміку конкуренції, концентрацію ринку та ціни, ще належить оцінити.

Загалом, синхронізація з ENTSO-E та поступове удосконалення транскордонної торгівлі шляхом запровадження неявних аукціонів є важливими першими кроками для майбутнього електроенергетичного сектору України. За нинішніх умов транскордонна торгівля, є джерелом збільшення доходів і заходів із забезпечення енергетичної безпеки, проте ринкова влада виробників електроенергії навряд чи буде обмежена. Збільшення кількості фірм, які конкурують на оптовому чи роздрібному рівні, можна досягти шляхом полегшення перехресного входу на ринок між учасниками ринку в сусідніх країнах, разом з цим це навряд чи станеться в короткостроковій перспективі через війну та згадані раніше особливості ринку. Рухаючись до ринкової інтеграції, ці міркування обов'язково зміняться, зокрема, якщо об'єднання ринку стане реальністю.

Використання неявних аукціонів для об'єднання ринку дозволяє учасникам ринку безпосередньо робити пропозиції на електроенергію на інтегрованій площадці РДН/ВДР, а не отримувати індивідуальні розподіли транскордонної потужності. Біржа натомість враховує доступну транскордонну потужність для розрахунку клірингової ціни, мінімізуючи різницю в ціні між ринковими зонами. Формуючи взаємопов'язаний ринок, системи об'єднання ринків – які існують як для РДН, так і для ВДР – гармонізують обмін електроенергією сусідніх країн і зменшують різницю в цінах, забезпечуючи більш ефективну форму торгівлі. Таким чином, об'єднання ринків дозволяє уникнути поділу ринків електроенергії відповідно до географічних кордонів, дозволяє більш ефективно використовувати генеруючі потужності, підвищує ліквідність РДН та ВДР і може призвести до посилення конкуренції за рахунок розширення ринкової зони, в якій можуть конкурувати виробники та трейдери (Böckers, Haucap and Heimeshoff, 2013^[20]). Неспівпадаючі піки попиту та різні граничні технології виробництва в сусідніх країнах також можуть бути використані в транскордонних торгівельних стратегіях (Pollitt, 2019^[21]).

Крім того, через перетоки електроенергії з регіонів з низькими цінами в регіони з високими цінами, за умов належного функціонування, об'єднання ринків призводить до певного зближення оптових цін на електроенергію, що може розглядатися як індикатор ринкової інтеграції (ACER, 2014^[22]). Наприклад, у зв'язку з розширенням об'єднання ринку з Чехії та Словаччини на Угорщину у вересні 2012 року повна конвергенція цін між цими країнами подвоїлася з 37% усіх годин у 2012 році до 74% у 2013 році (ACER, 2014^[22]). Загалом, як стверджується в (ACER, 2021^[23]) «Інтеграція ринку на добу наперед забезпечує дешевшу електроенергію по всій Європі та сприяє зростанню відновлюваних джерел енергії, одночасно підвищуючи загальний добробут». На додаток до зближення цін, ACER

виявив, що волатильність цін на інтегрованих ринках електроенергії набагато нижча, ніж на ізольованих.

У випадку України потенційні вигоди від об'єднання ринків слід також аналізувати в контексті інших бажаних реформ, згаданих у попередніх розділах. Наприклад, попри те, що скасування обмежень оптових цін, які зараз існують та використовуються в Україні, є ключовою умовою для успішного об'єднання ринку, у той же час короткострокові наслідки такої реформи, тобто підвищення цін за інших рівних умов, можуть бути принаймні частково врівноваженим ефектом інтеграції з ринком ЄС у довгостроковій перспективі. Таким чином, об'єднання ринку може бути важливим, більш конкурентоспроможним і менш викривленим способом для досягнення таких ринкових результатів, як стабільність цін і надійність поставок, які мають за мету чинні правила.

Однак переваги від інтеграції можуть бути обмежені через відсутність нормативної сумісності в сусідніх країнах і правову нестабільність на національному рівні. Як зазначено в (Pollitt, 2019^[21]), що стосується інтеграції ринків електроенергії ЄС в останні десятиліття, «гармонізація правил для розбудови нових з'єднань, доступу третіх сторін до систем передачі/розподілу та роздрібної торгівлі електроенергією кінцевим споживачам» була ключовою частиною процесу інтеграції. Таким чином, структура ринку та регуляторні обмеження відіграватимуть значну роль не лише в процесі об'єднання українського ринку з європейськими ринками електроенергії, але й у майбутньому функціонуванні такого об'єднання.

Перспектива майбутнього об'єднання ринків та пов'язані з ним переваги мають стати значним стимулом для проведення необхідних регуляторних реформ, згаданих у попередніх розділах, спрямованих на покращення функціонування електроенергетичного сектору. Усунення ключових регуляторних обмежень і поточних перешкод для конкуренції матиме подвійний ефект: покращить сектор на національному рівні, водночас сприятиме процесу інтеграції з електроенергетичною системою ЄС, що, у свою чергу, посилить конкуренцію і в Україні. Таким чином, інституції повинні переконатися, що і фізична інфраструктура, і нормативне середовище можуть підтримувати перехід, приділяючи особливу увагу управлінню та моніторингу ринку. Хоча нинішній рівень синхронізації та відкритості для торгівлі є бажаним і важливим першим кроком для України, для отримання очікуваних переваг для конкуренції необхідна подальша інтеграція.

Посилання

- ACER (2022), *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*, [24]
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf (accessed on 4 April 2023).
- ACER (2021), *Guidance on the application of REMIT*, [23]
https://acer.europa.eu/en/remit/Documents/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf.
- ACER (2014), *ACER Market Monitoring Report*, [22]
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2014.pdf.
- Böckers, V., J. Haucap and U. Heimeshoff (2013), "Benefits of an integrated European electricity market: the role of competition", http://publications.europa.eu/resource/cellar/99d4fd94-7619-44f4-9f4b-5541235b90d1.0001.04/DOC_1. [20]

- Chepeliev, M. (2021), "Possible Implications of the European Carbon Border Adjustment Mechanism for Ukraine and Other EU Trading Partners", *Energy Economics*, Vol. 2/1, <https://doi.org/10.46557/001c.21527>. [13]
- Economic Truth (2022), *815 million in two weeks, or why the state needs an energy trader*, <https://www.epravda.com.ua/rus/columns/2022/09/2/691071/> (accessed on 4 April 2023). [19]
- ENTO-E (2022), *Further increase in the trade capacity with the Ukraine/Moldova power system*, ENTSO-E News, <https://www.entsoe.eu/news/2022/09/04/transmission-system-operators-of-continental-europe-decide-to-further-increase-trade-capacity-with-the-ukraine-moldova-power-system/> (accessed on 10 March 2023). [16]
- ENTSO-E (2022), *Commercial exchanges of electricity with Ukraine/Moldova to start on 30 June*, ENTSO-E News, <https://www.entsoe.eu/news/2022/06/28/commercial-exchanges-of-electricity-with-ukraine-moldova-to-start-on-30-june/> (accessed on 10 March 2023). [15]
- EU (2011), *Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227&qid=1678963014787> (accessed on 16 March 2023). [1]
- European Commission (2022), *Carbon Border Adjustment Mechanism*, https://taxation-customs.ec.europa.eu/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism_en (accessed on 4 April 2023). [14]
- European Commission (2020), *Commission Decision (EU) 2020/2152 of 17 December 2020 on fees due to the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators for collecting, handling, processing and analysing of information reported under Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council*, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dec/2020/2152/oj> (accessed on 16 March 2023). [2]
- EXPRO Consulting (2022), *During March-August 2022, Ukraine exported 1.335 million MWh of electricity*, <https://expro.com.ua/en/tidings/during-march-august-2022-ukraine-exported-1335-million-mwh-of-electricity> (accessed on 4 April 2023). [17]
- GLOBSEC (2022), *Renewable Energy in Ukraine: A Solution for European Energy Security and for Shifting the EU GND Eastward*, https://www.globsec.org/what-we-do/publications/renewable-energy-ukraine-solution-european-energy-security-and-shifting-eu#_ftn9. [8]
- Hutarevych, N. (2022), "Implementation of REMIT into Ukrainian legislation", *Ukrainian Journal of Business Law* 11-12 November-December 2021, <http://www.ujbl.info/article.php?id=1532>. [3]
- IEA (2022), *Energy Statistics Data Browser*, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser> (accessed on 4 April 2023). [6]
- International Energy Agency (2021), *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*, <http://www.iea.org/t&c/> (accessed on 4 April 2023). [5]
- IRENA (2022), *Renewable Power Generation Costs in 2021*, <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>. [11]
- IRENA (2015), *REmap 2030 Renewable Energy Prospects for Ukraine*, <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook/Renewable-energy-roadmaps>. [9]

- IRENA, Joanneum Research and University of Ljubljana (2017), *Cost-Competitive Renewable Power Generation: Potential across South East Europe*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Cost-competitive_power_potential_SEE_2017.pdf. [7]
- Morawiecka, M. and O. Savytskyi (2022), *Revitalising EU-Ukraine cross-border infrastructure for a secure, clean energy future*, Regulatory Assistance Project. [18]
- NEURC (2020), *Annual Report*, <https://www.nerc.gov.ua/pro-nkrekp/richni-zviti> (accessed on 1 January 2022). [10]
- Pollitt, M. (2019), "The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment", *Review of Industrial Organization*, Vol. 55, pp. 63-87, <https://doi.org/10.1007/s11151-019-09682-w>. [21]
- Seel, J. et al. (2021), "Plentiful electricity turns wholesale prices negative", *Advances in Applied Energy*, Vol. 4, <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100073>. [12]
- UN (2023), *Causes and Effects of Climate Change*, <https://www.un.org/en/climatechange/science/causes-effects-climate-change>. [4]

Примітки

¹ Закон України № 1540-VIII «Про Національну комісію, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг», 22 вересня 2016 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1540-19>.

² Постанова НКРЕКП № 1120 «Про затвердження Порядку здійснення НКРЕКП моніторингу ринків у сферах енергетики та комунальних послуг», 14 вересня 2017 р., <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v1120874-17#Text>.

³ Постанова НКРЕКП № 450 «Про затвердження форм звітності з моніторингу учасників ринку електричної енергії та інструкцій щодо їх заповнення», 29 травня 2019 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0450874-19#Text>.

⁴ Постанова НКРЕКП № 2647 «Про затвердження Інструкції про здійснення НКРЕКП моніторингу функціонування ринку електричної енергії», 23 грудня 2020 р., <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2647874-20#Text>.

⁵ Дані оперативного моніторингу публікуються на вебсайті: <https://www.nerc.gov.ua/monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/operativnij-monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi>.

⁶ Підпункт 1.8.4 пункту 1.8, Постанова НКРЕКП № 307 «Про затвердження Правил ринку», 14 березня 2018 р., https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18?find=1&text=%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F#w1_1.

⁷Імплементативний Регламент (ЄС) № 1348/2014 від 17 грудня 2014 року про надання даних на виконання статті 8(2) та статті 8(6) Регламенту (ЄС) № 1227/2011.

⁸ Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства DI2018/10IMG-EnC: імплементація Регламенту (ЄС) № 1227/2011 Європейського Парламенту та Ради про цілісність та прозорість оптового енергетичного ринку, https://www.energy-community.org/dam/jcr:aec217c0-51fa-426a-a986-f36455546f51/Decision_2018_10_MC-EnC_Reg_1227-2011.pdf.

⁹ Проект постанови НКРЕКП «Про затвердження вимог щодо заборони та запобігання зловживанням на оптових ринках електричної енергії», 24 грудня 2021, файл видалено, <https://www.nerc.gov.ua/news/oprylyudnyuetsya-proekt-postanovi-shcho-mae-oznaki-regulyatornogo-akta-zatverdzhennya-vimog-shchodo-zaboroni-ta-zapobigannya-zlovzhivanniam-na-optovikh-energetichnikh-rinkakh>.

¹⁰ Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства № 2021/07/MC-EnC від 30 листопада 2021 р., https://www.energy-community.org/dam/jcr:682bff28-da85-4f85-afec-c5b77f721e1c/Decision2021-07-MC-EnC_Case%20ECS-4-21_Ukraine.pdf.

¹¹ Проект Закону «Про внесення змін до деяких законів України щодо запобігання зловживанням на оптових ринках електричної енергії», 1 квітня 2021 р. (реєстрація), <https://itd.rada.gov.ua/billInfo/Bills/CardByRn?regNum=5322&conv=9>.

¹² Розпорядження КМУ № 605-р «Про Енергетичну стратегію України на період до 2035 року»: Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність, 18 серпня 2017 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>.

¹³ Оновлений Національно-визначений внесок України до Паризької угоди, затверджений Постановою КМУ № 868 від 30 липня 2021 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/868-2021-%D1%80>.

¹⁴ Інформацію про Європейський зелений курс див. за посиланням: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

¹⁵ LCOE певної технології – це відношення витрат за весь строк експлуатації до обсягу виробництва електроенергії за весь строк експлуатації, причому обидва показники дисконтуються за ставкою, що відображає середню вартість капіталу.

¹⁶ Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики розрахувало реальну WACC, припустивши, що рівень інфляції становить 1,8 %. Це приблизно відповідає середньому рівню інфляції в США між 2010 і 2021 роками.

¹⁷ Постанова НКРЕКП № 641 «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність Гарантованого покупця та купівлю електричної енергії за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною», 26 квітня 2019 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text>.

¹⁸ Закон України № 2479-IX «Про особливості регулювання відносин на ринку природного газу та у сферах теплопостачання в умовах воєнного стану та подальшого відновлення їх функціонування», 29 липня 2022 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2479-20#n243>.

¹⁹ Директива 2001/77/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 27 вересня 2001 року про просування електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, на внутрішньому ринку електроенергії, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX%3A32001L0077>.

²⁰ Директива 2009/28/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 23 квітня 2009 року про заохочення використання енергії з відновлюваних джерел та внесення змін і подальше скасування Директив 2001/77/ЄС та 2003/30/ЄС.

²¹ Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства, D/2012/04/MC-EnC: Рішення про імплементацію Директиви 2009/28/ЄС та внесення змін до статті 20 Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, 18 жовтня 2012 р., https://www.energy-community.org/dam/jcr:f2d4b3b8-de85-41b2-aa28-142854b65903/Decision_2012_04_MC_RE.pdf.

²² Постанова КМУ № 771 «Про затвердження Порядку видачі, використання та припинення дії гарантії походження електричної енергії для суб'єктів господарювання, які виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії», 27 липня 2013 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/771-2013-%D0%BF#Text>.

²³ Проєкт Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження реєстру видачі, використання та припинення дії гарантії походження електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії», 25 серпня 2022 року (публікація), <https://www.mev.gov.ua/rehulyatornyy-akt/proyekt-zakonu-ukrayiny-pro-vnesennya-zmin-do-deyakikh-zakoniv-ukrayiny-shchodo>.

²⁴ Система ENTSO-E складається з п'яти синхронних зон: континентальної Європи, Північної Європи, Балтії, Великобританії, Ірландії та Північної Ірландії. Україна підключена до зони континентальної Європи.

²⁵ «Частотну підтримку можна розглядати як обмін електроенергією між ОСП, який активується в режимі реального часу. Підтримка надається синхронною зоною (С3) або групою С3 в ручному або автоматичному режимі з метою покращення операційної ситуації С3, що запитує» https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Operational_Limits_and_Conditions_for_Mutual_Frequency_Support_over_HVDC_Report.pdf.

²⁶ <https://expro.com.ua/en/tidings/during-march-august-2022-ukraine-exported-1335-million-mwh-of-electricity>, джерело з офіційного сайту НКРЕКП, <https://www.nerc.gov.ua/monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/operativnij-monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi/informaciya-shchodo-propusknoyi-spromozhnosti-mizhderzhavnih-peretiv-ukrayini>.

²⁷ Повідомлення Комісії COM/2022/233, Допомога та відновлення України, 18 травня 2022 р., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0233&from=EN>.

²⁸ Спільне повідомлення до Європейського Парламенту, Ради, Європейського економічного і соціального комітету та Комітету регіонів, «Зовнішня енергетична діяльність ЄС у світі, що змінюється», 18 травня 2022 р., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=JOIN%3A2022%3A23%3AFIN&qid=1653033264976>.

²⁹ Регламент Комісії (ЄС) 2015/1222 від 24 липня 2015 р. про встановлення керівних принципів щодо розподілу пропускнуї спроможності та управління заторами, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>.

³⁰ <https://ips.ligazakon.net/document/KP220775?an=1>.

³¹ <https://ua.energy/zagalni-novyny/ukrenergo-spryamovalo-na-pidgotovku-do-ozp-dohid-vid-auksioniv-na-dostup-do-mizhderzhavnyh-peretyniv-dlya-eksportu-elektroenergiyi/>.

³² <https://ukranews.com/en/news/882457-ukrenergo-transfers-uah-6-billion-to-participants-in-electricity-market>.



From:

Competition Market Study of Ukraine's Electricity Sector

Access the complete publication at:

<https://doi.org/10.1787/f28f98ed-en>

Please cite this chapter as:

OECD (2023), “Інші питання”, in *Competition Market Study of Ukraine's Electricity Sector*, OECD Publishing, Paris.

DOI: <https://doi.org/10.1787/1cb8101b-uk>

This document, as well as any data and map included herein, are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. Extracts from publications may be subject to additional disclaimers, which are set out in the complete version of the publication, available at the link provided.

The use of this work, whether digital or print, is governed by the Terms and Conditions to be found at <http://www.oecd.org/termsandconditions>.