



Zentrum
Liberale
Moderne

Аналітичний звіт

МІЖДЕРЖАВНА ТОРГІВЛЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ В УКРАЇНІ: ЦІНОВІ СИГНАЛИ ТА РЕГУЛЮВАННЯ

Олексій Михайленко, Ігор Піддубний

LibMod Policy Paper

ЗМІСТ

Резюме	3
Список скорочень	5
Контекст та рамка дослідження	6
Що впливає на міждержавну торгівлю електроенергією?	7
Аналіз та ключові висновки	15
Аналіз практичних прикладів	25
Висновки	31
Рекомендації	32

РЕЗЮМЕ

Повномасштабна війна змінила роль міждержавної торгівлі електроенергією для України.

Якщо у 2022 році Україна ще залишалася нетто-експортером електроенергії, то після масштабних атак на енергетичну інфраструктуру імпорту поступово перетворився на важливий інструмент збереження стійкості енергосистеми. У 2024–2026 роках він відіграв дедалі більшу роль для покриття дефіциту потужності та зниження ризику обмежень електропостачання. За оцінками аналізу, загальна вартість комерційного імпорту з країн ENTSO-E з січня 2024 року по травень 2026 року склала понад 1,7 млрд євро.

Оголошений ENTSO-E імпорتنний ліміт не дорівнює фактично доступному імпорту в кожну годину.

Ефективність використання міждержавного перетину варто оцінювати через повний ланцюг: дозволений ліміт, фактично запропоновану пропускну спроможність, розподілену на аукціонах потужність та фактичний комерційний імпорту. У 2024–2025 роках запропонований на аукціонах перетин часто був суттєво нижчим за дозволений ліміт, тому обмеження імпорту частково пояснювалися не попитом або ціною, а реально доступною для розподілу потужністю.

Запуск місячних аукціонів на платформі JA0 наприкінці 2025 року суттєво покращив доступність перетину для комерційних операцій. Після запуску довгострокових аукціонів для напрямків із Румунією, Угорщиною та Словаччиною обсяг запропонованого та розподіленого перетину наблизився до максимально дозволеного імпортного ліміту. Це знизило ризик ситуації, коли імпорту потрібен енергосистемі, але комерційно доступна потужність обмежена процедурними або аукціонними факторами.

Комерційний імпорту не завжди пояснюється логікою маржинальності між українським та суміжними спотовими ринками. За оцінками дослідження, з 2024 року близько 37% імпорту здійснювалося з від'ємною ex-post маржею на основі цін ринку «на добу наперед». Це означає, що потенційний продаж такої електроенергії на українському РДН або через двосторонні договори, що прив'язані до ціни РДН, не покривав би суму ціни електроенергії на суміжному ринку та вартості доступу до перетину.

Значна частина імпорту з від'ємною спотовою маржею може пояснюватися премією за безперервність електропостачання. Урядовий режим незастосування обмежень до промислових споживачів, які забезпечують визначену частку споживання імпортом, змінює стандартну ринкову логіку. Для таких споживачів імпортована електроенергія є не лише товаром, а й інструментом зниження ризику відключень, тому вони можуть укладати прямі договори з постачальниками поза прив'язкою до українського РДН.

Додаткові урядові зобов'язання щодо імпорту на початку 2026 року також створювали попит поза стандартною спотовою логікою. У січні 2026 року уряд зобов'язав «Укрзалізницю», «Нафтогаз» та «Укроборонпром» забезпечити імпорту електроенергії в обсязі не менше 50% загального споживання до кінця ОЗП 2025/26 року. Окремо «Укргідроенерго» було зобов'язане імпортувати до 2 000 МВт·год у нічні години для заповнення водойми Дністровської ГАЕС. Такі заходи могли підтримати імпорту у кризовий період, але водночас створювали попит, хоча й могли викривлювати економічну доцільність.

Стимульований регулюванням попит на імпорт інколи призводив до дуже високих цін на доступ до міждержавного перетину. У дефіцитні періоди ціни на перетин могли суттєво перевищувати очікувану спотову маржу, а в окремі години навіть перевищувати встановлені на українському ринку прайс-кепи, сягаючи 150–400 євро/МВт·год. Це є додатковим свідченням, що учасники ринку конкурували не лише за можливість цінового арбітражу, а й за доступ до імпортного ресурсу як інструменту забезпечення безперервного постачання.

Прайс-кепи були одним із ключових факторів впливу на використання перетину для імпорту. Підвищення прайс-кепів до 15 000 грн/МВт·год для всіх годин на фоні кампанії ударів по енергосистемі з боку РФ у середині січня 2026 року помітно активізувало імпорт у денні та напівпікові години: використання запропонованого перетину зросло з близько 34% до 61% для денних годин та з 40% до 54% для напівпікового навантаження. Водночас у вечірній пік, де найвищий прайс-кеп лишався фактично незмінним, рівень використання перетину майже не змінився. Середній погодинний імпорт взимку 2025/26 року після підняття прайс-кепів зріс майже удвічі – з 904 до 1722 МВт.

Зниження прайс-кепів у квітні 2026 року стало ключовим фактором різкого скорочення імпорту в позапікові години та призвело до повернення до графіків відключень. Після повернення до нижчих диференційованих прайс-кепів використання перетину знизилося з 54% до 22% для напівпікових годин (07:00–11:00, та 23:00–00:00), з 47% до 13% для нічних годин (00:00–07:00) та з 60% до 44% для денних годин (11:00–17:00). В абсолютному вимірі середній імпорт скоротився приблизно на 42% – з 1 276 МВт до 741 МВт у середньому на годину при порівнянні останніх двох тижнів березня з першими двома тижнями квітня 2026 року.

Поточний підхід до перегляду прайс-кепів має наздоганяючий характер і не відповідає потребам дефіцитної енергосистеми, що можуть різко змінюватися. Затримка у прийнятті рішень щодо зміни рівня граничних цін обмежувала міждержавну торгівлю, а разом з нею і комерційну доцільність, додаючи невизначеності для учасників ринку. Водночас надто високі прайс-кепи у дефіцитному та концентрованому ринку можуть створювати ризик стабільно надвисоких цін для споживачів, що не є притаманним для більшості сусідніх ринків.

Якщо market coupling не буде запроваджений у заплановані строки та Верховна Рада України розглядатиме питання продовження можливості введення прайс-кепів поза травнем 2027 року, варто переглянути підхід до їх встановлення на більш методологічній основі. Такий підхід має бути достатньо гнучким та орієнтуватися на щоденній динаміці цін на суміжних ринках, щоб не стримувати штучно імпорт, але водночас запобігати тривалому утриманню підвищених цін на внутрішньому ринку. Це особливо важливо в умовах, коли РДН залишається ключовим ціновим індикативом для значної частини контрактів постачання електроенергії.

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- AAC** Already Allocated Capacity – вже розподілена пропускна спроможність.
- ATC** Available Transfer Capacity – доступна пропускна спроможність, доступна для розподілу на аукціоні.
- ENTSO-E** European Network of Transmission System Operators for Electricity – Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії.
- JAQ** Joint Allocation Office – Європейська платформа для проведення аукціонів з розподілу міждержавної пропускної спроможності.
- NTC** Net Transfer Capacity – доступна пропускна спроможність між енергосистемами після врахування резерву пропускної спроможності для забезпечення надійності системи.
- TRM** Transmission Reliability Margin – резерв пропускної спроможності для забезпечення надійності системи.
- TTC** Total Transfer Capacity – загальна пропускна спроможність міждержавного перетину.
- АЕС** атомна електростанція.
- ВДЕ** відновлювані джерела енергії.
- ВДР** внутрішньодобовий ринок.
- ГАЕС** гідроакумулююча електростанція.
- ГВт-год** гігават-година.
- ДП** державне підприємство.
- НЕК** національна енергетична компанія.
- НКРЕКП** Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.
- ОЗП** осінньо-зимовий період.
- ОСП** оператор системи передачі.
- РДН** ринок «на добу наперед».

КОНТЕКСТ ТА РАМКА ДОСЛІДЖЕННЯ

Від початку повномасштабного вторгнення РФ у 2022 році українська енергосистема зазнала фундаментальних змін. Руйнування через спрямовані атаки та окупацію призвели до скорочення доступних генеруючих потужностей удвічі.¹ Як наслідок, Україна поступово перетворилася з нетто-експортера електроенергії на дефіцитну енергосистему із гострою нестачею балансуючих потужностей.

В умовах дефіциту генеруючих потужностей та вимушених обмежень споживання імпорту електроенергії став важливим інструментом підтримки енергосистеми.

Розвиток міждержавної передачі електроенергії має важливе значення як з технічної, так і з економічної точки зору, адже забезпечує:

- посилення енергетичної безпеки через доступ до додаткового ресурсу балансування енергосистеми, що знижує ризики системних аварій та потреби обмеження електропостачання;
- посилення конкуренції на внутрішньому оптовому та балансуєчому ринках;
- розширення експортного потенціалу як альтернативи обмеженням власної генерації, адже останнє у випадку ВДЕ із «зеленим» тарифом, може призводити до додаткового фінансового навантаження на споживачів та учасників ринку.

Водночас, міждержавна торгівля електроенергією в умовах лібералізованих конкурентних ринків представляє собою складний процес, на який впливають низка технічних, економічних та регуляторних факторів. Через це, багато процесів пов'язаних із імпортом-експортом електроенергії залишається не до кінця зрозумілими для широкого загалу. Це може призводити до формування та поширення у суспільному дискурсі надто спрощених пояснень та навіть міфів.

Мета цього дослідження – пояснити, як саме змінювалася міждержавна торгівля електроенергією України під час війни, які фактори визначали її обсяги та як регуляторні рішення впливали на використання імпортного потенціалу:

- проаналізувати динаміку та ключові фактори впливу на імпорту та експорту електроенергії України з моменту повномасштабного вторгнення Росії в 2022 році;
- оцінити регуляторний вплив на використання доступних можливостей для імпорту.

Методологічні примітки

- Імпорт та експорт у дослідженні означають комерційні графіки, а не фізичні перетоки.
- Маржинальність імпорту розраховується як різниця між ціною РДН в Україні та сумою ціни РДН суміжного ринку і ціни доступу до міждержавного перетину.
- Для ринків із 15-хвилинними цінами використано середні погодинні значення для зіставності з українськими погодинними даними.
- Дані за травень 2026 року охоплюють 1–17 травня.
- Окремі оцінки щодо мінімального регуляторно мотивованого імпорту є аналітичними розрахунками на основі погодинних профілів, а не опублікованою статистикою за компаніями.

1 IEA (2025), Ukraine's Energy Security, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/ukraines-energy-security>,
Licence: CC BY 4.0.

ЩО ВПЛИВАЄ НА МІЖДЕРЖАВНУ ТОРГІВЛЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ?

Міждержавна торгівля електроенергією залежить від низки взаємопов'язаних факторів, які умовно можна поділити на три ключові групи:

- **Технічні фактори:** фізична доступність міждержавного перетину, доступна пропускна спроможність, системні обмеження, доступність генеруючих потужностей в Україні та у її сусідів.
- **Регуляторні фактори:** формат розподілу міждержавної пропускної спроможності, цінове регулювання (зокрема прайс-кепи), а також загальна передбачуваність регуляторного середовища.
- **Економічні фактори:** ціновий спред (маржа) між суміжними ринками, вартість доступу до міждержавного перетину, валютний ризик, а також очікування учасників ринку щодо майбутньої динаміки цін.

Технічні фактори

Як визначаються доступні обсяги міждержавної торгівлі?

Номинальна потужність ліній міждержавних перетинів визначає максимальну фізичну спроможність перетоків. Проте це не означає, що обсяг імпорту та експорту завжди відповідатиме теоретичному максимуму. Отримання доступу до міждержавних перетинів починається з технічної оцінки пропускної спроможності ліній між енергосистемами. Оператор системи передачі визначає, який обсяг потужності може бути переданий у певному напрямку з урахуванням стану мережі, ремонтів, прогнозного навантаження, наявної генерації та вимог до безпечної роботи енергосистеми.

Початковою величиною є загальна пропускна спроможність перетину – TTC (Total Transfer Capacity). Вона відображає максимально допустимий обсяг передачі електроенергії між двома енергосистемами за очікуваних режимів роботи мережі. При її визначенні враховуються конфігурація мережі, ремонти, прогнозне виробництво і споживання,

допустимі навантаження обладнання, вимоги до напруги, стійкості та аварійної безпеки.

З цієї величини резервується частина потужності для забезпечення надійності системи – TRM (Transmission Reliability Margin). Вона покриває технічні невизначеності, які можуть виникнути між плануванням і фактичним режимом роботи: помилки прогнозу, небаланси, зміни споживання, аварійні режими або інші відхилення.

Після врахування резерву визначається NTC (Net Transfer Capacity) – доступна пропускна спроможність. Це основний показник, який показує, який обсяг потужності може бути використаний для торгівлі між енергосистемами без порушення надійності їх роботи. NTC розраховується в межах максимального дозволеного ліміту імпорту, погодженого ENTSO-E для України та Молдови разом. Водночас оголошений ENTSO-E ліміт є верхньою межею, а не гарантією того, що вся відповідна потужність буде доступною для комерційного розподілу на кожному окремому аукціоні.

Далі оператор визначає, яка частина цієї спроможності вже була надана учасникам ринку раніше. Наприклад, частина потужності могла бути розподілена на довгострокових, місячних або попередніх добових аукціонах. Після врахування вже наданих прав залишається ATC (Available Transfer Capacity) – вільна пропускна спроможність, доступна для нового розподілу. Вона розраховується як різниця між NTC та вже розподіленою спроможністю. Саме ATC виставляється на відповідний аукціон з доступу до міждержавного перетину.

Учасники ринку подають заявки, а за результатами аукціону отримують право використовувати певний обсяг міждержавного перетину за конкурентну ціну. Обсяг, який уже отримали учасники, називається AAC (Already Allocated Capacity) – розподілена пропускна спроможність.

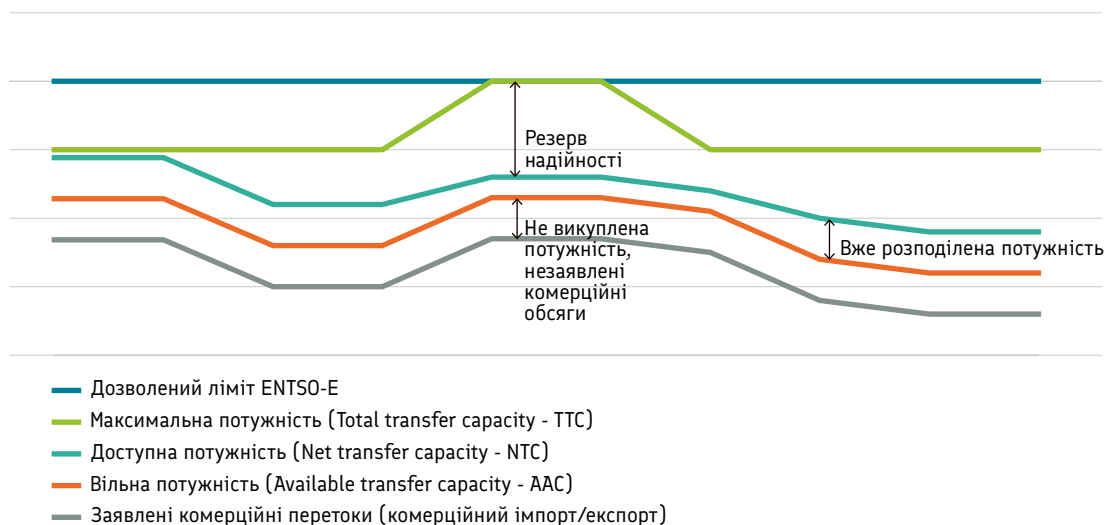
Після отримання права на перетин учасник може заявити комерційний графік імпорту або експорту (залежно від напрямку аукціону)

електроенергії. Такий графік є запланованою торговою позицією: він показує, скільки електроенергії учасник планує купити або продати через конкретний міждержавний напрямок у визначений період. Коли у статистиці зазначаються обсяги імпорту або експорту електроенергії, зазвичай йдеться саме про чисті комерційні графіки. Вони відображають ринкові операції учасників, погоджені в межах наданої пропускної спроможності та є сальдовими значеннями по розрахунковому періоду – годині у випадку України. Тобто, комерційні заявки в межах однієї години можуть формуватися в обидва напрямки для кожного перетину, втім фінально сформований комерційний графік відображатиме різницю між заявленим імпортом та експортом.

Фактичний фізичний рух електроенергії в мережі формується за законами роботи енергосистеми. Він залежить від розташування генерації та споживання, мережевих обмежень, транзитних потоків, небалансів та аварійної допомоги. Через це фізичні перетоки на кордоні можуть відрізнятись, інколи суттєво, від комерційно заявленого імпорту або експорту.

Це, зокрема, пояснює поширене хибне уявлення про те, що під час тривалих обмежень електропостачання Україна нібито експортувала електроенергію за кордон. Натомість у такі критичні періоди перетоки електроенергії з України відображали не комерційний експорт, а фізичні транзитні перетоки, необхідні для балансування роботи синхронізованої енергосистеми. Водночас комерційно Україна переважно імпортувала електроенергію, а за потреби також залучала аварійну допомогу із сусідніх країн.

Рисунок 1. Схематичний механізм визначення доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів



Еволюція розвитку доступної потужності міждержавних перетинів з Україною

Після аварійної синхронізації 16 березня 2022 року європейські оператори поступово відкривали торгівлю електроенергією з Україною. Початковий комерційний ліміт становив лише 100 МВт, оскільки кожне збільшення потребувало перевірки впливу на частоту, перетоки потужності, аварійні режими та

системну стійкість. ENTSO-E прямо зазначала, що подальше збільшення торгової спроможності мало регулярно оцінюватися з погляду стабільності та безпеки системи. Надалі ключовими обмеженнями були стан міждержавних ліній, пропускна здатність суміжних підстанцій, наявність трансформаторного обладнання, ремонтні схеми, внутрішні обмеження української магістральної мережі та пошкодження енергетичної інфраструктури

внаслідок російських атак. Доступна потужність також залежала від здатності системи працювати на імпорту або експорту без перевантаження внутрішніх мережевих елементів.

Подальша розбудова та модернізація фізичної інфраструктури транскордонного обміну була ключовою для збільшення допустимих обсягів торгівлі. Важливим кроком стало введення в роботу модернізованої лінії 400 кВ Хмельницька АЕС – Жешув потужністю 1 000 МВт у травні 2023 року, що відкрило польський напрямок і створило додаткову фізичну можливість для імпорту. На угорському напрямку важливою була модернізація вузла 750/400 кВ, зокрема встановлення нового автотрансформатора на підстанції Szabolcsbáka наприкінці 2024 року, яка замінила історичну роль коридору Західноукраїнська – Альбертірша як ключового трансформаційного вузла між українською мережею 750 кВ та угорською мережею 400 кВ.

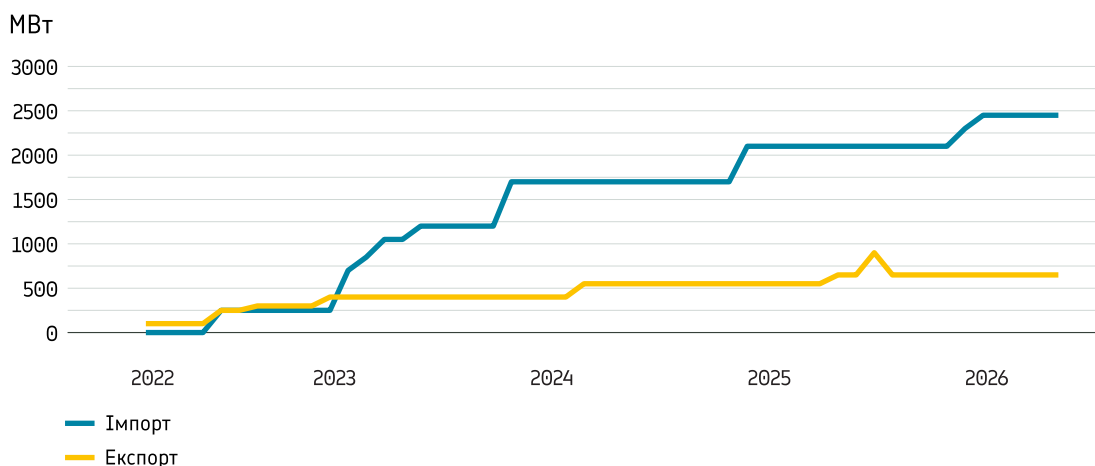
З 2025 року розрахунок доступної пропускної спроможності став більш регіоналізованим у межах Eastern Europe Capacity Calculation Region. Це означає, що NTC визначається з урахуванням режимів роботи мереж України, Молдови, Польщі, Словаччини, Угорщини та Румунії, а також ремонтів, аварійних запасів і внутрішніх мережевих обмежень.

На початку 2026 року максимальна імпортна спроможність спільного блоку Україна–Молдова з ЄС була підвищена до 2 450 МВт для імпорту та 900 МВт для експорту. Водночас доступна пропускна спроможність є лімітом для комерційних операцій, тоді як фізичні перетоки можуть тимчасово перевищувати його за рахунок залучення операторами систем передачі (ОСП) екстреної аварійної допомоги.

Паралельно змінювався і підхід до розрахунку доступної пропускної спроможності. З 2025 року він став більш регіоналізованим у межах Eastern Europe Capacity Calculation Region. Це означає, що NTC визначається з урахуванням режимів роботи не лише української енергосистеми, а й мереж Молдови, Польщі, Словаччини, Угорщини та Румунії, а також ремонтів, аварійних запасів і внутрішніх мережевих обмежень у регіоні.

На початку 2026 року максимальна імпортна спроможність спільного блоку Україна–Молдова з ЄС була підвищена до 2 450 МВт для імпорту та 900 МВт для експорту. Водночас доступна пропускна спроможність є лімітом для комерційних операцій, тоді як фізичні перетоки можуть тимчасово перевищувати його за рахунок залучення операторами систем передачі (ОСП) екстреної аварійної допомоги.

Рисунок 2. Еволюція максимальної дозволеної потужності міждержавної торгівлі із країнами ENTSO-E



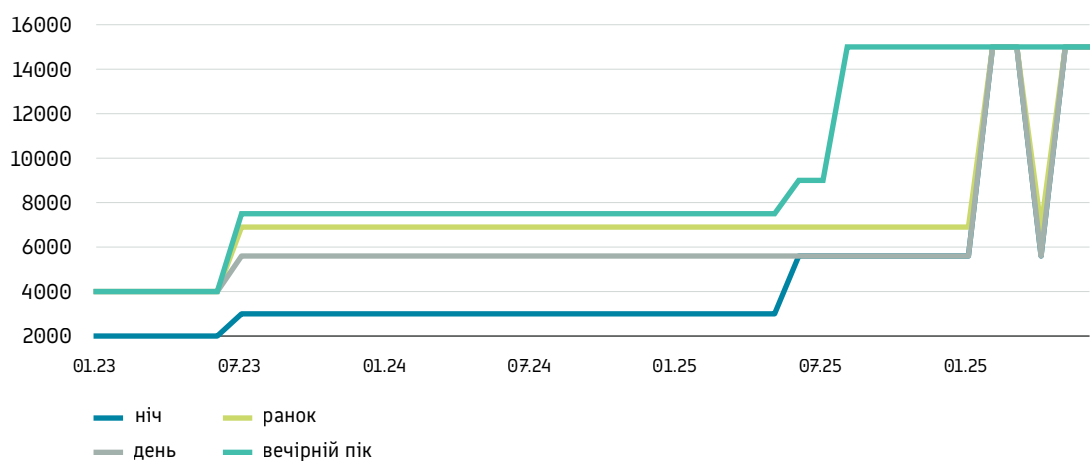
Джерело: власні розрахунки на основі даних ENTSO-E

Економічні

Одним із ключових факторів економічної доцільності імпорту є система граничних цін, або прайс-кепів, або цінових обмежень, на ринку «на добу наперед» (РДН), внутрішньо-добовому ринку (ВДР) та балансуєчному ринку. На відміну від більшості країн ЄС, де цінові обмеження є переважно технічними та встановлені на значно вищому рівні, український режим передбачає нижчі граничні ціни та їх диференціацію за годинами доби. В Україні прайс-кепи історично встановлювалися окремо для кількох часових блоків. У цьому дослідженні використовується наступна класифікація годин, на основі історично визначених прайс-кепів на РДН в:

- ніч (00:00–07:00)
- напів-пік (07:00–11:00, 23:00–00:00)
(у подальшому в тексті «ранок»)
- день (11:00–17:00)
- вечірній пік (17:00–23:00)
(у подальшому в тексті «вечір»)

Рисунок 3. Еволюція прайс-кепів на ринку на добу наперед в Україні
грн/МВт·год



Джерело: Власне представлення на основі даних НКРЕКП

Відносно низькі прайс-кепи створюють ситуації, коли максимальна можлива ціна на українському спотовому ринку в окремі години є нижчою за ціну електроенергії на суміжних ринках. У таких умовах імпорт із подальшим

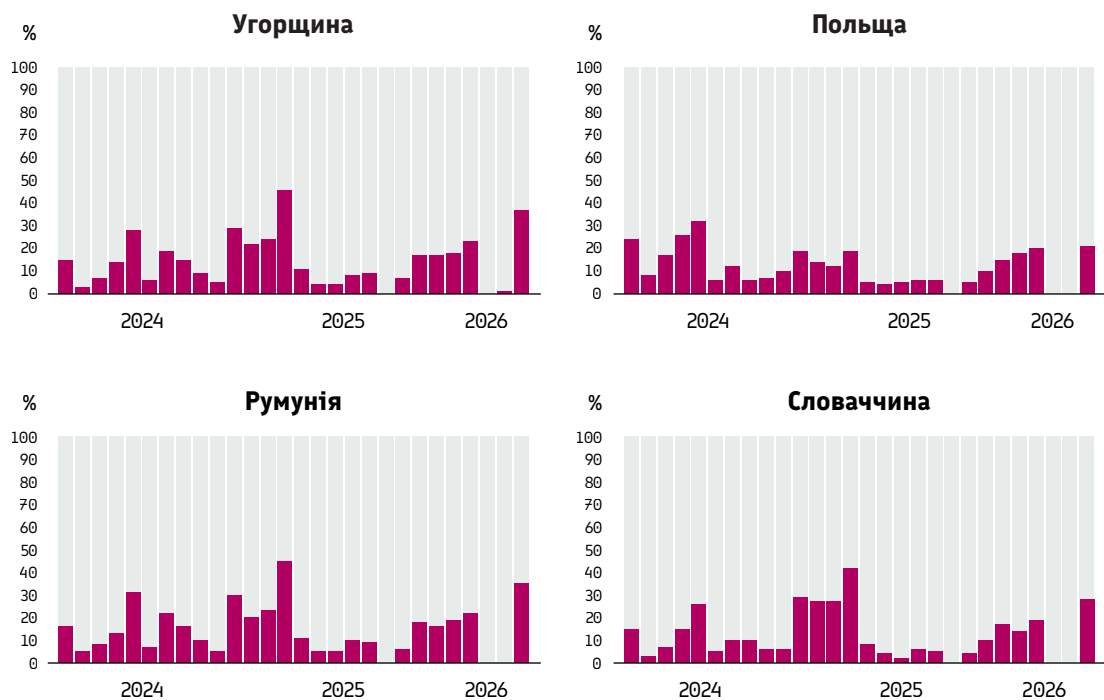
У країнах ЄС технічні цінові обмеження на організованих спотових ринках визначаються за спеціальною методологією із певними ринковими подіями-тригерами, що активують їх зміну, і для РДН станом на травень 2026 року становили 5 000 євро/МВт·год для верхньої межі та –600 євро/МВт·год для нижньої межі. Натомість в Україні граничні ціни тривалий час залишалися значно нижчими і навіть для пікових годин не перевищували приблизно 300 євро/МВт·год. Український Регулятор (НКРЕКП) переглядав ці обмеження у відповідь на зміну ринкової кон'юнктури.

продажем на організованих оптових сегментах українського ринку втрачає економічну привабливість, навіть якщо технічна можливість імпорту зберігається.

За нашими оцінками, з січня 2024 року до травня 2026 року частка годин без теоретичного економічного стимулу для такого імпорту становила в середньому 11–14% залежно від країни-сусіда. Під час дії підвищених

прайс-кепів у середині січня – березні 2026 року та після їх повторного підвищення з травня 2026 року кількість таких годин скоротилася до мінімуму.

Рисунок 4. Частка годин, у яких ціна РДН країн-сусідів була вища від українського прайс-кепу на РДН.



Джерело: власні розрахунки на основі даних ENTSO-E та НКРЕКП.

Співвідношення спотових ціни на оптових сегментах ринку не є єдиним і визначальним фактором економічної доцільності для імпорту та експорту. Торгівля імпортною електроенергією може здійснюватись поза організованими оптовими сегментами: імпортери-трейдери та постачальники можуть підписувати прямі договори із споживачами із власними домовленостями щодо ціноутворення. Постачальники також можуть мати комерційні пропозиції для споживачів, в яких вони закладатимуть цінові ризики імпортової електроенергії, не прив'язуючись напряму до цінних індикаторів на спотових ринках всередині України. Існують і інші ситуації, коли споживачі можуть бути готовими платити ціну, вищу за граничні цінові обмеження, встановлені регулятором – в результаті регуляторних стимулів.

Водночас співвідношення спотових цін не є єдиним фактором економічної доцільності імпорту або експорту. Торгівля імпортною електроенергією може здійснюватись поза організованими оптовими сегментами ринку. Імпортери, трейдери та постачальники можуть укласти прямі договори зі споживачами з індивідуальними умовами ціноутворення яких вони закладатимуть цінові ризики імпортової електроенергії, не прив'язуючись напряму до цінних індикаторів на спотових ринках всередині України. В такій ситуації споживачі можуть бути готовими платити ціну, суттєво вищу за український оптовий ринок та навіть граничні цінові обмеження, встановлені Регулятором, за умови, що це гарантуватиме їм безпеку постачання. В Україні такий варіант вже є можливим в результаті впровадження урядом регуляторних стимулів.

Регуляторні

Формат розподілу міждержавного перетину

У перші півтора роки після синхронізації з ENTSO-E Україна проводила аукціони з доступу до міждержавного перетину в односторонньому порядку на спеціалізованій платформі НЕК «Укренерго» та отримувала повний дохід від розподілу перетину.² Учасникам ринку для імпорту або експорту доводилося враховувати правила і процедури кількох юрисдикцій, що створювало адміністративні витрати та додаткові операційні ризики. Водночас Україна взяла на себе зобов'язання перейти до спільного формату проведення аукціонів із суміжними ОСП.

Для країн-членів ENTSO-E звичною практикою є проведення спільних аукціонів на платформі Joint Allocation Office (JAO). У такому форматі два ОСП координують розподіляють доступ до пропускної спроможності, а доходи від аукціонів ділять між собою. Для учасників ринку це спрощує доступ до перетину, знижує процедурні ризики та робить правила торгівлі наближеними до європейської практики.

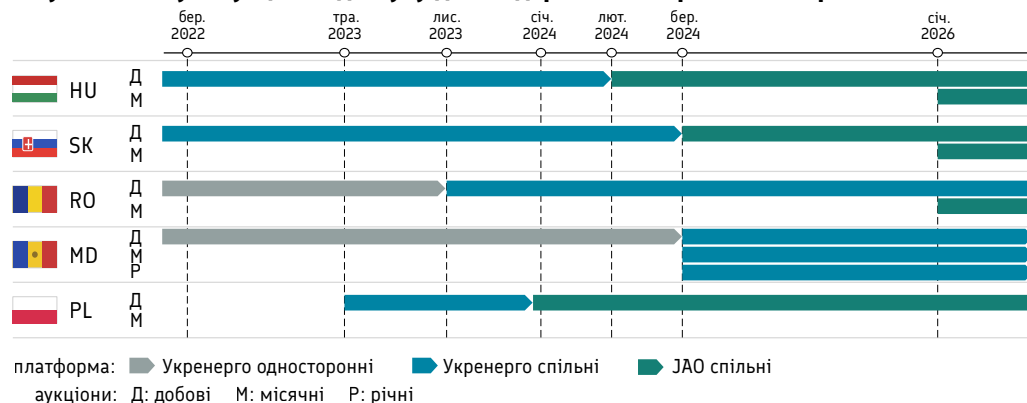
Окреме значення має не лише формат, а й горизонт розподілу пропускної спроможності. До запуску спільних довгострокових аукціонів за європейськими правилами основна частина міждержавного перетину розподілялася на добових аукціонах. Такий формат забезпечує гнучкість, але обмежує прогнозованість для

трейдерів і постачальників, оскільки доступ до перетину та його ціна визначаються лише напередодні постачання. Це ускладнює укладення довгих контрактів на постачання імпортової електроенергії та підвищує ризики для учасників ринку.

Місячні або інші довгострокові аукціони, навпаки, дають можливість учасникам ринку заздалегідь зафіксувати право на використання перетину на довгий період. Це підвищує прогнозованість доступу до міждержавної пропускної спроможності, зменшує ризик короткострокової цінової волатильності на добових аукціонах і створює кращі умови для укладення контрактів із кінцевими споживачами. Водночас довгостроковий розподіл не усуває повністю потреби в добових аукціонах, оскільки частина пропускної спроможності все одно може коригуватися залежно від поточного стану енергосистеми, ремонтів і безпекових обмежень.

Після узгодження технічних і регуляторних аспектів, українська сторона затвердила правила спільних місячних аукціонів протягом 2023–2024 років. Важливим етапом розвитку механізму розподілу перетину став кінець 2025 року, коли НЕК «Укренерго» та суміжні оператори систем передачі розпочали проведення на платформі JAO місячних аукціонів за європейськими правилами для напрямків із Румунією, Угорщиною та Словаччиною. Польський ОСП відмовив Україні у готовності перейти до такого формату.³

Рисунок 5. Запуск аукціонів доступу до міждержавних перетинів з Україною



2 <https://eap-office.ua.energy/pages/dashboard>

3 <https://kyiv24.news/news/polskyj-operator-ne-dozvoliv-ukrayini-provesty-dovgostrokovi-aukciony-dlya-torgivli-elektroenergiyeu>

Обмеження на експорт ВДЕ за «зеленим» тарифом.

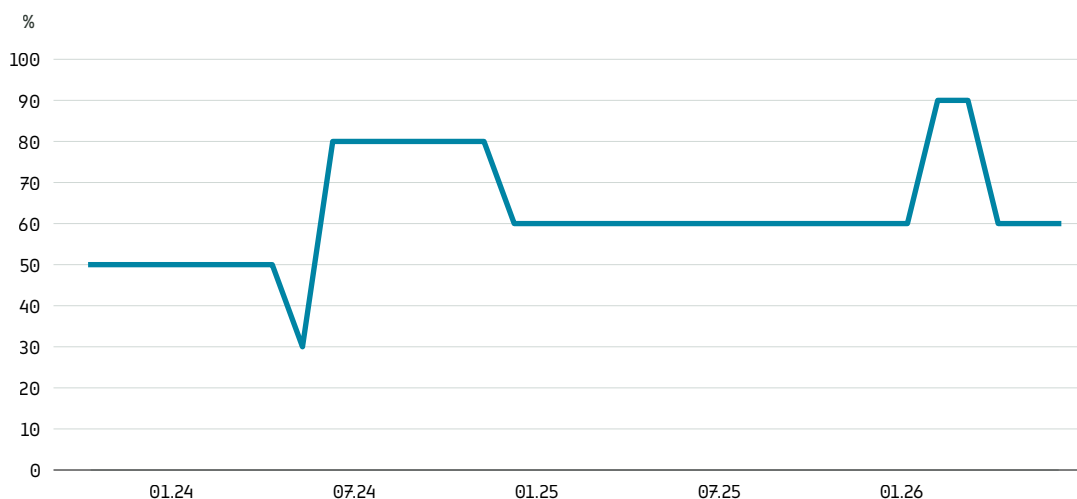
Окремим регуляторним фактором, що впливав на міждержавну торгівлю, були правила продажу електроенергії для ДП Гарантований покупець, який об'єднує у балансуючу групу та продає електроенергію виробників з ВДЕ, що підтримуються за механізмом «зеленого» тарифу.

До квітня 2024 року ДП «Гарантований покупець» не мало права продавати електроенергію з ВДЕ своєї балансуючої групи на експорт. Це обмежувало можливості міждержавної торгівлі, особливо в денні години активної сонячної генерації, коли внутрішній попит міг бути недостатнім для повного поглинання доступного виробництва. Вимушеними були обмеження генерації таких об'єктів ВДЕ, за що вони отримували повну компенсацію у розмірі встановленого «зеленого» тарифу. Відтак експорт міг би виступати альтернативою обмеженню генерації та знижувати фінансове навантаження на систему, однак регуляторні правила звужували цей канал реалізації електроенергії.

Регуляторний стимул для імпорту

З жовтня 2023 року Уряд України вперше запровадив режим⁴, за яким непобутові споживачі електроенергії можуть знижувати ризик примусових обмежень або відключень електропостачання в умовах дефіциту в енергосистемі, спричинених атаками РФ. Для цього такі споживачі мають забезпечити визначену частку свого споживання за рахунок імпортованої електроенергії або власного виробництва. Редакція відповідного механізму станом на травень 2026 року передбачає, що імпортована електроенергія має становити щонайменше 60% споживання у кожній годині. Уряд підвищував мінімальні вимоги до частки імпорту у кризові періоди масованих атак і значних обмежень генерації, зокрема влітку 2024 року та тимчасово на початку 2026 року.

Рисунок 6. Мінімальний відсоток імпортованої енергії в кожній годині постачання споживача для уникнення відключень



Джерело: власні розрахунки на основі постанов Кабінету Міністрів України

⁴ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1127-2023-%D0%BF/ed20260313>

Цей регуляторний режим стимулює промислових споживачів оцінювати стабільність і безпеку постачання поза оптовими ринковими сигналами. Фактично споживачі, для яких безперервність постачання є критичною, можуть бути готові платити своїм постачальникам цінову премію за імпортовану енергію, безвідносно спотового ринку. Це створює додатковий попит на імпорт навіть у години, коли спотова маржа між українським та суміжними ринками є від'ємною. Такий механізм також може впливати на внутрішній ринок. Якщо частина промислового попиту покривається за рахунок імпорту, це теоретично знижує попит на електроенергію внутрішнього виробництва на організованих оптових сегментах ринку. За інших рівних умов це може мати стримувальний вплив на ціни. В фокусі даного дослідження не стояв цей ефект, тому автори не можуть навести конкретної оцінки.

Додатково у січні 2026 року Уряд запровадив окремі зобов'язання для трьох великих державних груп – «Укрзалізниці», «Нафтогазу» та «Укроборонпрому» – забезпечити імпорт електроенергії в обсязі не менше 50% загального споживання кожного до кінця опалювально-зимового періоду 2025/26 року. З лютого 2026 року державний оператор гідроелектростанцій «Укргідроенерго» був зобов'язана імпортувати електроенергію в обсязі до 2 000 МВт·год у нічні години з 00:00 до 07:00 для заповнення водойми Дністровської ГАЕС. Ці заходи також створили додатковий попит на імпортовану електроенергію на початку 2026 року. З 13 березня 2026 року такі зобов'язання для державних компаній були достроково скасовані.

Регуляторні заходи протягом кризового періоду зими 2025/26 року та їхній вплив на імпортні операції детальніше розглянуто в окремому розділі, присвяченому аналізу практичних прикладів.

АНАЛІЗ ТА КЛЮЧОВІ ВИСНОВКИ

I. Від нетто-експорту у 2022 до покладання на імпорт з літа 2023 року

Трансформація ролі міждержавної торгівлі електроенергією під час війни

Динаміка імпорту та експорту електроенергії змінювалася хвилювально і відображала не поступове лінійне зростання імпорту, а послідовність структурних зламів, спричинених атаками, сезонними змінами попиту і пропозиції, темпами відновлення енергосистеми та змінами регуляторного середовища

У перші місяці повномасштабної війни різке скорочення внутрішнього попиту та наявність резерву генеруючих потужностей створили можливості для експорту електроенергії (Зона 1 на Рисунку 8). Ситуація почала змінюватися восени 2022 року після початку перших масштабних атак на енергетичну інфраструктуру. Експорт скоротився, а Україна вперше після синхронізації з ENTSO-E почала системно залучати імпорتنний ресурс (Зона 2 на Рисунку 8). Водночас потенційні обсяги імпорту залишалися обмеженими через поступове розширення доступної транскордонної спроможності та чинні цінові обмеження на внутрішньому ринку.

Вже протягом опалювального сезону 2022/23 років в Україні почали застосовуватися вимушені обмеження електропостачання для промисловості та населення. У відповідь Уряд запровадив механізм, який передбачав незастосування обмежень до споживачів, що забезпечували визначену частку власного споживання імпортною електроенергією. Надалі цей механізм неодноразово переглядався залежно від ситуації в енергосистемі. Відтак з 2023 року імпорт став не лише інструментом підтримки енергосистеми, а й способом зниження ризиків обмеження електропостачання для промислових споживачів.

Протягом 2023 року часткове відновлення енергосистеми, поступове збільшення дозволеного ліміту імпорту та перегляд прайс-кепів сприяли активізації міждержавної торгівлі

(Зона 3 на Рисунку 8). У періоди нижчого попиту та високого виробництва електроенергії з ВДЕ Україна знову поверталася до експорту.

Новий структурний злам відбувся навесні 2024 року після масштабної кампанії атак на об'єкти генерації та мережеву інфраструктуру (Зона 4 на Рисунку 8). Починаючи з березня, обсяги імпорту почали стрімко зростати, тоді як експорт поступово майже припинився. Пікові обсяги імпорту припали на літні місяці, коли втрати генеруючих потужностей поєдналися зі зростанням споживання електроенергії та плановими ремонтами на блоках українських АЕС.

Протягом опалювального сезону 2024/25 років обсяги імпорту відносно стабілізувалися на тлі часткового відновлення доступних потужностей. Упродовж перших дев'яти місяців 2025 року сезонне зниження попиту та відновлення генерації знову створювали можливості для нарощування експорту (Зона 5 на Рисунку 8).

Восени 2025 року розпочалася чергова масштабна кампанія атак, яка тривала протягом зимового періоду та суттєво посилила залежність України від імпорту електроенергії (Зона 6 на Рисунку 8). Паралельно було збільшено дозволений імпорتنний ліміт, запущено місячні довгострокові аукціони на платформі JAO та переглянуто прайс-кепи. На початку 2026 року імпорт досяг найвищих значень від початку повномасштабної війни.

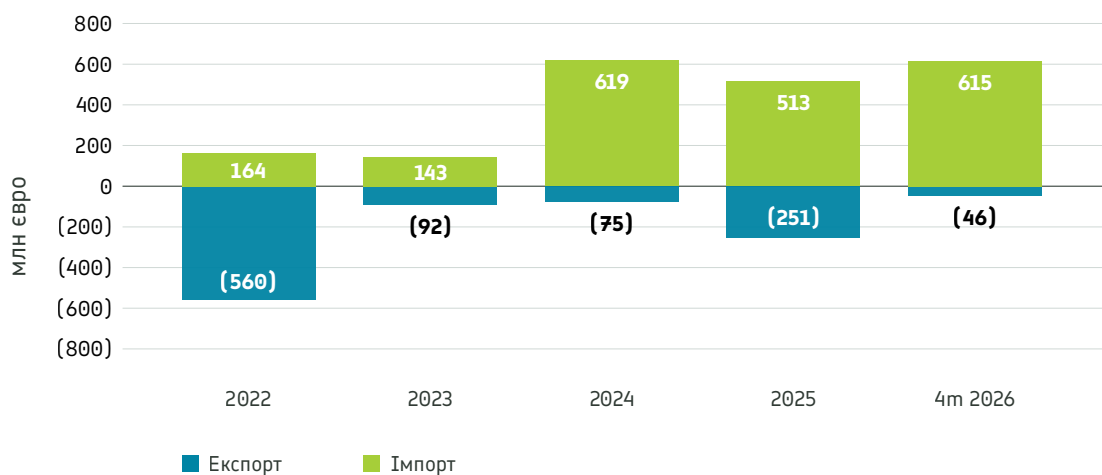
Частка імпорту у структурі річного споживання електроенергії у 2024–2025 роках зросла приблизно до 4–5% порівняно із близько 1% раніше. Станом на середину травня 2026 року імпорт уже досяг 3,7 ТВт·год, забезпечуючи дедалі більшу частку потреб внутрішнього ринку на фоні чергових масштабних руйнувань в енергосистемі.

Вартісна динаміка міждержавної торгівлі електроенергією підтверджує зміну ролі України з нетто-експортера у 2022 році на нетто-імпортера у наступні роки. Якщо у 2022 році вартість експорту електроенергії перевищувала імпорт у 3,4 рази, то вже у 2023

вартість імпорту переважатиме. У 2024 році імпорт різко зріс до 619 млн євро, тоді як експорт знизився до 75 млн євро. Це відповідає періоду значних втрат генеруючих потужностей і зростання залежності України від постачання електроенергії з країн ENTSO-E. У 2025 році імпорт залишався на трохи меншому рівні – близько 514 млн євро, про експорт відновився до 251 млн євро на тлі часткового покращення балансу енергосистеми, меншої інтенсивності атак на інфраструктуру та активізації експортних операцій у літньо-осінній період.

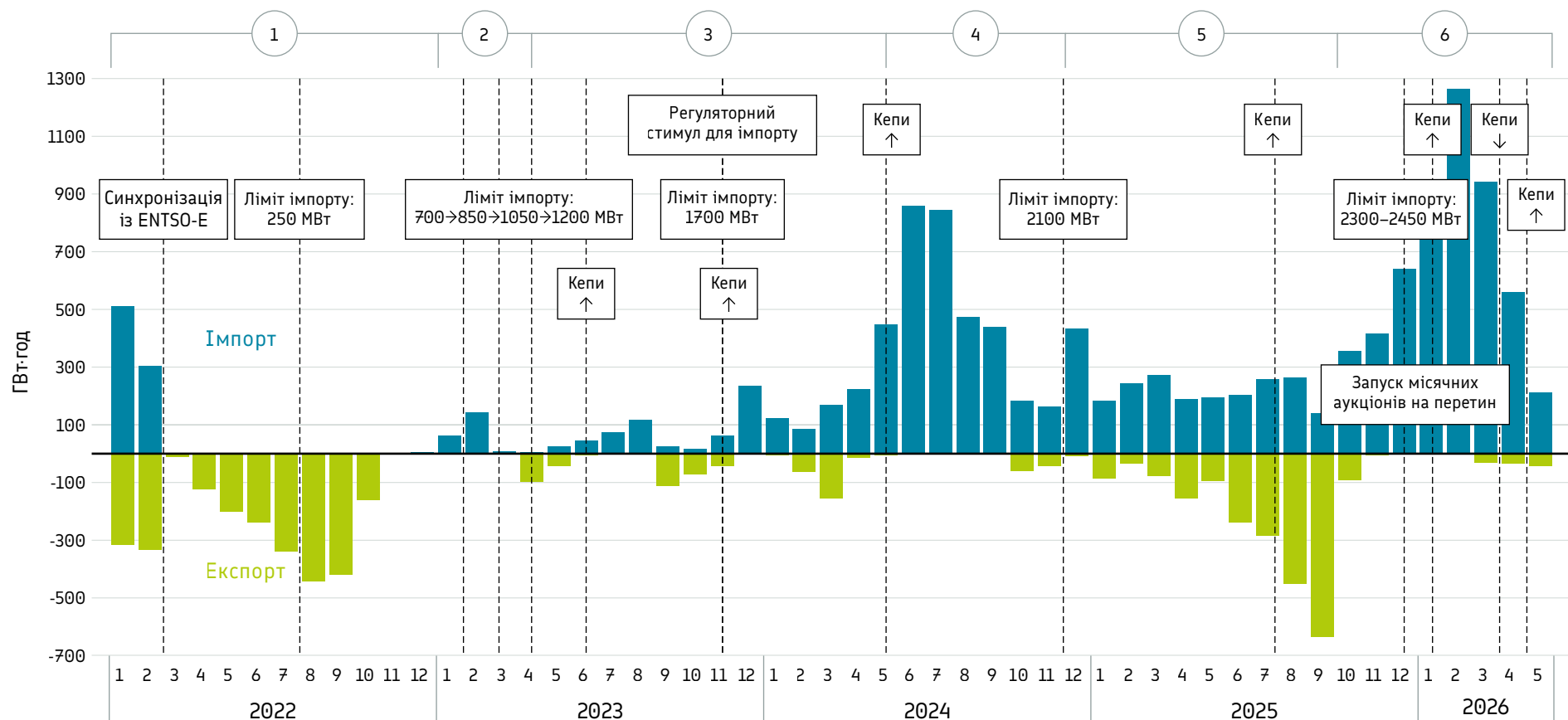
За перші чотири місяці 2026 року вартість імпорту вже досягла 615 млн євро, перевищивши показник за весь 2025 рік та досягнувши вартості всього 2024 року. Загалом у 2024 році – перших чотирьох місяцях 2026 року вартість імпорту електроенергії становила близько 1,75 млрд євро, тоді як експорт за цей період – близько 372 млн євро. Отже, чисті витрати на імпорт електроенергії за цей період можна оцінити приблизно у 1,38 млрд євро.

Рисунок 7. Митна вартість імпорту та експорту електроенергії в/з України



Джерело: Власні розрахунки на основі даних Державної митної служби.

Рисунок 8. Обсяги міждержавної торгівлі електроенергією в Україні 2022 – травень 2026 (ГВт·год / місяць)



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E.

Примітки: "Ліміт імпорту" позначає дату підвищення дозволеної потужності для імпорту із країнами ENTSO-E.

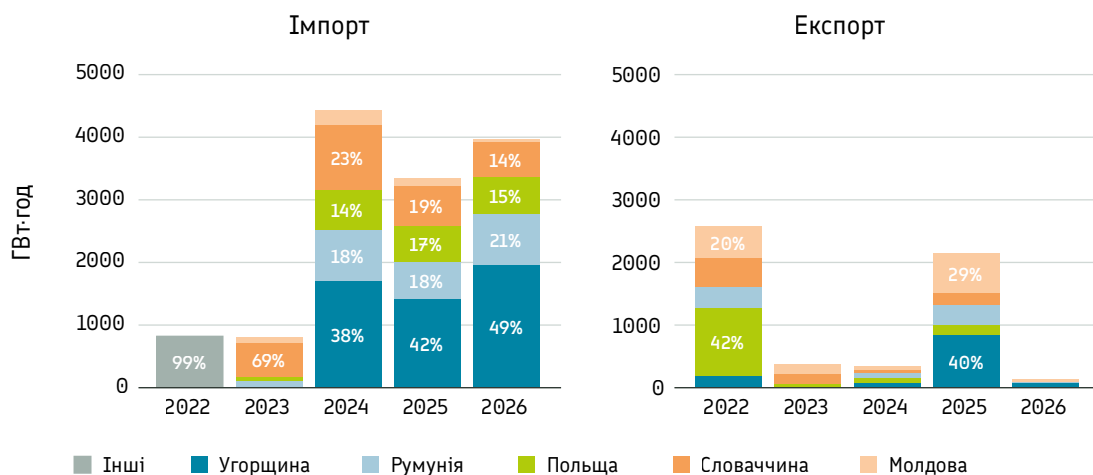
"Кеи" позначає дату зміни цінових обмежень на оптових ринках електроенергії в Україні, де стрілочка відображає напрямок зміни.

II. Угорщина залишається ключовим партнером

Структура міждержавної торгівлі електроенергією суттєво змінювалася протягом аналізованого періоду. У 2022 році, коли Україна залишалася нетто-експортером: основними напрямками експорту були Польща, Молдова, Словаччина та Румунія, тоді як обсяги імпорту були мінімальними. У 2023 році через атаки РФ на українську енергосистему експорт різко скоротився, а основним джерелом помірного імпорту стала Словаччина. Після масштабних атак на енергетичну інфраструктуру навесні

2024 року обсяги імпорту суттєво зросли та стали більш диверсифікованими: ключовим напрямком стала Угорщина, частка якої залишалася найбільшою і надалі, тоді як Румунія, Польща та Словаччина також забезпечували вагомі обсяги постачання. У 2025 році на тлі часткового відновлення енергосистеми Україна тимчасово наростила експорт, насамперед до Угорщини та Молдови. Водночас у 2026 році, після нового загострення дефіциту, експорт знову скоротився до мінімальних значень, а імпорт суттєво зріс, зберігаючи ключову роль Угорщини як постачальника.

Рисунок 9. Структура міждержавної торгівлі електроенергією за напрямками



Джерело: власні розрахунки на основі даних ENTSO-E.

Примітка: категорія «Інші» відповідає за імпорт з Білорусі, який здійснювався до початку повномасштабного вторгнення.

III. Рівень використання міждержавного перетину становив 30–50% від запропонованого

У публічному дискурсі рівень використання міждержавного перетину часто оцінюють шляхом порівняння фактичного комерційного імпорту з максимальним дозволеним лімітом ENTSO-E. Однак такий підхід може призводити до спрощених висновків, оскільки не враховує обмежень у роботі енергосистем України та сусідніх країн, а також відмінностей між дозволеним лімітом, запропонованим перетином (NTC) та фактично розподіленим аукціоні перетином. Як описано вище, потужність,

фактично доступна для комерційного імпорту та експорту, не є сталою і залежить від поточного стану енергосистем, ремонтних режимів, безпекових обмежень та розподілених прав на перетин. Окрім того, ліміт імпорту ENTSO-E не враховує лімітів імпорту з Молдови.

Протягом 2024–2025 років запропонований на аукціонах перетин здебільшого був суттєво нижчим за максимальний дозволений ліміт імпорту ENTSO-E. Загалом, частка запропонованого перетину для імпорту на аукціонах становила 53% від дозволеного ліміту у 2024 році та 38% для 2025 року. В окремі місяці середній погодинний обсяг запропонованого перетину становив менше чверті від дозволеного ліміту.

Це означає, що різниця між дозволеним лімітом і фактичним імпортом пояснювалася не лише рівнем попиту на імпортний ресурс або економічними стимулами для трейдерів,

а й тим, що не вся теоретично доступна потужність була фактично запропонована для комерційного розподілу.

Рисунок 10. Використання імпортних міждержавних перетинів України (середньогодинне за місяць)



Джерело: Власне представлення на основі даних Укренерго, ENTSO-E, JAO, energy map.

Примітка: Дані відображають каскадний ефект розподілу потужності. Наприклад, із сумарного запропонованого перетину в 1100 МВт у січні 2024 року розподілено на аукціонах було 800 МВт, із якого використано для комерційного імпорту 200 МВт. Відсотки відображають співвідношення комерційного імпорту до розподіленого перетину (АТС).

Водночас навіть запропонований і розподілений на аукціонах перетин не завжди повністю конвертувався у комерційний імпорт. У 2024 році рівень використання розподіленого перетину був відносно високим у періоди найбільшого дефіциту, зокрема влітку, коли він сягав близько 75%. Водночас у 2025 році використання було більш нерівномірним і в окремі місяці залишалося низьким, попри наявність розподіленої пропускної спроможності. Це свідчить, що після отримання права на перетин учасники ринку не завжди заявляли відповідні комерційні графіки імпорту у повному обсязі через економічні фактори.

На початку 2026 року ситуація змінилася: разом зі збільшенням дозволеного імпортного ліміту та запуском місячних аукціонів обсяг запропонованого і розподіленого перетину суттєво зріс та наблизився до верхньої межі, погодженої ENTSO-E. Водночас рівень фактичного використання розподіленого перетину залишався нестабільним: після високих показників у січні-лютому він помітно знизився у наступні місяці. Це підкреслює, що навіть за значного зростання технічної та комерційно розподіленої спроможності фактичний імпорт все ще залежить від економічних стимулів, цінових обмежень, вартості перетину та регуляторних стимулів до імпорту.

IV. Ціни на перетин: коли імпорт стає дорожчим за спотову маржу

Вартість доступу до міждержавного перетину є важливим елементом економічної доцільності імпорту електроенергії. У спрощеному вигляді за достатньої конкуренції ціна на перетин має формуватися на основі очікуваної різниці цін між двома суміжними ринками.

На практиці ціна аукціонів на доступ до перетину не завжди точно відображає спред між спотовими цінами. В окремі періоди вона могла суттєво перевищувати різницю між цінами на українському та суміжних ринках, формуючи від'ємну ex-post спотову маржу для імпорту.⁵ Це означає, що імпортована електроенергія була дорожчою за потенційну виручку від її продажу на організованих оптових сегментах українського ринку. У деякі години ціни на перетин могли перевищувати навіть граничні ціни на українському ринку електроенергії, сягаючи понад 300 євро/МВт·год.

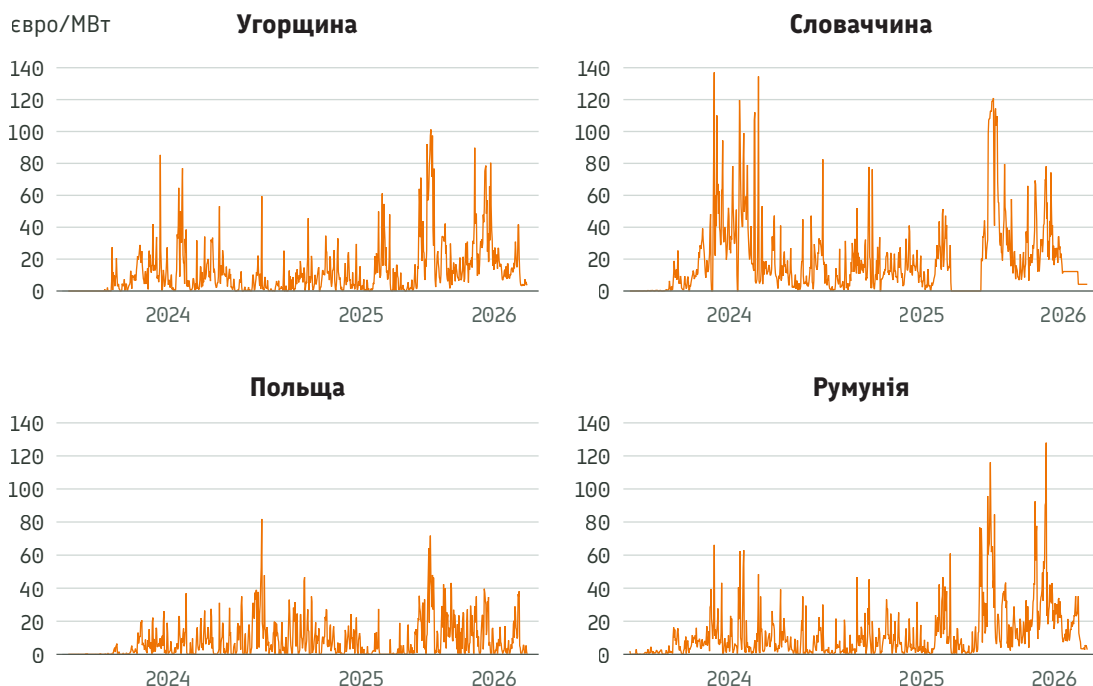
Водночас така ситуація не обов'яз

ково свідчить про нерациональну поведінку учасників ринку, оскільки імпорт міг здійснюватися за прямими договорами зі споживачами, для яких ключовою цінністю була безперервність постачання в рамках урядової регуляції.

Окремий вплив на початку 2026 року також могли мати урядові зобов'язання для окремих державних компаній щодо забезпечення частини власного споживання за рахунок імпорту.

Динаміка середньодобових цін на перетин свідчить, що найвищі значення формувалися у періоди найбільшого дефіциту української енергосистеми. Зокрема, влітку 2024 року після масштабних атак на генерацію та протягом осінньо-зимового періоду 2025/26 років ціни на окремих напрямках тривалий час перебували на підвищених рівнях. У такі періоди середньодобові ціни могли сягати діапазону близько 40–140 євро/МВт·год, тоді як у більш «спокійні» періоди середні ціни на перетин зазвичай залишалися значно нижчими і найчастіше не перевищували 20 євро/МВт·год.

Рисунок 11. Середньодобова ціна аукціону з доступу до міждержавного перетину для імпорту



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E, JAO, Dixi Group energy map.

⁵ Примітка: Ex-post спотова маржа – розрахункова прибутковість імпорту на основі фактичних погодинних цін після завершення торгів (ціна РДН України мінус сума ціни РДН суміжного ринку та вартості доступу до міждержавного перетину). Від'ємна ex-post спотова маржа означає, що продаж імпорту на українському РДН не покривав би розрахункову вартість такого імпорту.

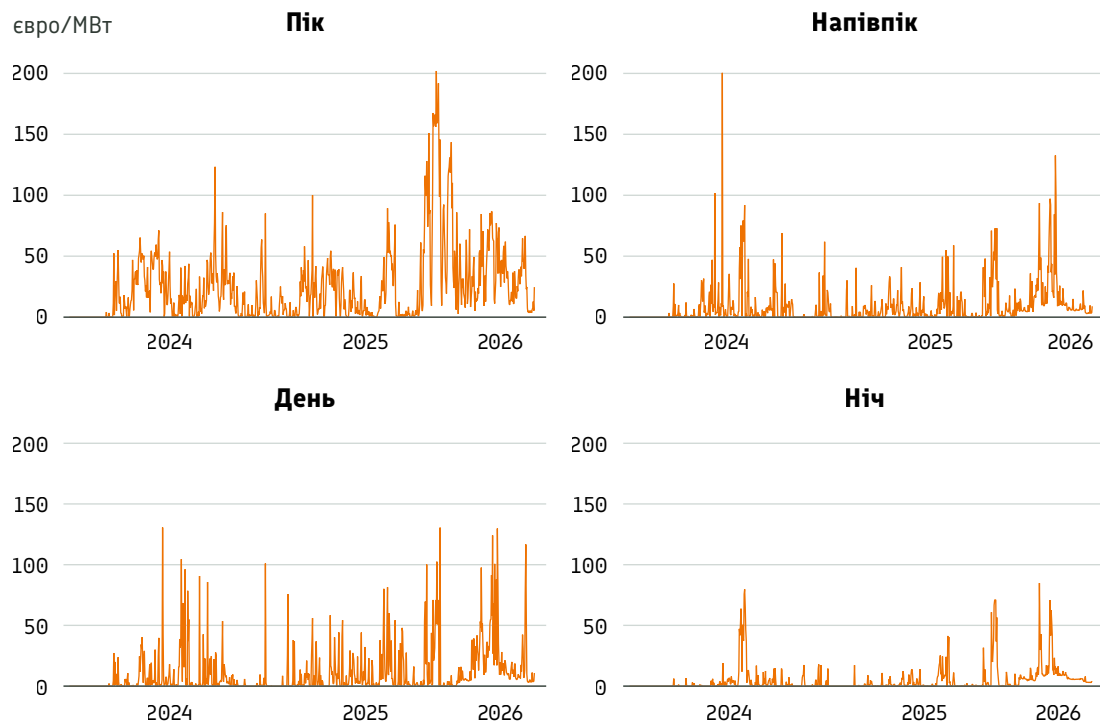
Високі ціни доступу в кризові періоди свідчать, що учасники ринку були готові конкурувати за імпортерський ресурс навіть тоді, коли його перепродаж на українському спотовому ринку не виглядав економічно привабливим за ex-post оцінкою. Це вказує на наявність додаткової економічної цінності імпорту, пов'язаної із забезпеченням надійності постачання, виконанням договірних зобов'язань перед споживачами та зниженням ризику недопостачання.

Ціна доступу також суттєво відрізнялася залежно від типу годин постачання. На прикладі імпорту з Угорщини видно, що найвищі та найбільш волатильні ціни формувалися у вечірні пікові години, коли дефіцит потужності в українській енергосистемі був найбільш

відчутним, а попит на імпорт – найвищим. У напівпікові години ціни також періодично зростали, але такі стрибки були менш тривалими та менш системними.

У денні години ціна доступу була більш нерівномірною. В окремі дні вона могла різко зростати, однак частіше залишалася нижчою, що, ймовірно, відображало менший дефіцит в Україні або сприятливіші цінові умови на суміжних ринках. Нічні години переважно характеризувалися найнижчими та найменш волатильними цінами, за винятком окремих кризових періодів, коли імпорт залишався критично важливим для промислових споживачів та балансування системи.

Рисунок 12. Ціна аукціону з доступу до міждержавного перетину для імпорту з Угорщини, середнє за типами годин



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E, JAO, Dixi Group Energy map.

V. Прайс-кепи були головним фактором внутрішньодобового профілю імпорту

Рисунок 13 демонструє, що Комерційний імпорт електроенергії мав виразний внутрішньодобовий профіль. У більшості періодів найбільші обсяги припадали на вечірні пікові години. Це пояснюється поєднанням двох факторів: у ці години дефіцит власної потужності в українській енергосистемі був найбільш відчутним, а вищі граничні ціни на організованих сегментах ринку створювали кращі економічні умови для імпорту.

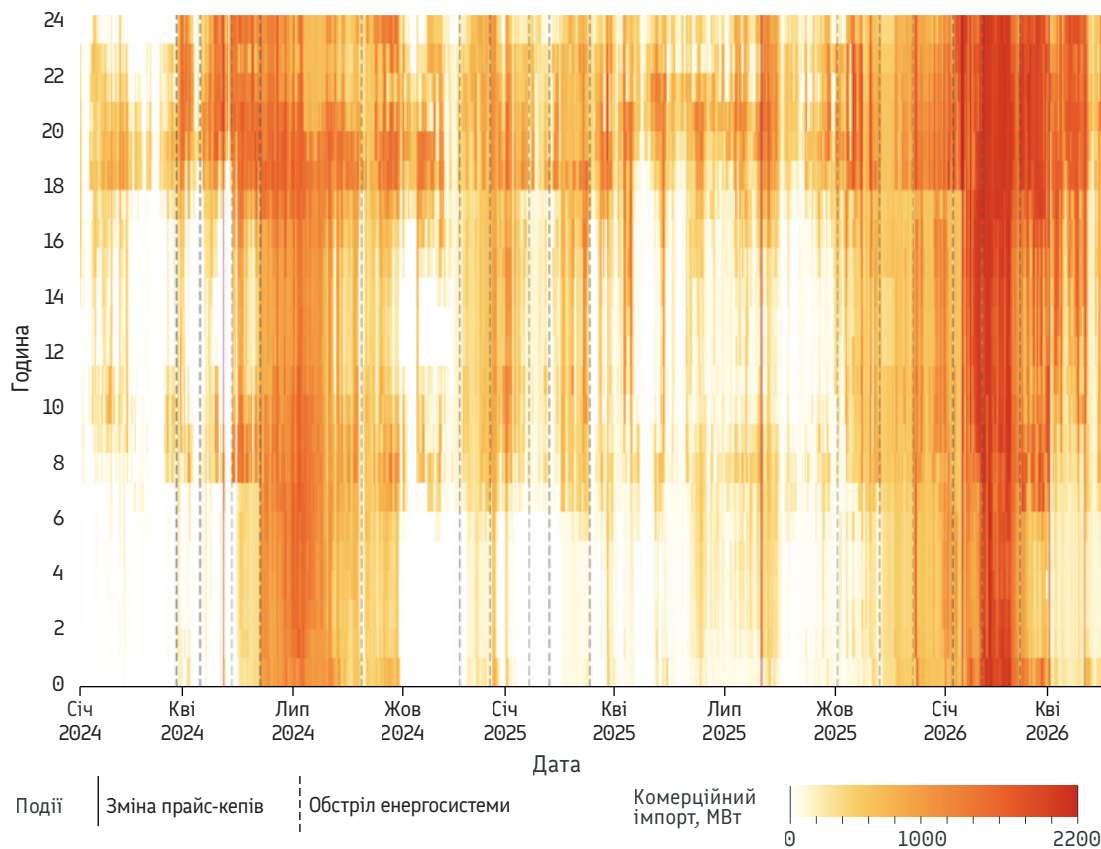
Прайс-кепи впливали не лише на рівень внутрішніх цін, а й на здатність українського ринку конкурувати за імпортний ресурс із суміжними торговими зонами. Якщо гранична ціна в Україні була нижчою за ціну закупівлі

на суміжному ринку з урахуванням вартості перетину, імпорту втрачав економічний сенс для постачання через організовані сегменти. Натомість підвищення прайс-кепів розширювало простір для імпорту, особливо в години, коли дефіцит генерації був найгострішим.

3 серпня 2025 року прайс-кеп у пікові години був підвищений до 15 000 грн/МВт·год. Це покращило умови для імпорту в періоди найбільшого навантаження та частково пояснює концентрацію імпортних обсягів у вечірній пік. Найпомітніше зростання імпорту відбулося на початку 2026 року, коли одночасно діяли кілька чинників: нові атаки на енергосистему, дефіцит доступної генерації, підвищення прайс-кепів у всі години доби та запуск місячних аукціонів доступу до міждержавної пропускної спроможності.

Рисунок 13. Теплова карта комерційного імпорту

01.01.2024 – 17.05.2026



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E.

VI. Експорт може відбуватися паралельно з імпортом різними учасниками ринку

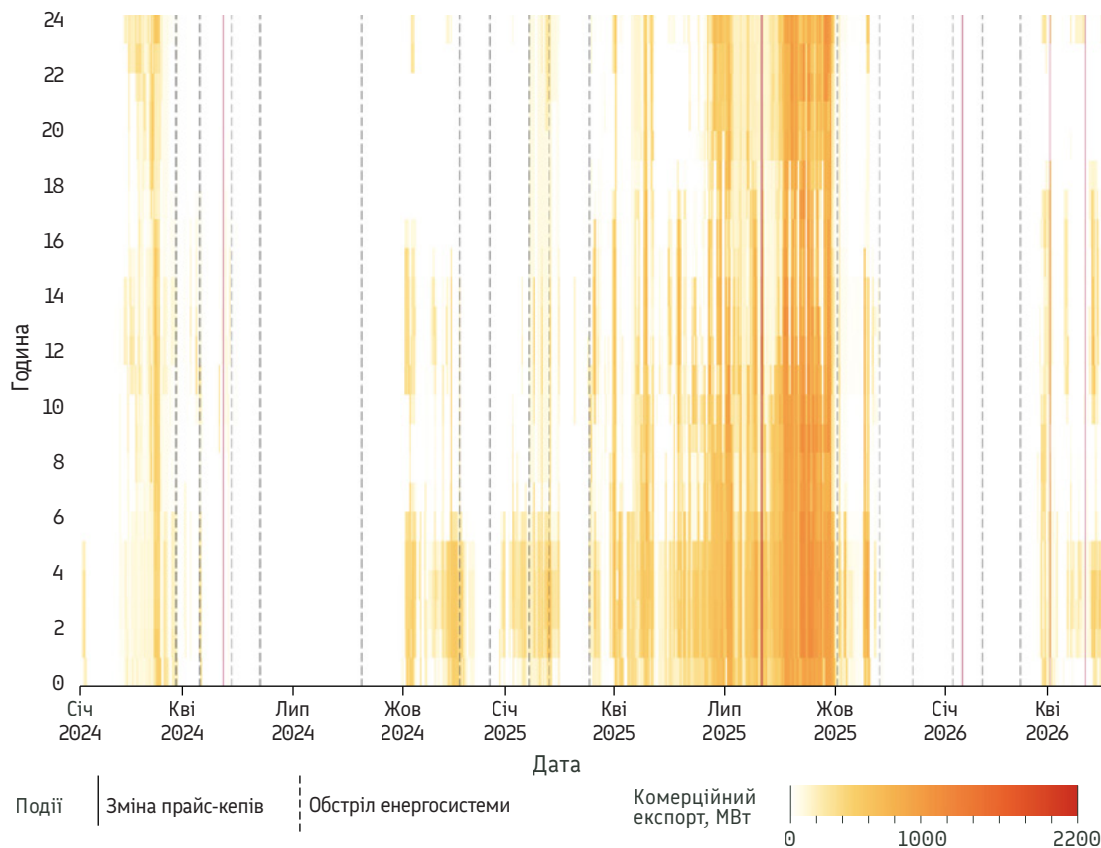
Експорт електроенергії з України відбувався переважно у періоди достатньої генерації для покриття внутрішніх потреб. Історично він концентрувався у двох типах годин: у нічні години, коли міг виникати профіцит базової генерації, та у години сонячної активності між квітнем і жовтнем, коли зростала генерація ВДЕ.

У липні–жовтні 2025 року виділяється значна експортна активність, пов'язана з посиленням ролі державних виробників і великих трейдерів. За річною звітністю Енергоатома, компанія активно експортувала електроенергію у 3 кварталі 2024 року «виключно у моменти, коли в енергосистемі був достатній ресурс для забезпечення внутрішніх споживачів, за наявності технічної можливості та відсутності системних обмежень». Частка експорту становила 1,3% від генерації Енергоатома у 2025 році.

За нашим аналізом, у цей період експорт міг відбуватися одночасно з імпортом в інші години або за іншими напрямками. Така ситуація є нормальною для відкритого ринку: рішення щодо імпорту та експорту приймаються різними учасниками незалежно, на різних часових інтервалах і на основі різних цінових сигналів. Докладніше цей період розглянуто в кейс-стаді.

Рисунок 14: Теплова карта комерційного експорту

01.01.2024 – 17.05.2026



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E.

VII. 37% обсягу імпорту відбулися в умовах негативної маржі на спотових ринках, за прямими договорами

Аналіз показує, що в період із січня 2024 року до середини травня 2026 року 37% імпортованої електроенергії мали від'ємну ex-post спотову маржу. Це означає, що продаж такої електроенергії за ціною РДН в Україні не покривав би повну вартість імпорту, яка включає ціну електроенергії на суміжному ринку та вартість доступу до міждержавного перетину. Водночас це не обов'язково свідчить про економічно нераціональну поведінку учасників ринку, оскільки фактична мотивація імпорту, яку пояснимо нижче, могла виходити за межі прибутку на основі договорів, що прив'язані до цін спотового ринку.

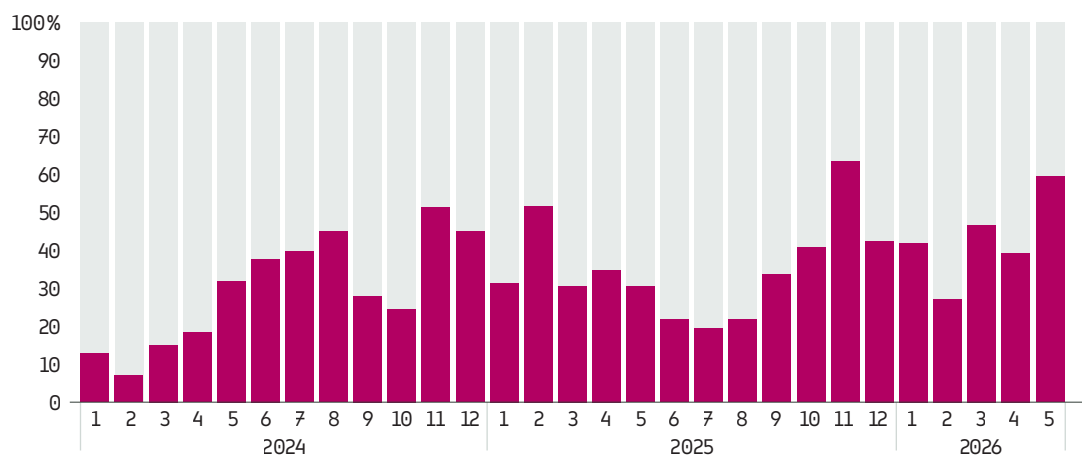
Частка імпорту з від'ємною ex-post спотовою маржею була особливо високою у періоди найбільшого дефіциту в українській енергосистемі. Зокрема, вона помітно зростала влітку 2024 року після масштабних атак на об'єкти генерації, а також наприкінці 2025 року та на початку 2026 року під час чергового загострення дефіциту і відновлення обмежень електропостачання. У ці періоди частка такого імпорту в окремі місяці сягала близько 40–60%, що свідчить про наявність додаткового попиту на імпортовану електроенергію поза логікою спотового арбітражу.

Одним із пояснень є урядовий стимул до імпорту. Протягом аналізованого періоду діяла норма, за якою непобутові споживачі могли знижувати ризик застосування обмежень електропостачання за умови забезпечення визначеної частки власного споживання за рахунок імпортованої електроенергії. Для таких споживачів імпорт був не лише джерелом електроенергії, а й інструментом захисту від відключень. Відповідно, вони могли бути готовими сплачувати премію за безперервність постачання, а постачання за прямими договорами могло здійснюватися поза прямою прив'язкою до ціни українського РДН.

Додатковим фактором на початку 2026 року були зобов'язання окремих державних компаній імпортувати електроенергію. Як зазначено у попередньому розділі, у січні 2026 року такі зобов'язання були запроваджені для «Укрзалізниці», «Нафтогазу» та «Укроборонпрому», а з лютого – також для «Укргідроенерго». Це могло створювати попит на імпорт навіть у години, коли така операція виглядала збитковою з погляду перепродажу на організованих спотових сегментах українського ринку.

Ще одним можливим поясненням є помилка прогнозу. Учасники ринку ухвалюють рішення про купівлю перетину та імпорт на основі очікуваних, а не фактичних цін на суміжних ринках і в Україні. Тому частина імпорту з від'ємною ex-post маржею могла бути результатом відхилення фактичних цін від прогнозів трейдерів або постачальників.

Рисунок 15. Частка обсягу імпорту, що відбувалась в умовах негативної маржі на спотових ринках



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E, JAO, Dixi Group Energy map.

Примітка: Маржинальність визначено як різницю між годинною ціною РДН в Україні та сумою ціни РДН на відповідному суміжному ринку і середньозваженої ціни аукціону з доступу до міждержавного перетину. Починаючи з жовтня 2025 року, ціни РДН на окремих суміжних ринках розраховуються з 15-хвилинним інтервалом; для зіставності в аналізі використано середні погодинні значення, розраховані на основі відповідних 15-хвилинних інтервалів.

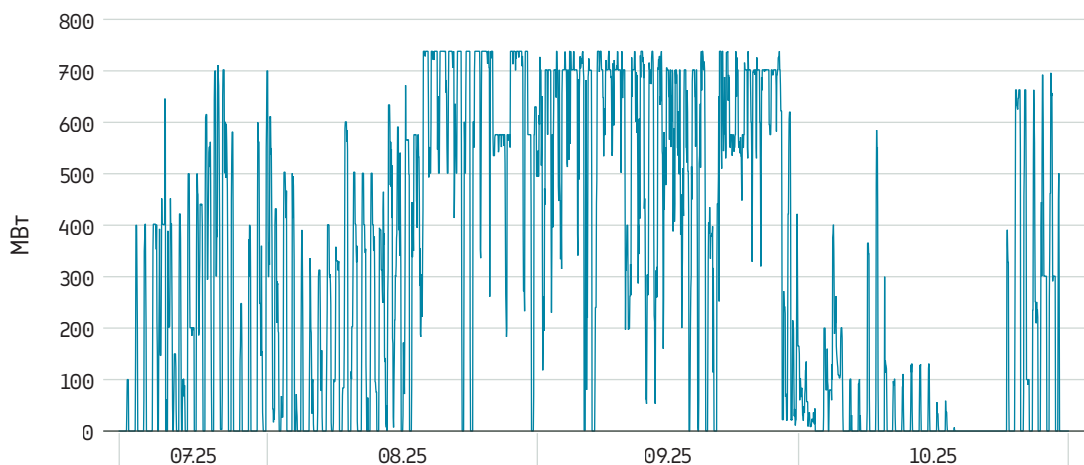
АНАЛІЗ ПРАКТИЧНИХ ПРИКЛАДІВ

Липень – Вересень 2025

Аналіз погодинних комерційних графіків у липні-вересні 2025 року вказує на зміну профілю експорту електроенергії з України. У липні та на початку серпня експорт переважно концентрувався у нічні години та мав значну варіативність. Із другої половини серпня графік став рівнішим і охоплював ширший набір годин доби, включно з піковими періодами. Найстабільніший профіль простежується між 17 і 31 серпня, а також протягом вересня.

Такий характер графіку може свідчити про перехід частини експортних операцій до більш структурованої комерційної моделі, зокрема через контракти з фіксованим погодинним або періодичним профілем. Такий профіль є характерним для виробників базового навантаження, зокрема атомної генерації, або для трейдерів, які мали доступ до значних обсягів контрактного ресурсу на базове навантаження.⁶

Рисунок 16. Погодинні обсяги експорту у липні-вересні 2025 року



Джерело: Власні розрахунки на основі даних ENTSO-E.

Примітка: дані вказані для напрямків торгівлі із Польщею, Угорщиною, Словаччиною, Румунією, без врахування Молдови.

Фінансова звітність Енергоатома дає додаткову підставу для оцінки ролі компанії у формуванні експортного профілю. Компанія зазначає, що з 1 вересня 2025 року розпочала експорт електроенергії до Польщі. Крім того, на основі фінансової звітності Енергоатома розрахований обсяг його експорту у III кварталі 2025 року становить 489 ГВт·год. За нашими розрахунками, загальний експорт електроенергії з України за цей самий період становив 1 271 ГВт·год. Отже, Енергоатом міг забезпечити близько 38% загального експорту у III кварталі 2025 року.

Це підтверджує суттєву роль Енергоатома серед експортерів у період аналізу та підтримує припущення, що компанія могла бути одним із ключових учасників формування

стабільного експортного профілю. Водночас наявні відкриті дані не дають змоги точно визначити, яка частина погодинного графіку припадала безпосередньо на Енергоатом, а яка могла формуватися іншими виробниками або трейдерами, що мали доступ до контрактного ресурсу на базове навантаження.

У зазначений період експортні графіки в окремі години могли відповідати вилученню до 700–750 МВт пропозиції з внутрішнього ринку. Це збіглося з підвищенням граничних цін на пікові години на 67% з 1 серпня 2025 року. Після зміни прайс-кепів пікові ціни на РДН швидко відреагували на новий регуляторний рівень.

⁶ Примітка: базове навантаження означає рівний погодинний обсяг купівлі-продажу протягом доби.

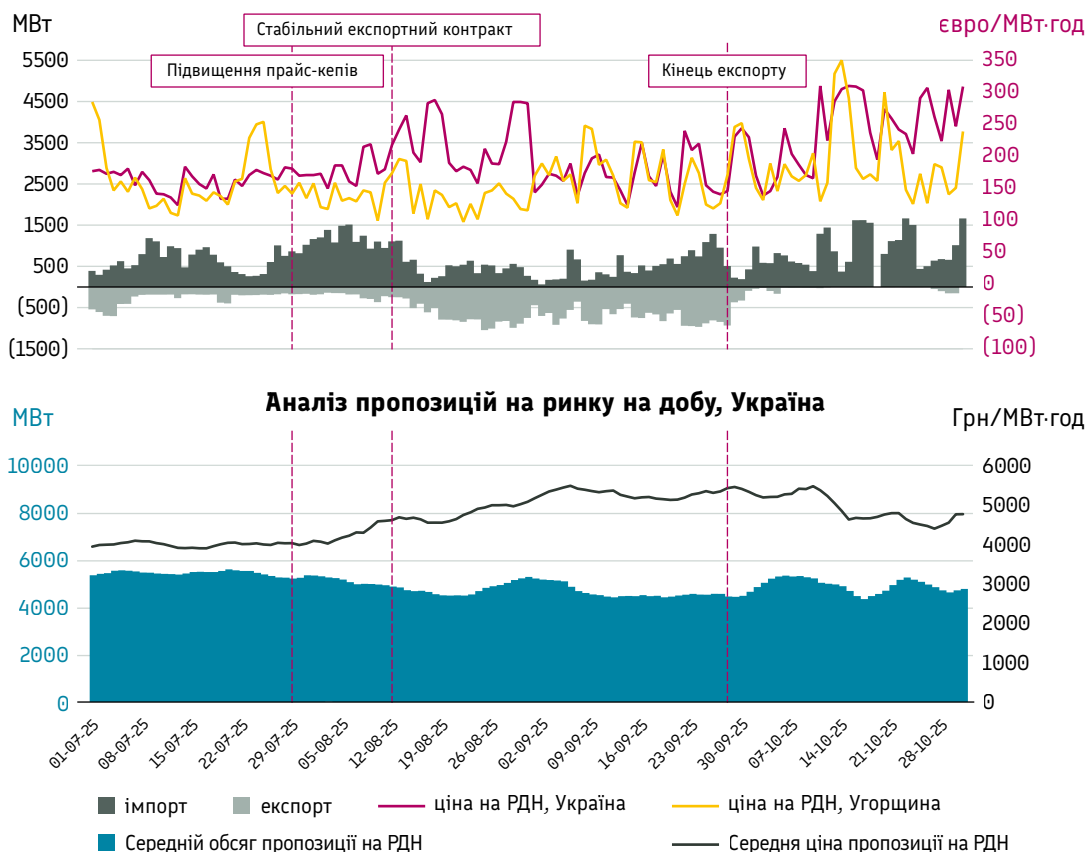
Паралельно спостерігалось зниження пропозиції на РДН та поступове зростання середньої ціни заявок.

Окрім того, виходячи із даних, наведених у фінансовій звітності Енергоатому за 2025 рік, розрахункова вартість продажу електроенергії за експортними контрактами становила 3 977 грн/МВт·год. розрахункова середньозважена ціна продажу електроенергії базового навантаження на Українській енергетичній біржі за цей період становила 4 950 грн/МВт·год, або майже на 25% вище. При прямому порівнянні, продаж на внутрішньому ринку на аукціонах Українській енергетичній біржі приніс би Енергоатому додатково 640 млн грн, і, можливо, ще більше при продажі на спотових сегментах. Варто зауважити, що неможливо достовірно оцінити чи були б ціни на РДН (та фінальні ціни для побутових споживачів) меншими якби ці експортні обсяги не були вилучені із внутрішнього ринку.

Зниження пропозиції на РДН могло бути пов'язане з кількома факторами: зростанням експортних операцій, меншою доступністю дешевшої базової генерації для внутрішнього спотового сегмента, ремонтами генеруючих потужностей або зміною цінової поведінки учасників ринку після підвищення прайс-кепів. Найбільш обґрунтованою є оцінка комбінованого ефекту, коли регуляторне підвищення цінової межі збіглося зі скороченням внутрішньої пропозиції та послабленням конкуренції в окремі години.

Активізація експорту припала на період високих внутрішніх цін і слабшої зовнішньої цінової кон'юнктури. За таких умов виведення значних обсягів електроенергії на експорт могло зменшувати потенційну цінову конкуренцію на внутрішньому ринку. Після скорочення стабільних експортних графіків і повернення частини обсягів на внутрішній спотовий сегмент середня ціна пропозиції почала знижуватися, що узгоджується з гіпотезою про вплив додаткової пропозиції на конкуренцію на РДН.

Рисунок 17. Середні добові обсяги міждержавної торгівлі та ціни у пікові години (17:00–23:00 за Київським часом) у липні-жовтні 2025 року



Джерело: Entso-e transparency platform, Оператор ринку, власні розрахунки.

Оцінка доцільності експорту в період високих внутрішніх цін залишається дискусійною. Для виробників або трейдерів експорт міг бути комерційно виправданим, якщо ціна продажу покривала витрати та забезпечувала прийнятну маржу. Для внутрішнього ринку ефект був складнішим: реалізація тих самих обсягів на РДН могла б збільшити ліквідність і частково обмежити ціновий тиск у пікові години. Пряме порівняння експортної виручки з гіпотетичною виручкою на внутрішньому ринку має обмежену аналітичну цінність, оскільки додаткова пропозиція могла б змінити сам рівень внутрішньої ціни.

Ключовий висновок полягає в тому, що зміна експортного профілю у серпні-вересні 2025 року збіглася з підвищенням прайс-кепів, скороченням пропозиції на РДН та зростанням цінових заявок. Наявні дані дозволяють говорити про суттєвий ринковий ефект експортних графіків. Дані фінансової звітності Енергоатома також підтверджують його значну роль в експорті у III кварталі 2025 року. Водночас для повної оцінки впливу окремих учасників потрібна помісячна або погодинна структура експорту за компаніями.

Грудень 2025 – травень 2026

З січня 2026 року оператори систем передачі України, Словаччини, Угорщини та Румунії запустили спільні місячні аукціони на платформі JAО. Це підвищило передбачуваність доступу до міждержавної пропускнуої спроможності та створило кращі умови для планування імпорту.

У період 8–13 січня 2026 року масовані ракетні удари РФ завдали значних пошкоджень критичній інфраструктурі та об'єктам електрогенерації. Українська енергосистема зіткнулася з гострим дефіцитом потужності, що підвищило потребу в імпорті протягом більшості годин доби.

У відповідь регулятор тимчасово підвищив цінові обмеження на оптових сегментах ринку у більшості часових зон, зрівнявши їх до прайс-кепу для вечірнього піку. Паралельно було запроваджено обов'язок імпорту електроенергії для окремих державних підприємств. Його скасування з 13 березня 2026 року можна розглядати як індикатор послаблення дефіцитного режиму.

Поведінка імпорту у вечірні пікові години дає найбільш чистий приклад реакції ринку на дефіцит, оскільки цінове обмеження в цей період не змінювалося. За нашими розрахунками, у січні–березні середній імпорт у пікові години досягав близько 1800–2100 МВт. У квітні він знизився до 1400–1800 МВт, а з травня повернувся до рівнів, близьких до періоду до масованих обстрілів, тобто нижче 1000 МВт.

Найбільший ефект спостерігався у нічні, ранкові та денні години, де підвищення цінових обмежень створило більший економічний простір для імпортних операцій. У критичний період січня–лютого 2026 року середній імпорт у цих годинах зріс приблизно з 600–700 МВт до 1600–2100 МВт. У вечірньому піку зростання було помірнішим, оскільки відповідний прайс-кеп залишався незмінним. В окремі дні січня українське цінове обмеження також було нижчим за пікові ціни на суміжних ринках, що стримувало імпорт у найбільш дефіцитні години.

На основі проаналізованих даних, наведених на Рисунку 18, ми зробили такі висновки:

А. Запуск місячних аукціонів підвищив доступність міждержавної спроможності та створив передумови для швидкого нарощування імпорту.

Запровадження місячних аукціонів суттєво збільшило обсяг розподіленої міждержавної спроможності. З січня 2026 року середній обсяг розподіленого перетину зріс приблизно до 2 000 МВт порівняно з максимумом близько 1 000 МВт у грудні 2025 року.

У першій половині січня використання цієї спроможності залишалося відносно низьким, але її наявність створила передумови для швидкого нарощування імпорту після погіршення балансу в енергосистемі.

В. Імпорт різко активізувався після погіршення балансу в енергосистемі та підвищення прайс-кепів.

У першій половині січня 2026 року рівень використання запропонованого перетину залишався порівняно низьким у денні та напівпікові години: у середньому комерційний імпорт становив близько 34% від запропонованого перетину для денних годин та 40% для

напівпікового навантаження. Натомість під час вечірнього піку споживання, де вже діяли найвищі прайс-кепи на рівні 15 000 грн/МВт·год, рівень використання перетину був суттєво вищим і становив у середньому 62%.

Після підвищення НКРЕКП прайс-кепів на РДН до 15 000 грн/МВт·год для всіх годин доби використання перетину в другій половині січня суттєво зросло саме в тих часових зонах, де гранична ціна змінилася найбільше. У денні години використання підвищилося з 34% до 61%, а в напівпіковій — з 40% до 54%. У вечірній пік, де гранична ціна фактично не змінилася, рівень використання залишився майже стабільним — близько 64%. Середній погодинний імпорт після підвищення прайс-кепів зріс майже вдвічі — з 900 до 1 700 МВт.

С. У березні 2026 року спотові ціни України та суміжних ринків у непікові години поступово синхронізувалися.

Цінова синхронізація у позапікові години свідчить про послаблення дефіциту потужності в українській енергосистемі та про зростання ролі імпорту як конкурентного джерела пропозиції. У січні-лютому 2026 року українські ціни часто залишалися вищими за ціни суміжних ринків, що створювало комерційний стимул для імпорту. У березні цей розрив почав звужуватися, особливо у нічні, ранкові та денні години.

Це означає, що імпорт поступово перестав бути лише кризовим інструментом покриття дефіциту і почав працювати як механізм вирівнювання цін між українським і суміжними ринками. Коли ціни в Україні наближалися до цін сусідніх ринків, можливість отримання надприбутку від імпорту зменшувалася, а обсяги імпорту ставали більш залежними від погодинного цінового спереду.

Водночас вечірній пік залишався окремим сегментом. У більшості днів українські ціни у вечірні години залишалися вищими за ціни суміжних ринків, що свідчить про збереження дефіциту саме у піковому навантаженні. Це також пояснює, чому імпорт у вечірній години залишався відносно високим навіть після зниження загального рівня дефіциту.

Д. Зниження прайс-кепів у квітні 2026 року різко скоротило імпорт у позапікові години.

Після зниження прайс-кепів у квітні 2026 року економічна доцільність імпорту в нічні та ранкові години суттєво зменшилася. У ці години українські ціни часто досягали регульованого максимуму, але цей максимум залишався нижчим за ціни на суміжних ринках. За таких умов імпорт переставав бути прибутковим для трейдерів і постачальників, навіть якщо технічна можливість та доступ до міждержавного перетину зберігалися.

Це особливо помітно у позапікові години, коли попит в Україні нижчий, а внутрішня генерація частіше здатна покрити споживання. У січні-березні дефіцит, а також високі прайс-кепи і регуляторні стимули підтримували імпорт у цих годинах. У квітні цей баланс змінився: дефіцит послабився, цінова межа знизилася, а ринковий стимул до імпорту скоротився. Як наслідок, використання доступного перетину різко обвалилося, а в Україну повернулися обмеження постачання електроенергії для промислових та побутових споживачів.

У денні години зниження імпорту було менш рівномірним. Імпорт зменшився в середньому, але зростав у дні, коли ціни на суміжних ринках падали нижче українських. Такі ситуації виникали переважно у періоди нижчого попиту, святкових днів або високої сонячної генерації в ЄС. Це показує, що після квітня імпорт повернувся до більш вибіркової логіки, коли ключовим фактором став не загальний дефіцит, а погодинна комерційна маржа.

Якщо порівняти останні два тижні березня, коли діяли підвищені прайс-кепи, з першими двома тижнями квітня після їх зниження, рівень використання перетину знизився:

- для годин ранкового напівпіку — з 54% до 22%;
- для нічних годин — з 47% до 13%;
- для денного офпіку — з 60% до 44%.

В абсолютному вимірі це відповідало скороченню імпорту в середньому на 42% — з 1276 МВт до 741 МВт у середньому на годину, якщо порівнювати період 18-31 березня з періодом 1-14 квітня 2026 року.

Е. Регуляторно мотивований імпорт поступово зменшувався після проходження найгострішої фази дефіциту.

Окремо можна виділити імпорт, пов'язаний не стільки з короткостроковою комерційною маржею, скільки з необхідністю забезпечити безперебійне постачання під час ризику обмежень. Такий імпорт міг використовуватися промисловістю як інструмент хеджування ризику відключень: закупівля імпортової електроенергії давала змогу зменшити ймовірність обмеження споживання або виконати регуляторні вимоги щодо частки імпорту (для визначеного переліку державних компаній).

За нашою оцінкою, мінімальний рівень такого імпорту становив близько 400–500 МВт (за годину) до початку масованих обстрілів та до 800 МВт протягом активної фази дефіциту у січні-березні. Після січневого шоку він міг залишатися вищим через очікування подальших атак, ризик дефіциту генерації та дію регуляторних стимулів. З квітня 2026 року цей мінімальний рівень знизився приблизно до 200–300 МВт у нічні та ранкові години. У денні години відповідний ефект оцінюється орієнтовно у 300–400 МВт.

Таке зниження може відображати одразу кілька процесів: сезонне скорочення споживання, покращення балансу енергосистеми, нижчі очікування відключень, завершення дії норми щодо обов'язкового імпорту та більшу впевненість учасників ринку у доступності внутрішньої пропозиції. Тому регуляторно мотивований імпорт у цьому періоді слід розглядати як тимчасовий антикризовий механізм, інтенсивність якого зменшувалася разом із поступовою нормалізацією ситуації в енергосистемі.

Ф. У квітні-травні імпорт у денні години активізувався в періоди дуже низьких або негативних цін на суміжних ринках.

У квітні-травні дедалі важливішим фактором імпорту стала погодинна цінова ситуація на суміжних ринках. Зростання сонячної генерації в ЄС, нижче споживання у вихідні та святкові дні, а також профіцит пропозиції в окремих годинах призводили до дуже низьких або навіть негативних цін. У такі години імпорт до України міг ставати комерційно привабливим навіть за нижчих українських прайс-кепів.

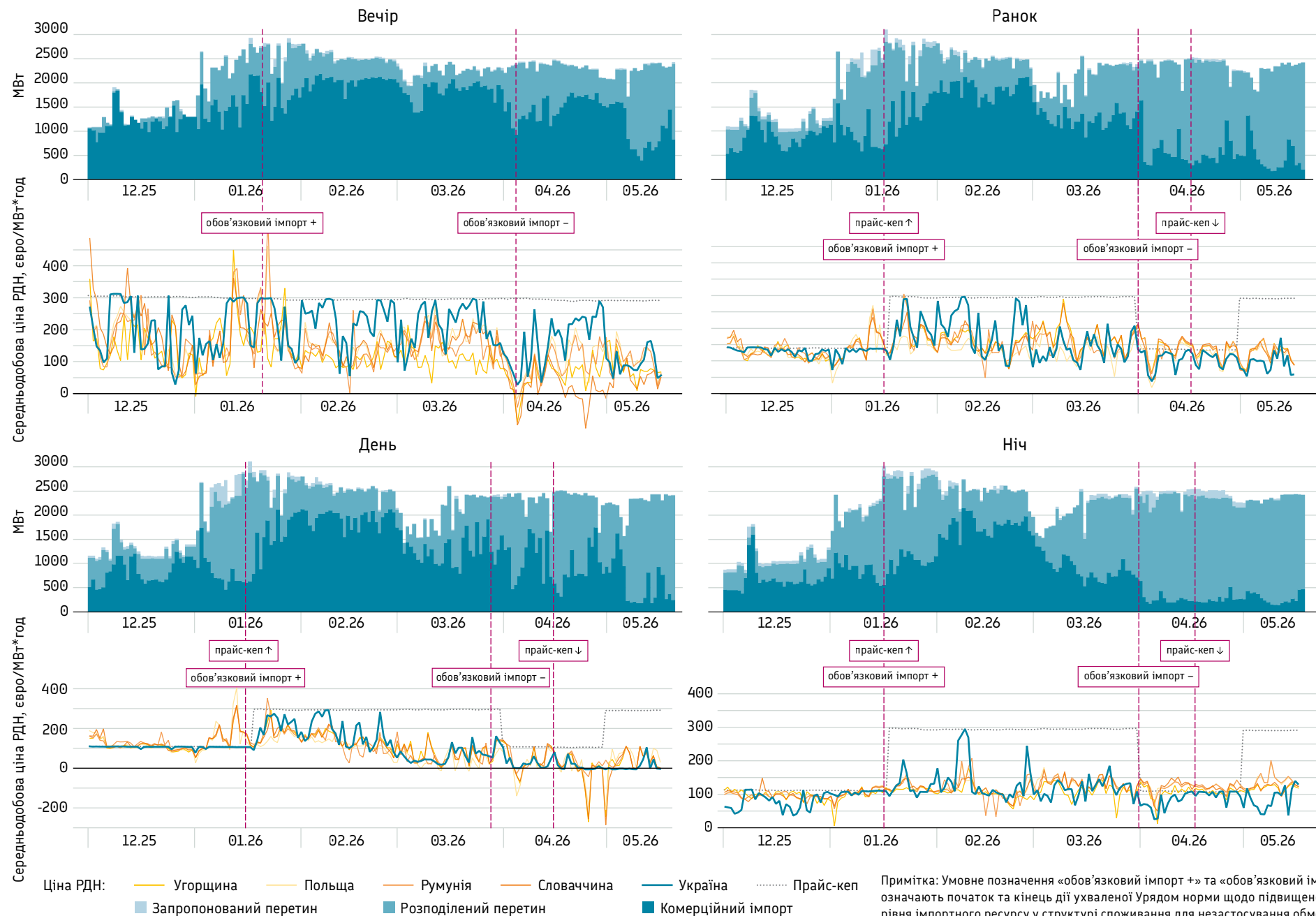
Цей механізм особливо важливий для денних годин. Саме в цей період сонячна генерація найчастіше тисне на ціни в суміжних енергосистемах. Якщо українська ціна залишалася вищою за ціну на сусідньому ринку з урахуванням вартості доступу до перетину, небажансів і транзакційних витрат, імпорт знову ставав економічно доцільним.

Таким чином, після квітня денний імпорт дедалі більше залежав не від дефіциту в Україні, а від короткострокових цінових можливостей у регіоні. Це відрізняє квітень-травень від січня-лютого, коли імпорт насамперед реагував на внутрішній дефіцит і підвищення прайс-кепів. У нормалізованому режимі імпорт став більш гнучким і вибіркоким, реагуючи на конкретні погодинні спреди між Україною та суміжними ринками.

Г. Можливість імпорту створювала конкурентний тиск на внутрішній ринок.

Після повернення цінових обмежень до 15000 грн/МВт·год у всі години ціни на українському РДН не зросли автоматично до нового верхнього рівня. У багатьох годинах вони залишалися нижчими або близькими до цін суміжних ринків. Це свідчить, що сама доступність імпорту може стримувати цінові заявки внутрішніх учасників і посилювати конкуренцію на спотовому ринку.

Рисунок 18. Використання міждержавного імпортного перетину, обсяг імпорту та середньодобові ціни на суміжних ринках, грудень 2025 – травень 2026 (доба)



ВИСНОВКИ

Після синхронізації з ENTSO-E імпорт електроенергії став важливим елементом енергетичної безпеки України. У кризові періоди він виконував не лише комерційну, а й системну функцію: допомагав покривати дефіцит генерації, знижував ризик обмежень споживання та створював додатковий конкурентний тиск на внутрішньому ринку.

Аналіз показує, що доступність імпорту залежить не лише від технічної пропускної спроможності. Вона визначається поєднанням доступного перетину, правил аукціонів, вартості перетину, цін у суміжних країнах і регуляторних обмежень на українському ринку. Якщо українські прайс-кепи не дозволяють покрити імпорту паритетну ціну, імпорт може скорочуватися навіть тоді, коли фізична можливість постачання зберігається. У власному аналізі в червні 2026 року, Регулятор зазначив, що перегляд прайс-кепів у січні 2026 року сприяв залученню імпорту, балансуванню ринку та проходженню зимового максимуму.

Водночас регуляторні важелі можуть мати побічні ефекти. Часті або різкі зміни прайс-кепів, спеціальні зобов'язання для окремих груп споживачів чи адміністративне втручання у продаж електроенергії можуть знижувати ліквідність внутрішнього ринку, обмежувати цінові сигнали та ускладнювати планування для трейдерів, виробників і великих споживачів. Це особливо чутливо в умовах, коли імпорт і доступ до перетину потребують завчасного комерційного планування.

Розширення міждержавної торгівлі має подвійний позитивний ефект. По-перше, воно підвищує доступність імпорту в періоди дефіциту. По-друге, воно посилює конкуренцію всередині країни та може стримувати внутрішні ціни, якщо імпортний ресурс доступний широкому колу учасників ринку. У цьому сенсі імпорт є не лише аварійним ресурсом, а й елементом ринкової дисципліни.

В умовах високої концентрації українського ринку торговельні стратегії домінуючих гравців можуть мати суттєвий вплив на внутрішні ціни. Рішення великих виробників щодо обсягів продажу на РДН, двосторонніх договорів, експорту або утримання ресурсу можуть змінювати ліквідність ринку та формувати цінові сигнали. Тому розширення доступу до імпорту, розвиток конкуренції на аукціонах і прозоре регулювання продажу генерації залишаються взаємопов'язаними елементами ринкової політики.

РЕКОМЕНДАЦІЇ

Політика застосування прайс-кепів має стати більш передбачуваною. Різкі регуляторні зміни, як у квітні 2026 року, можуть швидко змінювати економіку імпорту та поведінку учасників ринку. Тому перегляд прайс-кепів має здійснюватися із завчасним попередженням, чітким обґрунтуванням і оцінкою впливу на імпорт, ліквідність та системну безпеку.

Методологія перегляду прайс-кепів має бути forward-looking, а не реактивною. Вона повинна враховувати прогностні імпорتنі ціни, очікувану вартість доступу до перетину, ціни на суміжних ринках, доступність генерації в Україні, прогноз споживання та ризик дефіциту. Перед зниженням прайс-кепів регулятор має перевіряти, чи не блокує новий рівень граничних цін імпорту дефіцитні години.

Подальше розширення горизонту аукціонів на перетин є критично важливим. Місячні продукти вже покращили можливість планування імпорту, але ринку потрібні довші та більш передбачувані інструменти доступу до пропускнуої спроможності. Це зменшить залежність від добових аукціонів у кризові періоди та дозволить трейдерам і споживачам краще хеджувати цінові та об'ємні ризики.

Поступове пом'якшення і скасування прайс-кепів має залишатися частиною підготовки до market coupling з ЄС. Проте цей процес не повинен зменшити доступність імпорту. Навпаки, регулятор має прямо враховувати роль імпорту як джерела конкуренції та забезпечити, щоб доступ до імпортного ресурсу залишався відкритим для максимально широкого кола учасників. Це важливо для уникнення концентрації імпорту в руках обмеженої кількості трейдерів або домінуючих гравців.

В умовах концентрації ринку регулювання продажу електроенергії домінуючих виробників може бути виправданим, але лише за чітких умов. Таке регулювання має не просто зобов'язувати продавати певні обсяги, а забезпечувати їх ефективний розподіл між незалежними учасниками ринку. Інакше адміністративне втручання може формально збільшити пропозицію, але не створити реальної конкуренції або ліквідності.

Розширення міждержавної пропускнуої спроможності має розглядатися як один із варіантів підвищення стійкості енергосистеми. Наразі доступна потужність використовується нерівномірно і переважно в кризові періоди. Проте подальше посилення міждержавного сполучення може стати частковою альтернативою будівництву генерації, яка залишається під ризиком постійних атак. Такі рішення мають ухвалюватися на основі cost-benefit аналізу, який порівнює витрати на нові перетини, внутрішню генерацію, резерви та потенціал імпорту в критичні для України години.

Загальний підхід має поєднувати короткострокову безпеку постачання і довгострокову ринкову інтеграцію. У короткостроковому періоді прайс-кепи мають бути достатньо гнучкими, щоб не блокувати імпорту у дефіцитні години. У середньостроковому періоді їх роль має поступово зменшуватися, а основними інструментами мають стати конкуренція, прозорий доступ до перетину, ліквідні форвардні продукти, ефективний моніторинг ринку та інтеграція з європейськими правилами торгівлі.



Zentrum
Liberale
Moderne

Після синхронізації з ENTSO-E імпорт електроенергії став важливим елементом енергетичної безпеки України. У кризові періоди він виконував не лише комерційну, а й системну функцію: допомагав покривати дефіцит генерації, знижував ризик обмежень споживання та створював додатковий конкурентний тиск на внутрішньому ринку.

Розширення міждержавної пропускної спроможності має розглядатися як один із варіантів підвищення стійкості енергосистеми. Наразі доступна потужність використовується нерівномірно і переважно в кризові періоди. Подальше посилення міждержавного сполучення може стати частковою альтернативою будівництву генерації, яка залишається під ризиком постійних атак.



співпраця з
німеччиною
DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Червень 2026

Zentrum Liberale Moderne
Reinhardtstraße 15
10117 Berlin
Germany

+49 (0)30 - 13 89 36 33
info@libmod.de

www.libmod.de