

4 Оцінка оптового ринку

Цей розділ містить оцінку концентрації, ринкової влади та ліквідності ринку електроенергії в Україні. Він також включає теоретичне обговорення особливостей ринкової влади на ринках електроенергії. Після цього аналізується регуляторне втручання, що має значний вплив на конкуренцію на оптовому ринку України. Наприкінці розділу визначаються бар'єри для входу на ринок, які можуть обмежувати розвиток конкуренції в довгостроковій перспективі.

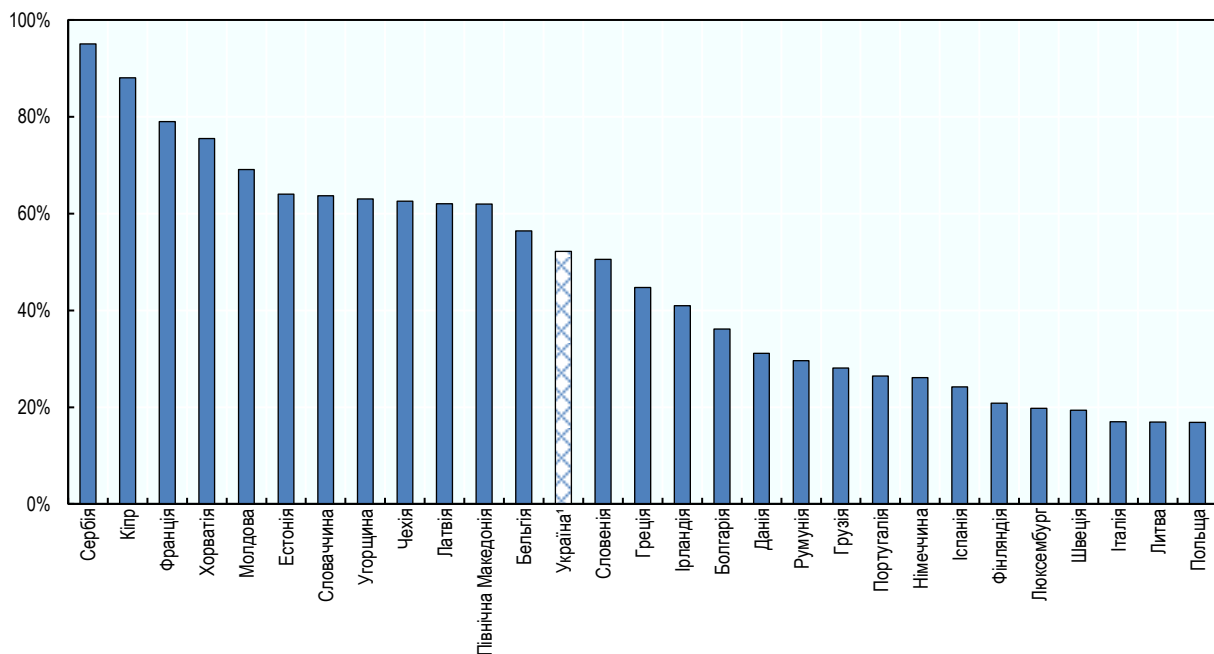
Ключовим елементом будь-якої оцінки конкуренції є дослідження структури ринку та ринкової влади. Ринкова влада означає здатність фірми (або групи фірм) підвищувати та утримувати ціни вище рівня, який би переважав за умов конкуренції. На нещодавно лібералізованих ринках електроенергії реалізація ринкової влади може ускладнити або навіть перешкодити перехід до конкурентних та ефективних оптових та роздрібних ринків.

Традиційно, показники ринкової концентрації, такі як кількість фірм, ринкові частки та індекс Герфіндаля-Гіршмана (HHI), використовуються як опосередкований показник інтенсивності конкуренції та оцінки ринкової влади. Хоча вони можуть надати деяку корисну інформацію про структуру ринку, вони не відображають деякі специфічні для ринку електроенергії аспекти ринкової влади.

4.1. Концентрація та сегментація ринку

Через історичні причини, високі вимоги до капіталу, економію за рахунок масштабу та регулювання, високий рівень концентрації у виробництві електроенергії є спільною рисою багатьох ринків електроенергії в усьому світі. Малюнок 4.1 показує частку найбільшого виробника в Україні (а саме Енергоатому) та на інших європейських ринках електроенергії. Україна з показником 52% знаходиться в межах середнього діапазону. Однак багато країн з вищими показниками є відносно невеликими і не є повністю порівнянними з Україною.

Малюнок 4.1. Ринкова частка найбільшого виробника електроенергії в Європі, 2021 р.



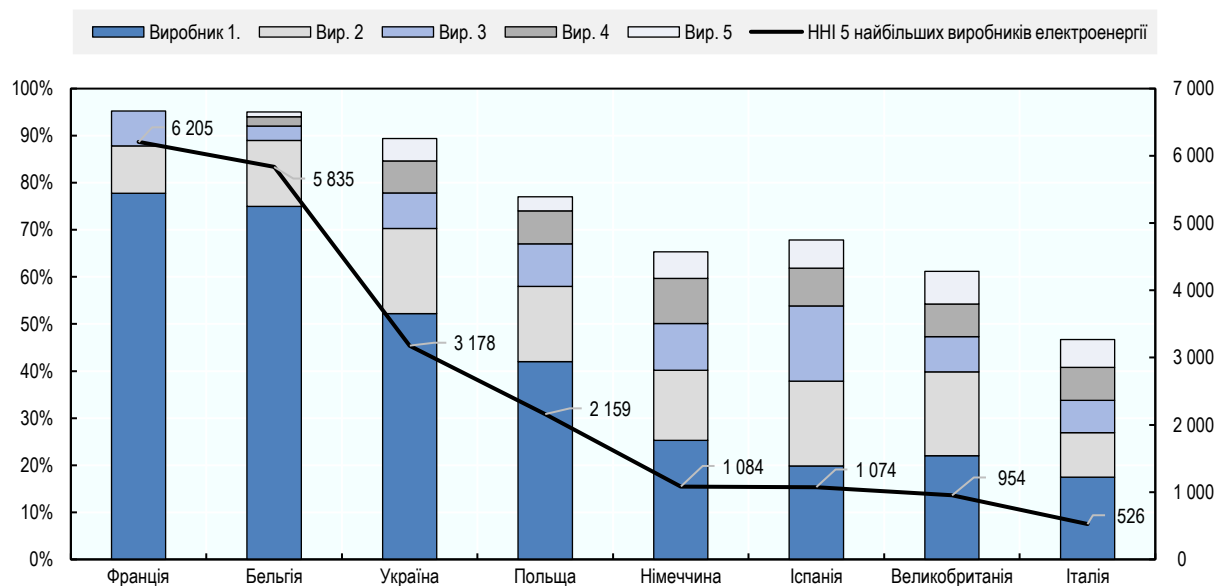
Примітка: 1. Значення 2020 року.

Джерела: Євростат (2023^[1]), Ринкова частка найбільшого виробника на ринку електроенергії, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TEN00119/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_market ; Укрнедро.

Малюнок 4.2 порівнює частки п'ятих найбільших компаній на вибраних європейських ринках. Вони представляють ринки електроенергії з різними характеристиками. Французька та бельгійська

генерація мають високу частку ядерної генерації, як і в Україні. Ринки Німеччини та Великобританії є найбільш ліквідними ринками в Європі, тоді як Іспанія та Італія представляють дещо ізольовані ринки електроенергії через транскордонні обмеження. Польща найбільш схожа на Україну за кількістю населення та внутрішнім споживанням. Для цього порівняння ГП приймається як генеруюча компанія, оскільки підприємство продає всі обсяги виробленої відновлюваними джерелами енергії за механізмом підтримки FiT. П'ять найбільших виробників електроенергії в Україні домінують на ринку із загальною часткою ринку 89%. Це означає третю за величиною концентрацію серед обраних, переважно більших, європейських країн.

Малюнок 4.2. Частка п'ятірки найбільших національних виробників електроенергії у 2021 році



Джерела: Євростат, Ofgem, URE, ARERA, Bundeskartellamt, CNMS, Укренерго.

Окрім часток найбільших виробників електроенергії, на малюнку вище також показано індекс Герфіндаля-Гіршмана (HHI), загальний індекс концентрації ринку. Незважаючи на те, що Польща та Україна виглядають схожими з точки зору спільної частки п'яти найбільших виробників (77% та 89% відповідно), HHI у Польщі на третину нижчий. Це відображає більшу кількість і більшу сукупну частку менших гравців.

Таблиця 4.1 надає огляд ключових характеристик найбільших електроенергетичних компаній України. Результати свідчать про те, що державна власність є основою і що компанії зосереджені у різних технологіях виробництва. В одному випадку спостерігається значне перекриття технологій між компаніями ДТЕК і Центренерго, обидві компанії мають електростанції, що працюють на викопному паливі.

Таблиця 4.1. Огляд п'яти найбільших виробників електроенергії в Україні, 2020 р.

Компанія	Технологічне портфоліо	Власність	Частка виробництва
Енергоатом	Атомна, одна насосна гідроелектростанція	Державна	52%
ДТЕК	Вугільні та газові котельні	Приватна	18%
Гарантований покупець	Сонячна, вітрова, мала ГЕС, біопаливо	Державна	8%
Центренерго	Вугільні та газові котельні	Державна	7%
Укргідроенерго	Велика гідроелектростанція	Державна	5%
Всього			90%

Примітка: 1. Гарантований покупець продає продукцію приватних виробників електроенергії.

Джерело: Укренерго (2021^[2]), Виробництво та продаж електричної енергії генеруючими компаніями, http://web.archive.org/web/20211022135312/https://ua.energy/uchasnikam_rinku/administrator-komertsijnogo-obliku/statystichni-dani/vyrobnnytstvo-ta-vidpusk-elektrychnoyi-energiyi-generuyuchymy-kompaniyamy/.

Український енергетичний регулятор запровадив низку заходів, спрямованих на зниження ризиків, пов'язаних із високим рівнем концентрації. Вони передбачають: 1) зобов'язання виробників продавати мінімальну частку виробленої продукції на ринку на добу наперед; 2) зобов'язання виробників продавати електроенергію на двосторонній основі на біржі електроенергії відповідно до правил регульованого аукціону; та 3) обмеження самопостачання для вертикально інтегрованих холдингів. Крім того, враховуючи значну частку Енергоатому у виробництві електроенергії, а також його унікальну позицію як державного виробника атомної енергії, уряд запровадив четвертий захід – ПСО для домогосподарств, ще більше обмежуючи комерційну свободу Енергоатому щодо продажу своєї продукції на ринку.

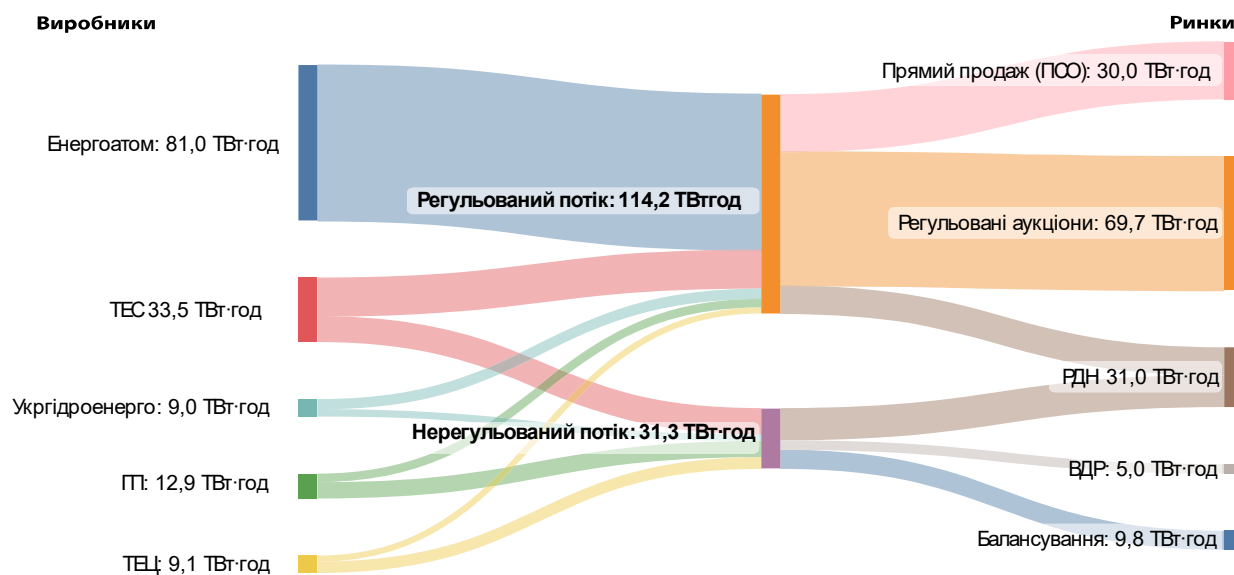
Ці заходи перерозподіляють первинні обсяги електроенергії і тим самим змінюють розмір і структуру попиту та пропозиції різних сегментів ринку. Найбільш очевидно, що регульовані продажі через двосторонні аукціони (тобто продажі в спеціальній секції УЕБ) зменшують обсяги, доступні на інших сегментах ринку, таких як ринок «на добу наперед» (РДН).

Малюнок 4.3 нижче показує обсяг та вплив регуляторних втручань на обсяги електроенергії. Регульований потік (вертикальна помаранчева смуга в центрі діаграми) представляє обсяги, які спрямовуються на певні сегменти ринку відповідно до нормативних зобов'язань. Нерегульований потік (вертикальна фіолетова смуга) відноситься до обсягів, на які не впливають регулятивні зобов'язання.

Зобов'язання обмежують свободу виробників продавати свою продукцію, але вони не є однаково обмежувальними і не обов'язково змінюють поведінку учасників ринку. Наприклад, зобов'язання продавати щонайменше 10% на РДН може цілком відповідати тому, що (принаймні) деякі виробники робили б за відсутності такого зобов'язання. І навпаки, продажі на спеціальній секції УЕБ відбуваються лише тому, що вони є обов'язковими; інакше цей сегмент не існував би взагалі.

За оцінками ОЕСР, близько 80% обсягів оптового ринку України визначаються регулюваннями. Це означає, що переважна більшість виробленої електроенергії продається на сегменті ринку, який визначається регулюванням, а не за вибором виробників. Більша частина регульованих обсягів надходить від «Енергоатому» та теплових електростанцій, але всі виробники роблять свій внесок. Лише близько 20% від загального обсягу виробництва електроенергії продається на вільно обраних виробниками сегментах ринку. Ці нерегульовані обсяги походять від усіх типів виробників.

Малюнок 4.3. Вплив регуляторних зобов'язань на первинний продаж електроенергії (у ГВт·год)



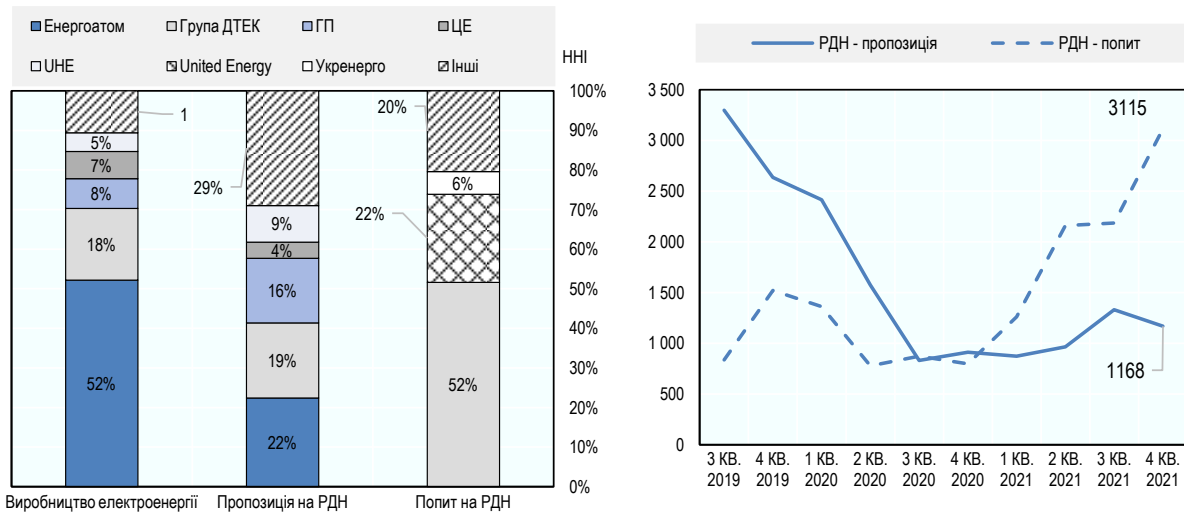
Примітка: На цій діаграмі показано продаж електроенергії виробниками, ліворуч – поставки, праворуч – ринки, на яких відбувається продаж. Проміжні вузли групують продажі у дві категорії: «регульовані» та «нерегульовані». Обсяги не є репрезентативними для загальних обсягів торгівлі на всіх сегментах ринку, оскільки показані лише первинні продажі.

Джерело: Розрахунки ОЕСР на основі даних генерації Укренерго на 2021 рік та чинних нормативно-правових актів.

Спрямовуючи певні обсяги електроенергії на певні сегменти ринку, регуляторні зобов'язання частково визначають частки виробників на різних сегментах ринку.

Для РДН цей перерозподіл часток показано на Малюнок 4.4. Частка п'яти найбільших постачальників на РДН зменшується з 89% до 70% через регуляторні зобов'язання, причому найбільше скорочується частка Енергоатому – з 52% до 22%. Частки ГП та Укргідроенерго зросли вдвічі, а Центренерго знизилася з 7% до 4%. На частку поставок групи ДТЕК нормативні зобов'язання суттєво не вплинули – вона дещо зростає з 18% до 19%. Частка інших компаній зростає з 11% до 29%. Це свідчить про підвищену активність трейдерів на РДН, де вони продають електроенергію, закуплену раніше на двосторонніх аукціонах. Загалом, регуляторні зобов'язання значно зменшують концентрацію часток пропозиції великих постачальників на РДН. Це може сприяти зменшенню ринкової влади на РДН, але чи дійсно це так і в якій мірі, вимагає поглибленого дослідження заявок на РДН.

Малюнок 4.4. Частки постачання РДН і ННІ після регулювання



Джерела: Дані оперативного моніторингу НКРЕКП за 2021 рік, розрахунки ОЕСР

Еволюція ННІ після лібералізації ринку свідчить про значне зменшення концентрації на РДН з боку пропозиції та збільшення концентрації з боку попиту на РДН. Зростання концентрації попиту пояснюється двома факторами: по-перше, зростання частки двосторонніх угод зменшило обсяги на РДН; по-друге, частка попиту ДТЕК значно зросла через обмеження самопостачання, запроваджені в листопаді 2021 року. Раніше частина попиту ДТЕК покривалася за рахунок внутрішньогрупових продажів.

Група ДТЕК займає унікальну позицію на РДН, оскільки вона має значну присутність і як виробник (продавець), і як роздрібний постачальник (покупець). У більш широкому розумінні, група ДТЕК здійснює й інші види діяльності (див. пункт 4.1), що робить її дуже великим споживачем електроенергії.

Інформаційне вікно 4.1. Група ДТЕК

Група ДТЕК належить SCM Holdings Ltd. SCM також володіє Метінвестом, міжнародною групою металургійних і гірничодобувних компаній. Метінвест є одним із найбільших споживачів електроенергії в Україні. SCM присутній у всіх ланках ланцюжка вартості енергії:

- Споживання електроенергії: 8% від загального споживання в Україні;
- Енергетичне вугілля (марка Г): 76% внутрішнього видобутку, 75% споживання;
- Виробництво електроенергії: 20% за рахунок теплових, сонячних і вітрових електростанцій, що працюють на вугіллі та газі, також на сонячній та вітровій енергії;
- Розподіл електроенергії: 48% кінцевого споживання чотирма найбільшими ОСР;
- Трейдинг електроенергією: 55% попиту на спотових ринках;
- Постачання: близько 33% постачання кінцевим споживачам;
- Експорт: фактичний контроль над ЛЕП потужністю 200 МВт до Польщі.

Малюнок 4.5. Структура групи ДТЕК



Джерело: За даними ДТЕК, <https://dtek.com/en/>.

4.2. Ринкова влада

На рівень конкуренції в галузі впливають інші фактори, окрім концентрації, включаючи існуючі стимули для виробників, еластичність попиту, короткостроковий потенціал для виходу на ринок та розширення виробництва (Borenstein et al., 1999^[3]). Ці фактори не враховуються показниками концентрації, але є критично важливими для ринку електроенергії, оскільки, за деякими винятками, електроенергію не можна зберігати, короткостроковий попит є нееластичним, а попит і пропозиція завжди мають бути збалансованими. (Borenstein et al., 1999^[3]) показує, що через ці фактори показники ринкової концентрації є недостатніми для оцінки ринкової влади на оптових ринках електроенергії та іноді дають оманливі результати (наприклад, збільшення маржі між ціною та витратами, коли концентрація зменшується) порівняно з підходом, заснованим на принципі олігопольної рівноваги.

Для оцінки ринкової влади в електроенергетичному секторі краще підходять специфічні структурні індекси, такі як індекс основного постачальника, індекс залишкової пропозиції та аналіз залишкового попиту. Крім того, поведінковий аналіз, який вивчає, наприклад, маржу між ціною та собівартістю, контрольні показники чистого доходу або фізичне та економічне утримання, можуть бути використані для пошуку прямих доказів зловживання ринковою владою.

На оптових ринках електроенергії ринкова влада часто виникає, якщо окремі виробники відіграють ключову роль у задоволенні попиту. Якщо постачальник контролює важливу частину генеруючих потужностей, він може отримати значну ринкову владу та відповідний вплив на ринкові ціни. Така влада може зосереджуватися в руках одного виробника або розподілена між кількома. Ступінь, до якого ключові постачальники можуть впливати на ринкові ціни, залежить від концентрації їхньої ключової влади та специфічної для ринку кривої пропозиції (Perekhodtsev, Lester and Blumsack, 2022^[4]). Крива пропозиції ранжує наявні генеруючі потужності за зростанням короткострокових маржинальних витрат. Вона використовується на РДН для визначення того, які електростанції (або блоки) мають бути включені в графік.

Ринкова влада виробників електроенергії часто змінюється між періодами високого та низького попиту. Загалом, ринкову владу легше реалізувати в години пікового навантаження, коли є мало невикористаних потужностей. Зі збільшенням потужності кількість постачальників, здатних забезпечити додаткові обсяги, зменшується. Крім того, зростає ймовірність того, що решта постачальників з вільними потужностями стануть вирішальними.

4.2.1. Здійснення ринкової влади

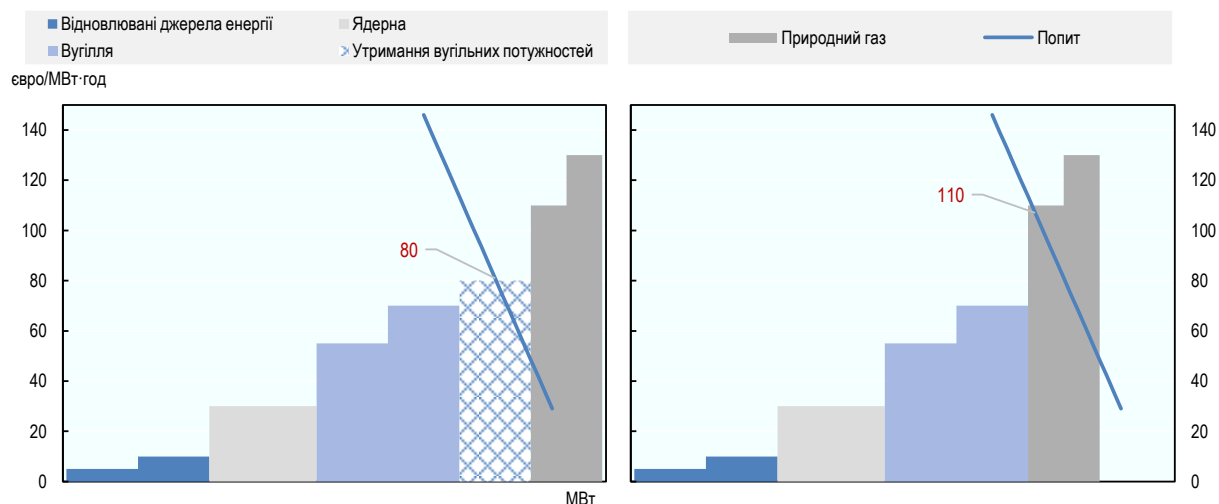
Основним способом реалізації ринкової влади на оптових ринках електроенергії є вилучення наявної потужності з ринку. Це можна зробити шляхом:

- фізичного утримання – без пропозиції для ринку наявної потужності, яка може бути використана прибутково за ринковою ціною;
- економічного утримання – пропозиція наявних потужностей за ціною, яка не відображає їх граничні витрати (включаючи альтернативні витрати), що призводить до відсутності постачання (ACER, 2021^[5]).

Як фізичне, так і економічне утримання призводить до одного й того ж результату – підвищення цін вище конкурентного рівня і погіршення становища споживачів, в той час як виробники отримують вигоду. Крім того, загальний добробут знижується, оскільки втрати споживачів перевищують надприбутки виробників.

Малюнок 4.6 показує вплив утримання фізичних потужностей для стилізованої кривої замовлень на поставку вугілля. Частина вугільних потужностей вилучається з кривої замовлень на поставку, в результаті чого точка перетину кривої замовлень на поставку з кривою попиту переміщується вгору, а це означає, що ринкова ціна зростає з 80 до 110 євро/МВт-год.

Малюнок 4.6. Крива заслуг і ефект утримання потужності



Джерело: ООЕСР на основі Chauve et al. (2009^[6]), Справи щодо електроенергії E.ON: антимонопольне рішення зі структурними засобами захисту, <http://ec.europa.eu/>

Утримання потужностей робить криву замовлень крутішою і зміщує точку її перетину з кривою попиту, що призводить до підвищення ціни. Будь-який постачальник, який застосовує цю стратегію, втрачає прибуток від утриманих потужностей, але ця втрата може бути перекрита збільшенням прибутку від продажу решти потужностей завдяки вищій ринковій ціні. Тому фірмам з великим портфелем генеруючих потужностей легше вигідно утримувати потужності.

Важливо зазначити, що хоча ринкова клірингова ціна зазвичай встановлюється маржинальним постачальником, постачальник, який використовує ринкову владу, подаючи заявку, що підвищує клірингову ціну, може не бути маржинальним постачальником. Таким чином, зосередження уваги лише на маржинальному постачальнику може призвести до невиявлення утримання потужностей.¹

Інформаційне вікно 4.2. Антимонопольні справи «E.ON»

Наприкінці 2006 року, після свого розслідування в секторі електроенергетики, Європейська Комісія відкрила дві справи щодо стратегій «E.ON» на німецьких ринках електроенергії.

У першій справі, ЄК розпочала розслідування щодо «E.ON» за підозрою у зловживанні домінуючим становищем на оптовому ринку у вигляді утримання потужностей та стримування інвестицій у виробництво електроенергії третіми сторонами.

Аналіз Комісії встановив, що «E.ON», можливо, вигідно утримував певні обсяги потужностей завдяки різноманітності свого портфеля генерації. Крім того, треті сторони могли бути обмежені у здійсненні інвестицій у генеруючі потужності часткою «E.ON» у своїх проєктах з виробництва електроенергії та довгостроковими контрактами.

Другий випадок стосувався балансуючого ринку, де «E.ON» підозрювали у зловживанні домінуючим становищем через свого вертикально інтегрованого оператора ОСП. ОСП «E.ON» справді потенційно віддавав перевагу своїй генеруючій філії перед іншими учасниками ринку, купуючи вторинну балансуєчу потужність, яку в основному надає «E.ON», замість третинної балансуєчої потужності, за умови більшої конкуренції. Ймовірно, це призвело до вищих витрат на балансування та завдання значної шкоди споживачам.

Обидві справи були врегульовані в 2008 році за допомогою засобів правового захисту від продажу активів: «E.ON» повинна була відмовитися від 20% свого портфеля генерації в Німеччині, а також своєї високовольтної електромережі, включаючи бізнес з експлуатації систем у Німеччині.

Джерело: Chauve et al (2009^[6]), Справи щодо електроенергії E.ON: антимонопольне рішення зі структурними засобами захисту, <http://ec.europa.eu/>.

4.2.2. Цілісність та прозорість ринку

Враховуючи потенційну можливість викривлення ринкової поведінки на ринках електроенергії, необхідне як секторальне регулювання, так і антимонопольне правозастосування. Дійсно, як підкреслює (Moss and Vaheesan, 2014^[7]), «Ця взаємодоповнюваність має важливе значення, оскільки (1) регулювання може подолати деякі обмеження антимонопольного законодавства щодо певних типів утримання потужностей, і (2) антимонопольний закон краще підходить для судового переслідування певної поведінки, яка породжує утримання потужностей, і часто може бути більш ефективним засобом правового захисту».

Розробка та впровадження ефективного регулювання має життєво важливе значення. З одного боку, погано сформульовані закони та правила можуть спотворювати ринок, створювати обмеження, що перешкоджають конкуренції, або навіть сприяти концентрації ринкової влади в руках конкретних учасників ринку. З іншого боку, секторальне регулювання, що супроводжується правозастосуванням конкурентного законодавства, відіграє фундаментальну роль у вирішенні недоліків ринку та захисті споживачів шляхом забезпечення конкурентоспроможних, ефективних і стійких ринків.

У ЄС, Регламент Європейського Союзу щодо цілісності та прозорості оптового енергетичного ринку (REMIT)² надає регуляторам інструменти для боротьби з ринковими маніпуляціями та зловживанням ринковою владою. REMIT не перешкоджає застосуванню законодавства ЄС про

конкуренцію, але через певні збіги певна поведінка може бути розслідувана та санкціонована в межах обох законодавств.

REMIT набув чинності в 2011 році, він забезпечує нормативну базу для оптових ринків енергії ЄС, здатну підтримувати ефективне функціонування ринку на основі відкритої та чесної конкуренції. REMIT чітко забороняє зловживання ринком, включаючи маніпулювання ринком, спроби маніпулювання ринком і торгівлю інсайдерською інформацією. Для маніпулювання ринком стаття 2(2) далі визначає чотири категорії практик, а саме: 1) неправдиві/оманливі операції; 2) цінове позиціонування; 3) операції з використанням фіктивних пристроїв/обману; та 4) поширення неправдивої та оманливої інформації.

Крім того, REMIT встановлює правила, що сприяють чесності та прозорості торгівлі оптовими енергопродуктами. Він вимагає від учасників ринку ефективного та своєчасного розкриття внутрішньої інформації.

Нарешті, REMIT включає ще два ключові принципи: моніторинг і співпрацю. Він встановлює нову, галузеву, комплексну та ефективну систему моніторингу оптових енергетичних ринків, що забезпечує тісну співпрацю та координацію між Агентством Європейського Союзу з питань співробітництва регуляторів енергетики (ACER), яке відповідає за моніторинг у всьому ЄС, та Національними органами регулювання (НОР), які є відповідальними за національний моніторинг, розслідування та правозастосування.³

Згідно з моніторинговим звітом ACER, у 2021 році було відкрито 109 випадків потенційного порушення REMIT, про які ACER повідомили зовнішні організації, такі як NOR, або ACER виявило під час свого моніторингу (ACER, 2021^[8]). Більшість справ стосується порушень статті 3 щодо заборони інсайдерської торгівлі та статті 5 щодо заборони маніпулювання ринком Регламенту REMIT.⁴ Інформаційне вікно 4.3 відображає нещодавні рішення щодо порушення статті 5.

Інформаційне вікно 4.3. Справа Energi Danmark A/S i Optimax Energy GmbH

У травні 2021 року Федеральне мережеве агентство Німеччини (Bundesnetzagentur) наклало штрафи у розмірі 200 000 євро на Energi Danmark A/S і 175 000 євро на Optimax Energy GmbH за маніпуляції на оптовому ринку електроенергії. Це стало результатом розслідувань, відкритих у вересні 2020 року після того, як у червні 2019 року в системі були виявлені значні небаланси.

Аналіз торгової діяльності, проведений Bundesnetzagentur, вказав на маніпулювання ринком шляхом продажу недоступної електроенергії. Сторони розмістили пропозиції про продаж електроенергії на внутрішньодобовому ринку незадовго до того, як планувалося її постачання, не маючи наміру її постачати. У сторін був стимул зробити це через різницю між надзвичайно високою внутрішньоденною ціною та нижчою очікуваною ціною небалансу на балансуєчому ринку. Така практика спотворювала ринкові сигнали в той час, коли оператори систем передачі повинні були повністю використовувати балансуєчу енергію та вживати інших заходів для забезпечення стабільності роботи системи Німеччини. Зазначена практика не лише дозволяла сторонам отримати невиправданий прибуток, але й загрожувала стабільній роботі системи.

Джерело: Bundesnetzagentur (2021^[9]), Штрафи за маніпуляції на оптовому ринку електроенергії, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2021/20211005_BussgeldMarktmanipulation.html.

4.2.3. Ринкова влада в Україні

В Україні найбільш важливим оптовим ринком з точки зору ціноутворення є РДН. Тому ринкова влада на РДН має найбільший потенціал для викривлення цін на оптовому ринку.

Як зазначалося раніше, статичні індикатори, такі як частка ринку та ННІ, не відображають наявності ринкової влади, яка може виникати в певний момент часу. В секторі електроенергетики ринкова влада може змінюватися протягом короткого періоду часу. Здатність РДН впливати на ціни на електроенергію залежить від погодинної кон'юнктури попиту та пропозиції, яка може суттєво змінюватися протягом одного дня. Наприклад, певні виробники можуть бути не в змозі впливати на ціни в непікові години, але можуть робити це під час пікового попиту. Відсутність певних електростанцій або їх окремих блоків через регулярне технічне обслуговування або технічні проблеми також може впливати на ринкову владу генеруючих компаній. Загалом, значення індексу ННІ мають обмежену цінність для оцінки ринкової влади на РДН.

Зрештою, наявність та розподіл ринкової влади значною мірою залежить від конкретної структури парку генеруючих потужностей та їхньої форми власності. В Україні всі основні генеруючі компанії володіють портфелями специфічних технологій. Енергоатом, Укргідроенерго та ГП мають портфелі з низькими граничними витратами на виробництво. Граничні витрати ГП та Укргідроенерго близькі до нуля, тому вони ніколи не встановлюють ціну на РДН. За оцінками НКРЕКП, граничні витрати атомних електростанцій Енергоатому становлять 600-750 грн/МВт-год, що здебільшого нижче ціни «на добу наперед», а це означає, що Енергоатом рідко має можливість встановлювати ціну на електроенергію. Крім того, атомні електростанції в Україні спроектовані як об'єкти базового навантаження, що максимізує їх коефіцієнт використання, а не регулює їх потужність відповідно до рівня попиту. Це означає, що Енергоатом зазвичай не конкурує з тепловою та гідрогенерацією у забезпеченні пікового попиту.

Усвідомлюючи обмеження статичних індикаторів, НКРЕКП запровадила у своїх моніторингових звітах тест на визначення ключового постачальника, який базується на двох індексах – індексі основного постачальника (PSI) та індексі залишкової пропозиції (RSI). PSI – це бінарна змінна, яка показує, чи є постачальник ключовим на ринку, враховуючи погодинний попит та пропозицію. Іншими словами, він визначає, чи може пропозиція задовольнити попит без постачальника, показуючи незамінність постачальника, що є однією з форм ринкової влади. RSI був розроблений як розширення PSI і прийнятий у багатьох країнах як стандартний метод моніторингу ринків електроенергії. Він надає додаткову інформацію про співвідношення залишкової пропозиції та попиту, показуючи, якою мірою конкуренти певного виробника можуть задовольнити попит, використовуючи свої генеруючі потужності.

НКРЕКП публікує RSI та PSI для двох найбільших постачальників електроенергії в Україні – НАЕК «Енергоатом» та групи ДТЕК – у своїх щоквартальних моніторингових звітах. При цьому комісія використовує два підходи: на основі загальних обсягів та без урахування обсягів, що регулюються ПСО. Останній доступний розрахунок показує такі результати для торгової зони Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) протягом третього кварталу 2021 року:

- Виходячи із загальних обсягів
 - НАЕК «Енергоатом» мав ринкову владу як за РДН, так і за ПСО
 - Група ДТЕК не мала ринкової влади за обома індексами.
- На основі обсягів без урахування ПСО
 - Енергоатом не мав ринкової влади за обома індексами
 - Група ДТЕК мала ринкову владу в 47,7% годин згідно з RSI та не мала ринкової влади згідно з PSI.

Для торгової зони «Бурштинського енергоострова» RSI вказує на те, що група ДТЕК мала ринкову владу, тоді як згідно з PSI, вона мала ринкову владу лише у 28,4% годин протягом третього кварталу 2021 року.

RSI та PSI показують, що ПСО значно зменшує ринкову владу Енергоатома. За відсутності ПСО або за умови повністю фінансового ПСО Енергоатом мав би значну ринкову владу, згідно з цими індексами. Це не дивно, враховуючи частку Енергоатому в генерації, але незвично, що оператор базового навантаження може впливати на ціни протягом значної кількості годин.

Всупереч вищезазначеним висновкам НКРЕКП (Supponen, 2021^[10]) стверджує, що «домінуюче становище ДТЕК на ринку електроенергії є очевидним і загальновідомим». Він вважає, що ціни на РДН встановлюються переважно тепловою генерацією і що 61% ціноутворюючих потужностей належить групі ДТЕК.

З юридичної точки зору, стаття 12 Закону України «Про захист економічної конкуренції»⁵ передбачає таке:

«2. Монопольним (домінуючим) вважається становище суб'єкта господарювання, частка якого на ринку товару перевищує 35 відсотків, якщо він не доведе, що зазнає значної конкуренції.

3. Монопольним (домінуючим) може бути визнано також становище суб'єкта господарювання, частка якого на ринку товару становить 35 і менше відсотків, але він не зазнає значної конкуренції, зокрема внаслідок порівняно невеликих розмірів ринкових часток, що належать конкурентам.»

Таким чином, існує спростовна презумпція домінування, якщо частка на ринку перевищує 35%, тобто обов'язок доведення відсутності домінування покладається на суб'єкта господарювання. Нижче цього порогу домінування можливе, але обов'язок його доведення покладається на Антимонопольний комітет України (АМКУ).

Порівняно з ЄС, де Європейський суд встановив презумпцію домінування, якщо частка на ринку перевищує 50%⁶, а Європейська комісія вважає, що «домінування є малоімовірним, якщо частка суб'єкта господарювання на ринку нижча за 40%»⁷, в Україні цей поріг є відносно низьким. Однак, як зазначає АМКУ, національне законодавство деяких країн-членів ЄС встановлює поріг частки на ринку на рівні 40%, а в Австрії він становить 30% (AMCU, 2023^[11]).

У контексті ринків електроенергії найважливішим питанням є не стільки поріг презумпції, скільки визнання того, що ринкові частки не обов'язково відповідають ринковій владі. Особливо на РДН, ринкова влада здебільшого залежить від позиції виробників на кривій заявок, а не від їхньої ринкової частки. Маржинальні виробники можуть впливати на ціни і, таким чином, здійснювати ринкову владу навіть з відносно низькою часткою ринку, в той час як немаржинальні виробники є ціноутворювачами і мають обмежену можливість впливати на ціни або взагалі не мають такої можливості, навіть якщо їхня частка на ринку є значною, тобто перевищує 35%.

Враховуючи позиції генеруючих компаній на кривій заявок, найбільш ймовірним кандидатом на отримання ринкової влади є ДТЕК, оскільки він контролює більшість маржинальних вугільних електростанцій. Незважаючи на те, що його частка у виробництві електроенергії значно нижча за 35%, та розраховані НКРЕКП показники RSI та PSI є неоднозначними. Тому, ретельний моніторинг його поведінки буде виправданим як з боку енергетичного регулятора, так і з боку антимонопольного комітету.

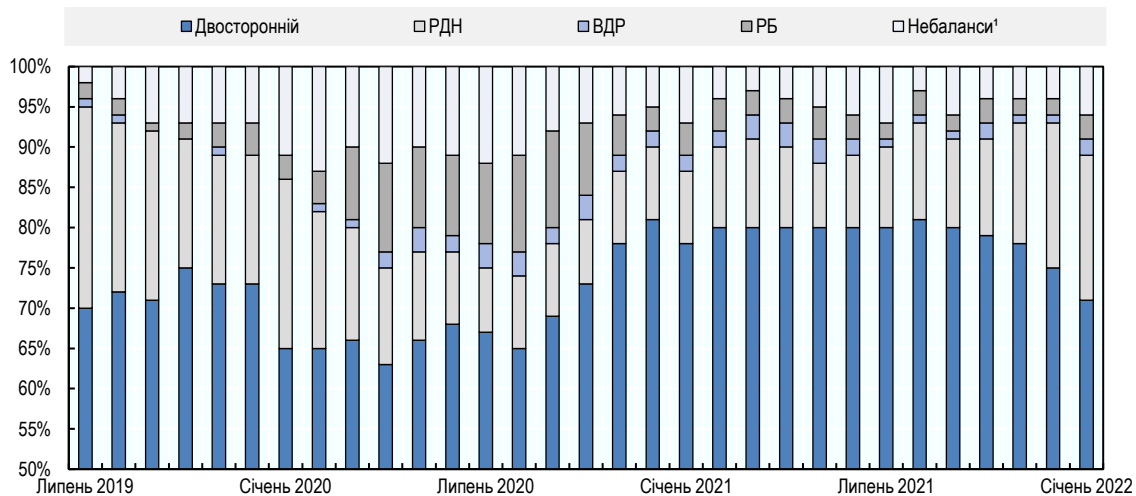
4.3. Ліквідність

Ліквідність є важливою характеристикою добре функціонуючого ринку електроенергії. Ліквідні оптові ринки дозволяють учасникам ринку вчасно купувати та продавати електроенергію за надійними ринковими цінами. Чим ліквіднішими є ринки, тим легше неvertикально інтегрованим компаніям конкурувати з вертикально інтегрованими компаніями, а новим учасникам – з діючими компаніями. Слабка конкуренція та наявність ринкової влади збільшують невизначеність щодо короткострокових та форвардних цін і мають тенденцію до зниження ліквідності на всіх часових інтервалах.

На ліквідність оптового ринку впливає регулювання, яке або безпосередньо контролює обсяги електроенергії для певних сегментів ринку, або впливає на ціни через цінові обмеження на РДН, внутрішньодобовому ринку (ВДР) та балансує ринку.

Як показано на Малюнок 4.7, розподіл обсягів торгівлі на оптовому ринку електроенергії України значною мірою тяжіє до двосторонньої торгівлі. Частка обсягів торгівлі на організованих спотових ринках (РДН та ВДР) була загалом незначною і особливо низькою з квітня 2020 року по серпень 2021 року. Частка спотової торгівлі зросла після підвищення граничних цін у серпні 2021 року та запровадження обмежень на самопостачання для вертикально інтегрованих холдингів у грудні 2021 року. Це демонструє вплив регуляторних заходів на розподіл обсягів торгівлі та ліквідність ринку.

Малюнок 4.7. Розподіл торгівлі за сегментами ринку електроенергії України, липень 2019 – січень 2022

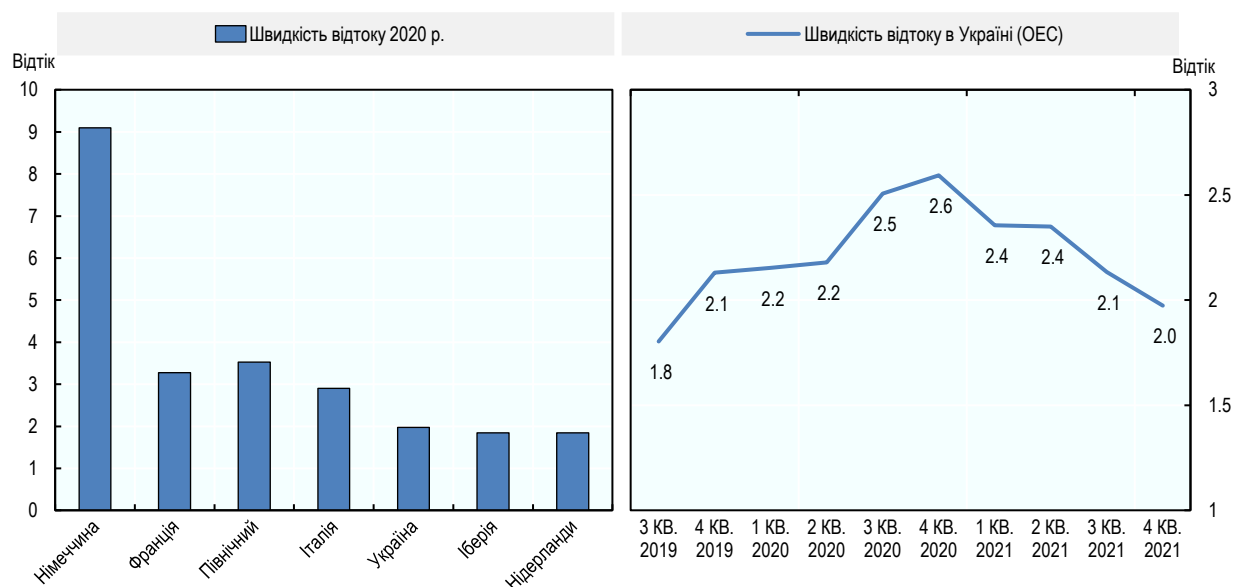


Примітки: 1. Небаланси являють собою електроенергію, що розраховується після закриття воріт БР. Цей обсяг не торгується.

Джерело: НКРЕКП (2022^[12]), Частка торгівлі в різних сегментах ринку, https://public.tableau.com/app/profile/neurc/viz/2_16324695298060/sheet0_1.

Одним із показників, який зазвичай використовується для оцінки ліквідності ринку, є швидкість відтоку. Він розраховується як відношення обсягу всіх торгів до загального попиту. Немає єдиної думки щодо рівня коефіцієнту відтоку, який вказує на достатню ліквідність ринку. Однак, коефіцієнт відтоку, рівний трьом, вважається мінімальним значенням (ACER/CEER, 2021^[13]). Середній коефіцієнт відтоку в Україні 2 (див. Малюнок 4.8) означає, що електроенергія двічі «переходить з рук в руки», перш ніж досягти кінцевих споживачів. Коефіцієнт відтоку знижувався протягом 2021 року, що свідчить про нижчий рівень торгової активності.

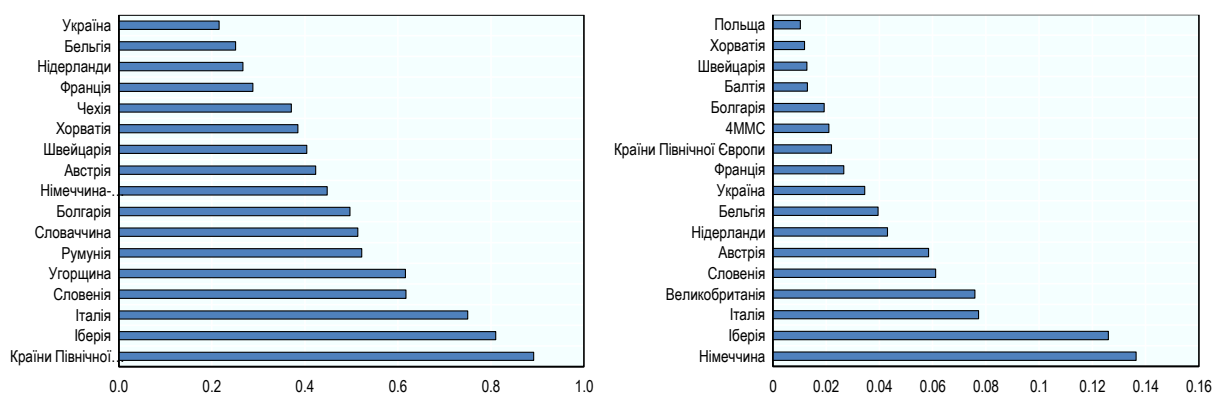
Малюнок 4.8. Загальний рівень відтоку на окремих ринках електроенергії Європи



Джерела: НКРЕКП (2022^[14]), Коефіцієнт відтоку в торговій зоні ОЕС України, https://public.tableau.com/app/profile/neurc/viz/1_16324693131810/1; ACER/CEER (2021^[15]), Річний звіт за результатами моніторингу внутрішнього ринку електричної енергії та природного газу у 2020 році, https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf.

Розглядаючи конкретно РДН, Україна має відносно низький рівень відтоку порівняно з іншими європейськими країнами, попри нормативні зобов'язання в Україні продавати певну частку генерації на РДН. Внутрішньоденний рівень відтоку в Україні більше відповідає середньому в інших країнах (див. Малюнок 4.9). Ймовірно, це пов'язано з тим, що ліміт ціни на ВДР вище ліміту РДН, тому виробники переносять свої обсяги з РДН на ВДР.

Малюнок 4.9. Показники відтоку на ринках на добу вперед і внутрішньодобових ринках



Джерела: Оператор ринку (2023^[16]), Аналіз РДН/ВДР, https://www.oree.com.ua/index.php/web_monitoring_dtorg_year/index_year_dam; ACER/CEER (2021^[15]), Річний звіт за результатами моніторингу внутрішніх ринків електроенергії та природного газу у 2020 році, https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf.

4.4. Регуляторне втручання, що впливає на конкуренцію

Конкуренція на оптових ринках електроенергії часто зазнає значного впливу регуляторних втручань. Вони можуть захищати, стимулювати, але також і перешкоджати конкуренції. Вони можуть бути спрямовані безпосередньо на забезпечення конкурентного функціонування ринків електроенергії або, як це часто буває, слугувати іншим цілям державної політики.

В Україні найважливішими регуляторними заходами, що впливають на конкуренцію, є обмеження оптових цін та ПСО для домогосподарств, а також ПСО для відновлюваних джерел енергії. Цінові обмеження спрямовані на запобігання зловживанню ринковою владою у вигляді завищених цін. ПСО слугують цілям державної політики і не спрямовані на покращення конкуренції.

4.4.1. Обмеження оптових цін

Обмеження оптових цін (або прайс-кепи) були запроваджені на початковому етапі лібералізації ринку як тимчасовий захід для захисту від потенційного зростання ціни та її значних коливань. Хоча технічно вони все ще тимчасові, вони стали постійною рисою українського ринку електроенергії.

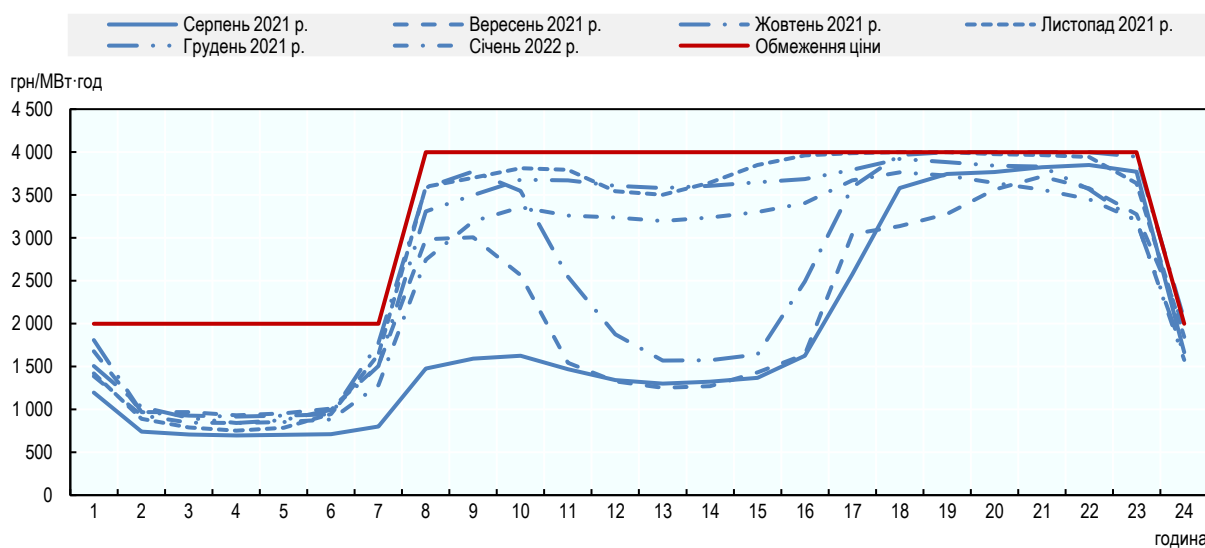
Існують мінімальні та максимальні обмеження цін, але мінімальні обмеження не мали істотного впливу на формування ціни. З іншого боку, максимальні обмеження, або граничні ціни, суттєво обмежують формування ціни на оптовому ринку.

Часті зміни рівня обмежень ілюструють складність узгодження граничних цін із ефективним функціонуванням ринку.

Спотворення ціни

Малюнок 4.10 показує обмеження цін РДН і середні погодинні ціни для торгової зони ОЕС. У жовтні та листопаді 2021 року середні ціни досягали граничної ціни між 18:00 та 22:00, що свідчить про вплив граничної ціни на ціноутворення в цей період. В інші місяці та в інші години верхня межа не досягалася.

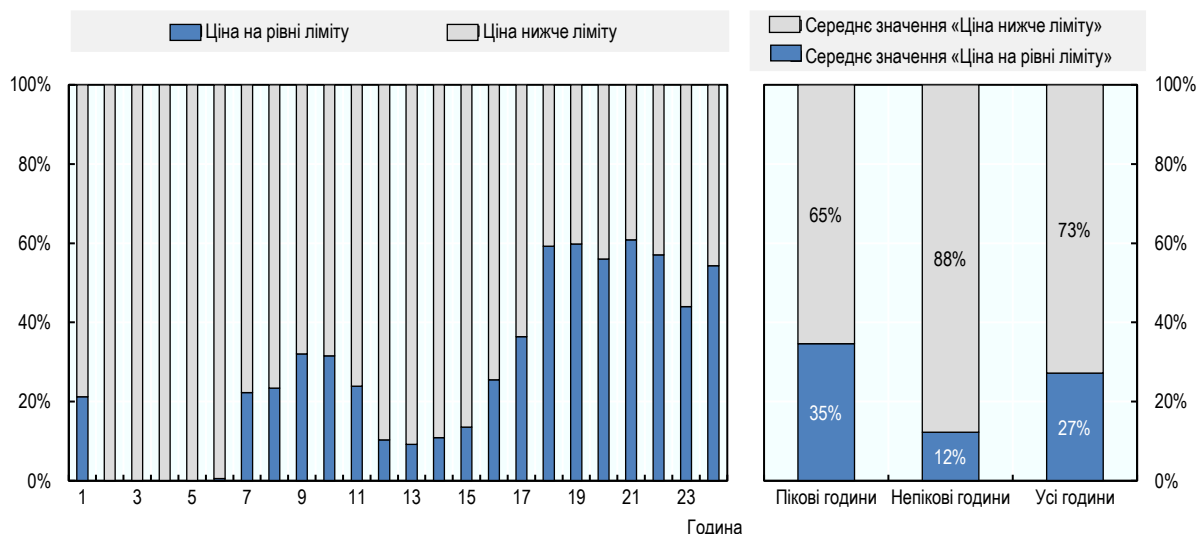
Малюнок 4.10. Обмеження ціни та середньомісячні ціни на РДН (торговельна зона ОЕС), серпень 2021 – січень 2022 рр.



Джерело: Оператор ринку (n.d.^[17]), Погодинні ціни купівлі та продажу електроенергії на РДН, <https://www.oree.com.ua/index.php/pricectr>.

Дивлячись на фактичні ціни, а не на середні, ефект обмеження цін стає більш помітним. Малюнок 4.11 показує розподіл погодинних цін між серпнем 2021 року та січнем 2022 року, що охоплює період після останньої зміни обмеження цін до повномасштабного вторгнення Росії в 2022 році. Ціни «на рівні обмежень» означають, що вони відхилялися не більше ніж на 1% від обмежень. Дані показують, що ціни досягли (або майже досягли) верхньої межі у 35% пікових годин, 12% непікових годин і 27% усіх годин. З 18:00 до 22:00 більше половини цін досягли верхньої межі. Це є переконливим доказом того, що формування ціни зазнало впливу протягом значної кількості годин – принаймні протягом зазначеного періоду.

Малюнок 4.11. На ціни РДН впливає обмеження, серпень 2021 року – січень 2022 року



Примітка: «Ціна на рівні обмеження» – це коли фактична ціна максимум на 1% нижча за ліміт.

Джерело: Оператор ринку (п.д.^[17]), Погодинні ціни купівлі та продажу електроенергії на РДН, <https://www.oree.com.ua/index.php/pricectr>.

Загалом, здається, що цінові обмеження перешкоджають ринковому ціноутворенню і значною мірою впливають на ціни, особливо в години пікових навантажень. Запобігаючи пікам цін, вони зменшують стимули для реагування на попит з боку великих споживачів електроенергії і, меншою мірою, з боку побутових споживачів. Крім того, вони перешкоджають появі нових бізнес-моделей, що покладаються на ціни, які відображають умови попиту та пропозиції, таких як арбітраж з використанням технологій зберігання енергії, швидкий запуск пікової генерації та агрегатори. Дозвіл на вільне ціноутворення сприятиме розвитку конкуренції та підвищенню гнучкості енергосистеми.

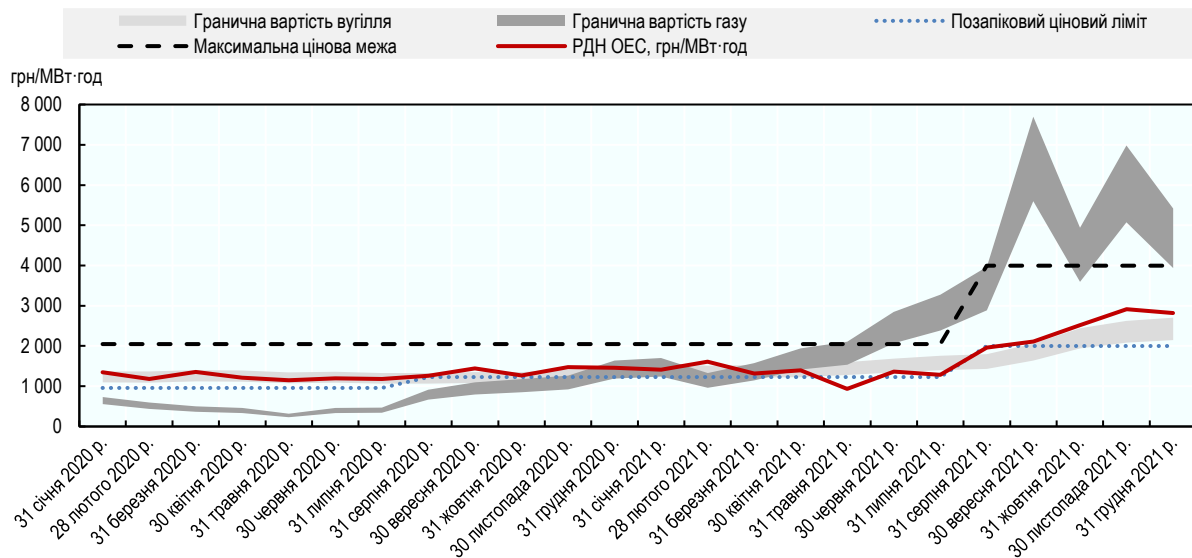
Відшкодування витрат і приховані витрати

Методологія розрахунку граничних цін в Україні ніколи не була офіційно повністю пояснена, але схоже, що вона базується на витратах вугільних електростанцій.

Малюнок 4.12 показує обмеження ціни РДН та проаналізовані граничні витрати електростанцій, що працюють на вугіллі та природному газі. У 2020 році пікове обмеження (обмеження для годин максимального навантаження) було значно вищим за граничні витрати для вугільних електростанцій, тоді як обмеження для непікових навантажень (обмеження для годин мінімального навантаження) було дещо нижче. Оскільки піковий попит покривається вугільними електростанціями, встановлені таким чином обмеження цін не повинні суттєво змінювати формування ціни. Однак пік потреби в Україні покривається не лише вугільними, а й електростанціями, що працюють на природному газі. Це не було актуальним для граничних цін, доки

ціни на природний газ були відносно низькими, а граничні витрати газових електростанцій були нижчими за вугільні. Це змінилося наприкінці 2020 року, коли граничні витрати газових установок перевищили витрати вугільних електростанцій.

Малюнок 4.12. Порівняння граничних цін і оцінених граничних витрат, 2020-2021 рр.



Примітка: Передбачається закупівля операторами вугільних електростанцій 75% вітчизняного та 25% імпортного вугілля.
Джерела: МЕА, УЕБ, НКРЕКП, Міністерство енергетики.

Після підвищення цін на природний газ міжнародні ціни на вугілля почали зростати з другої половини 2020 року. Наприкінці липня 2021 року НКРЕКП підвищила граничну ціну на 28%, але це не повністю компенсувало зростання цін на природний газ. У результаті граничні витрати газових електростанцій піднялися вище максимальної цінової межі приблизно в травні 2021 року. Це зробило роботу електростанцій, що працюють на природному газі, неекономічною, обмежило можливість переходу двопаливних електростанцій на природний газ, а теплоелектроцентралі (ТЕЦ), що працюють лише на газі, не змогли відшкодувати свої витрати.

Для вирішення цього НКРЕКП наприкінці 2021 року видала тимчасове розпорядження про закупівлю допоміжних послуг (забезпечення резервів заміщення).⁸ Це було запроваджено для газових ТЕЦ і ТЕС у випадку, якщо вони потрібні для забезпечення потреб у балансуванні системи або якщо виник дефіцит вугілля. Цей захід фінансувався за рахунок диспетчерського тарифу ОСП, що стягується з користувачів мережі (генераторів та ОСР). Він забезпечив додатковий дохід для певних виробників та пом'якшив деякі фінансові проблеми, з якими вони зіткнулися. Однак це також створило додаткове джерело викривлення ринку через приховування реальної ціни електроенергії. Ця міра також носила дискримінаційний характер, оскільки була доступна лише певним виробникам.

Будь-який потенційний учасник отримає хибні сигнали про те, який тип генерації потрібний або яка ціна на нього буде встановлена. В умовах зростаючої змінності виробництва електроенергії точні цінові сигнали є критично важливими для заохочення учасників ринку до адаптації виробництва або споживання в режимі, близькому до реального часу, а також для сприяння інвестиціям у гнучкі установки всіх типів, у тому числі для заходів управління попитом та зберігання енергії.

Зони для негласної змови

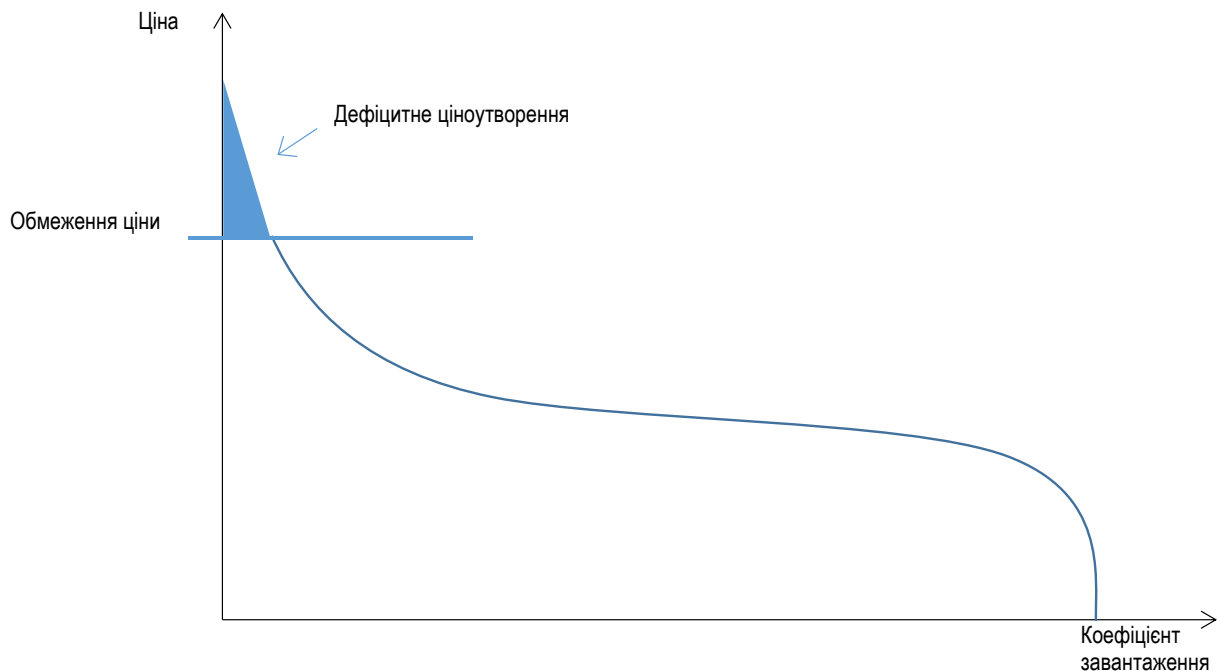
Цінові обмеження можуть вплинути на поведінку учасників ринку більш витонченим способом, ніж просто запобігання подання заявок вище встановленого верхнього обмеження. Обмеження ціни може стати основним елементом заявок і призвести до встановлення вищих цін сукупно, ніж за відсутності обмежень. Ризик може бути найвищим, коли продавці очікують, що «справжня» ринкова ціна буде дещо нижчою від обмеження. У таких випадках може виникнути спокуса скоригувати заявку вгору та зробити заявку рівно або трохи нижче ліміту. Якщо кілька продавців дотримуються цієї стратегії, вони можуть «успішно» підвищити ціну вище конкурентного рівня. Іншими словами, наявність граничної ціни може сприяти мовчазній змові, оскільки є орієнтиром для скоординованої поведінки. З практичної точки зору, цінові обмеження зводять велику кількість цін на електроенергію, за якими продавці можуть намагатися негласно змовитися, до однієї або двох відомих цін, а саме обмеження ціни в пік/непік. В українському контексті деякі виробники також можуть вважати виправданим робити заявки вище своїх граничних витрат, оскільки вони можуть вважати, що обмеження ціни несправедливо обмежують їхні доходи.

Відсутність проблеми дефіциту цін і «відсутності грошей»

На конкурентному ринку електроенергії учасники роблять заявки на рівні своїх короткострокових граничних витрат, тобто витрат, пов'язаних з генерацією кожного додаткового (граничного) МВт-год. Капітальні витрати інфрамаржинальних виробників відшкодовуються протягом годин, коли ціну встановлює виробник з вищими граничними витратами. Капітальні витрати граничних виробників відшкодовуються протягом годин, коли виникають ціни дефіциту. Ціноутворення за умов дефіциту стосується ситуації, коли ринкові ціни перевищують граничну вартість граничної одиниці за умов, коли системі бракує генеруючої потужності для задоволення високого попиту. Тому ціноутворення за дефіциту є необхідним для отримання прибутку для покриття капітальних витрат граничних виробників.

Ціноутворення в умовах дефіциту є природним явищем на ринку, оскільки короткострокові стрибки цін відображають невідповідність між попитом і пропозицією в певні години. Встановлюючи відносно низькі обмеження цін і уникаючи таких стрибків цін, на ринках електроенергії може виникнути «проблема зниклих грошей». Це стосується нереалізованого доходу від високих цін, який необхідний для покриття довгострокових граничних витрат деяких виробників (див. Малюнок 4.13). Цей дохід має вирішальне значення для стимулювання оптимального рівня інвестицій. Якщо високі ціни та відповідні доходи під час дефіциту не можуть бути отримані, у виробників може виникнути спокуса запропонувати ціну, вищу за їхні короткострокові граничні витрати, що призведе до підвищення середніх цін на електроенергію.

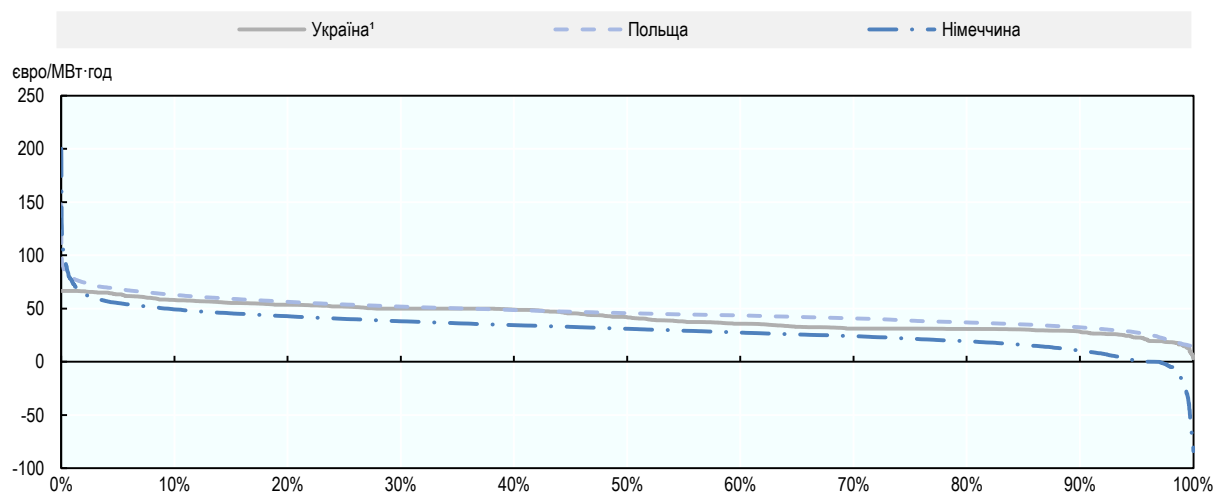
Малюнок 4.13. Ілюстрація проблеми «відсутніх грошей»



Джерело: ОЕСР на основі Grigorjeva (2015^[18]), Механізми розвитку потенціалу в ЄС: Націоналізація енергетичної безпеки?, https://www.researchgate.net/publication/304668651_CAPACITY_MECHANISMS_IN_THE_EU_NATIONALIZING_ENERGY_SECURITY.

В Україні обмеження цін не дозволяють виникнути дефіцитним цінам. Малюнок 4.14 показує загальний розподіл цін на ринку «на добу наперед» в Україні, Польщі та Німеччині у 2020 році.

Малюнок 4.14. Криві тривалості цін на РДН, 2020 р.



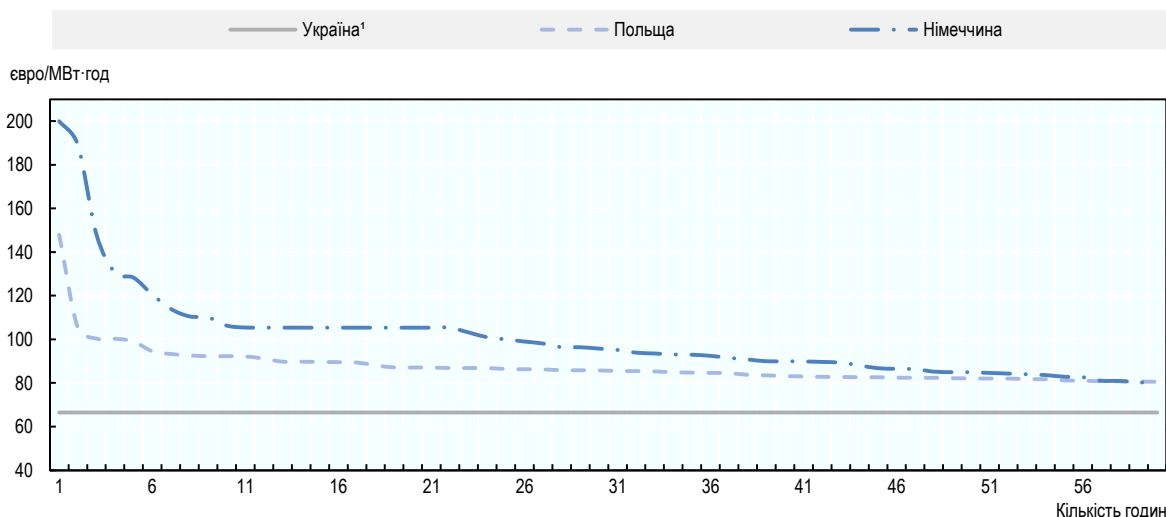
Примітка: 1. Торгова зона ОЕС.

Джерела: ENTSO-E (n.d.^[19]), Ціни на добу наперед, <https://transparency.entsoe.eu/>; Оператор ринку, (n.d.^[17]), Погодинні ціни купівлі та продажу електроенергії на РДН, <https://www.oree.com.ua/index.php/pricetr>.

Якщо не брати до уваги найвищі та найнижчі 10%, ціни в Україні та Польщі були приблизно в межах 60-30 євро, а в Німеччині — 50-10 євро. Однак, якщо розглядати верхню та нижню межі цін, то вони

значно відрізняються. Малюнок 4.15 показує тривалість ціни для найдорожчих 60 годин. Ціни в Україні досягають максимуму на рівні 67 євро/МВт-год, що в 1,6 рази вище середнього показника. У Польщі та Німеччині ціни, не обмежені лімітами, зросли до 3,2 та 6,7 разів вище середньорічної ціни.

Малюнок 4.15. Графік кривих тривалості цін, 2020 р.



Примітка: 1. Торгова зона ОЕС.

Джерела: ENTSO-E (n.d.^[19]), Ціни на добу наперед, <https://transparency.entsoe.eu/>; Оператор ринку (n.d.^[17]), Погодинні ціни купівлі та продажу електроенергії на РДН, <https://www.oree.com.ua/index.php/pricectr>.

Варто зазначити, що, незважаючи на дуже високі ціни в окремі години, середня ціна в Німеччині була нижчою, ніж в Україні. Частково це пов'язано з деякими дуже низькими, від'ємними цінами.

Відсутність дефіцитного ціноутворення означає, що на ринок не надходять точні цінові сигнали, що може перешкоджати появі нових гравців, оскільки інвестори не можуть покладатися на дефіцитні події для отримання додаткового прибутку. Крім того, не маючи можливості відшкодувати капітальні витрати в години дефіциту, виробники можуть піддаватися спокусі включати капітальні витрати до своїх заявок, що потенційно може призвести до підвищення середніх цін.

Обмеження вільного комерційного обміну електроенергією через кордон

Цінові обмеження також впливають на транскордонну торгівлю електроенергією. На вільному ринку електроенергія експортується або імпортується залежно від різниці в цінах між взаємопов'язаними країнами, тобто електроенергія перетікає з країни з високою ціною до країни з нижчою. Якщо ціни на електроенергію в сусідніх країнах є ринковими, транскордонна торгівля підвищує загальний добробут і виграє як країна-експортер, так і країна-імпортер. Однак коли ціни в одній країні не відображають попит-пропозицію, це не обов'язково так.

У випадку України обмеження цін створюють «невиправдані» експортні можливості та збільшують прибутки компаній-експортерів електроенергії. У той же час обмеження цін можуть запобігти та/або скоротити імпорт. Побічно це підвищує ціну на електроенергію в Україні та може навіть підірвати безпеку постачання.

Європейська практика обмеження цін

Регламент ЄС 2019/943⁹ про внутрішній ринок електроенергії передбачає скасування адміністративних та неявних цінових обмежень, щоб дозволити ціноутворення за умов дефіциту на оптовому ринку. Однак він дозволяє застосовувати технічні обмеження торгів на ринках «на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуєчому ринках. Вони не повинні «надмірно обмежувати торгівлю і повинні бути гармонізовані для внутрішнього ринку та враховувати максимальну величину втраченого навантаження». З цією метою вимагається впровадження прозорого механізму для автоматичного коригування технічних обмежень торгів у випадку, якщо очікується їх досягнення.

Величина втраченого навантаження (VoLL) – це показник витрат, пов'язаних з перервою в електропостачанні, іншими словами, це середня вартість, яку споживачі готові сплатити для забезпечення безперервного постачання електроенергії.

ACER встановив такі гармонізовані мінімальні та максимальні технічні обмеження тендерних пропозицій:

- [-500, +4 000] євро/МВт-год для одиниці об'єднаної зони ринку на добу наперед¹⁰
- [-9 999, 9 999] євро/МВт-год для одиниці об'єднаної зони внутрішньодобового ринку¹¹
- [-15 000, 15 000] євро/МВт-год як перехідні обмеження до липня 2026 року для балансування енергії та міжзональних потужностей (на основі середнього максимального VoLL серед країн-членів ЄС).¹²

Ліміти для ринків «на добу наперед» та внутрішньодобових ринків явно не базуються на РДН, але механізм автоматичного коригування гарантує, що вони не обмежують вільне ціноутворення.

На відміну від української практики, граничні ціни в ЄС не мають на меті перешкоджати постачальникам брати участь у торгах за цінами, що значно перевищують середній рівень. Ризик значних відхилень від граничних витрат та зловживань ринковою владою усувається за допомогою моніторингу та регуляторних дій в рамках REMIT, а також шляхом застосування заходів антимонопольного законодавства.

4.4.2. Покладання спеціальних зобов'язань (PCO)

PCO для домашніх господарств в Україні впливає як на оптовий, так і на роздрібний ринок. PCO для відновлюваних джерел енергії впливає на оптовий ринок, але також має наслідки для фінансової ситуації кількох ключових учасників ринку.

PCO для домогосподарств

Як пояснюється в розділі 3.3.1, PCO для домогосподарств передбачає прямий продаж електроенергії від НАЕК «Енергоатом» ПУП за середніми цінами РДН, а ОСР – за регульованими цінами, нижчими за ринкові. Виходячи з обсягів ринку за 2021 рік, це становить близько 4 ГВт базової потужності, вилученої з конкурентного оптового ринку, що еквівалентно приблизно 20% усієї електроенергії, що надходить до мережі, або 37% чистого виробництва НАЕК «Енергоатом». ¹³ При цьому на стільки ж зменшується попит. З точки зору вигід, скорочення пропозиції з низькими граничними витратами та еквівалентне скорочення попиту не повинно істотно впливати на ціни на добу наперед. Основним негативним ефектом є зниження загальної ліквідності на ринку.

Регульований доступ до продукції компанії з унікальним доступом до ресурсів існує не лише в Україні, а й в інших країнах (наприклад, схема AREHN (*Accès régulé à l'énergie nucléaire historique*) у Франції, або Регульований доступ до існуючої атомної електроенергії, див. вставку 4.4). Такі правила спрямовані на те, щоб розподілити вигоди від історичних інвестицій зі споживачами та зменшити переваги за витратами перед потенційними конкурентами.

Інформаційне вікно 4.4. Регульований доступ до ядерної енергії у Франції

ARENH (Accès régulé à l'énergie nucléaire historique) – це механізм, який дозволяє споживачам отримати вигоду від історичних інвестицій, які вони частково фінансували, водночас дозволяючи лібералізувати ринок електроенергії шляхом передачі вигоди вартості чинного оператора іншим постачальникам/новим учасникам.

Відповідно до ARENH, ціни та обсяги регульованих продуктів встановлювалися адміністративно. Домінуючий на ринку виробник EDF був зобов'язаний щорічно продавати до 100 ТВт-год свого атомного виробництва, близько 25% свого середнього виробництва, на вимогу своїм конкурентам за регульованою ціною. Спільним актом міністрів економіки та енергетики, запропонованим органом регулювання енергетики була встановлена ціна доступу на рівні, що забезпечує справедливую компенсацію для EDF. Лише постачальники, що обслуговують кінцевих споживачів у Франції, мають право отримувати вигоду від механізму ARENH в обсягах, пропорційних до їхньої внутрішньої клієнтської бази, а оператори мереж – для покриття втрат у мережі. Заходи повинні обмежуватися в часі (ARENH було створено на 15 років до 31 грудня 2025 року) і підлягають регуляторному моніторингу та перегляду. Заходи були нотифіковані та схвалені Європейською Комісією як PCSO і відповідають правилам ЄС щодо державної допомоги.

Слід зазначити, що антимонопольний орган Франції критично ставиться до механізму ARENH і вважає, що він не досягнув початкових цілей, поставлених законодавцями.

Джерело: Ambec and Crampe (2019^[20]), Регульований доступ до існуючої ядерної електроенергії, <https://fsr.eui.eu/regulated-access-to-incumbent-nuclear-electricity/>.

Остання модель PCSO для домогосподарств в Україні поєднує в собі постачання енергії для базового навантаження з фінансовими внесками. Така модель має кілька недоліків:

- Регульовані ціни для домогосподарств не покривають повну вартість електроенергії, що постачається (тобто суму собівартості виробництва, мережних тарифів та маржі постачальника).
- Субсидії отримують всі домогосподарства, незалежно від рівня їх доходів. Вразливі споживачі не визначені у законодавстві. Це збільшує вартість застосовуваної моделі.
- Штучно занижені ціни для домогосподарств знижують стимули до енергоефективності. Вони також знижують стимули інвестувати в малі відновлювані джерела енергії для власного споживання.
- Штучно занижені ціни надсилають викривлені сигнали щодо вибору між джерелами енергії, тобто, чи використовувати електроенергію для опалення, чи природний газ. Це знижує довгострокову еластичність попиту на електроенергію.
- Штучно занижені ціни для домогосподарств зменшують можливості для конкуренції на роздрібному ринку.
- PCSO для домогосподарств зменшує ліквідність на оптовому ринку, оскільки близько 20% обсягу електроенергії вибухається з конкурентної торгівлі.
- Це створює проблеми з фінансовою ліквідністю для ПУП, оскільки вони повинні фінансувати різницю між цінами, за якими вони закуповують електроенергію та продають її домогосподарствам. Зрештою, «Енергоатом» сплачує різницю (через ГП), але це може зайняти кілька місяців.
- PCSO для домогосподарств приховує загальну вартість регульованих цін від платників податків та громадян.

- ПСО для домогосподарств є відкритим та вразливим до змін ринкової кон'юнктури. Ціни на електроенергію для домогосподарств є фіксованими, а вартість механізму – ні. Вартість змінюється зі зміною оптових цін на електроенергію, тарифів ОСП та ОСР. Наприклад, вартість механізму зростає, коли зростають середні ринкові ціни. Крім того, навіть коли вартість є стабільною, відносний фінансовий тягар механізму, який несуть Енергоатом та Укргідроенерго, може змінюватися. Кожного разу, коли виробництво Енергоатома або Укргідроенерго знижується, вони повинні використовувати більшу частку свого виробництва та доходів для фінансування механізму.
- ПСО для домогосподарств зменшує прибутковість Енергоатому та Укргідроенерго та їхню здатність інвестувати.

ПСО для відновлюваних джерел енергії

Структура ПСО для ВДЕ вимагає, щоб виробники відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) за «зеленим» тарифом продавали свою вироблену продукцію Гарантованому покупцю, що в свою чергу природньо збільшує концентрацію на оптовому ринку. Крім того, виробники ВДЕ не можуть пропонувати послуги балансування на конкурентних засадах. Замість цього, вони обмежуються ОСП, коли це необхідно, де-факто надаючи послуги з балансування в бік зменшення.

З серпня 2022 року виробники ВДЕ можуть тимчасово вийти зі схеми підтримки ВДЕ та балансувальної групи ГП і торгувати безпосередньо на ринку. До кінця серпня 2022 року кілька десятків компаній – переважно середніх виробників сонячної енергії – з майже 1 000 вирішили це зробити (Energy reform, 2022^[21])

Перехід значної кількості виробників ВДЕ на прямі продажі сприятиме розвитку конкуренції за рахунок заохочення більш різноманітних стратегій участі у торгах. Прямий маркетинг для виробників ВДЕ також створить сильніші стимули для зменшення помилок прогнозування і, таким чином, знизить вартість балансування.

4.4.3. Правила ринку двосторонніх договорів

Ринок двосторонніх договорів (РДД) є найбільшим ринком електроенергії в Україні за обсягом продажів. Більшість двосторонніх торгів відбувається на аукціонних майданчиках УЕБ. Тим не менш, РДД не пропонує достатньої ліквідності або глибини через три основні фактори.

По-перше, аукціони на УЕБ розділені на спеціальну секцію та комерційну секцію, причому перша секція ще більше сегментована. Поділ між секціями та сегментами встановлено законодавством. Участь у спеціальному сегменті також обмежена законодавством. Де-факто, різні частини УЕБ є окремими ринковими майданчиками. Єдиною ринковою частиною є комерційна секція, де укладається менше 20% двосторонніх договорів за обсягом, а це означає, що простір для реальної конкуренції на РДД значно зменшується.

По-друге, на УЕБ низький рівень стандартизації. Існують стандартні графіки продажів (базовий, піковий та позапіковий), але багато умов договорів (наприклад, умови оплати, гарантійні внески, додаткові умови та умови поставки) встановлюються ініціаторами аукціонів. З одного боку, така гнучкість є позитивною рисою двосторонніх договорів. З іншого боку, вона може бути використана для обмеження рівного доступу до електроенергії та негативно вплинути на конкуренцію.

По-третє, регуляторна невизначеність може перешкоджати учасникам ринку укладати довгострокові двосторонні договори. Зокрема, учасники ринку можуть остерігатися змін граничних цін. Як наслідок, двосторонні договори, як правило, укладаються на один місяць або менше в комерційній частині. Це робить довгострокові закупівлі електроенергії дуже ризикованими.

У 2022 році УЕБ запровадила платформу зі стандартизованими продуктами та більш зручним для торгівлі дизайном. На момент написання цього звіту вона ще не використовувалася.

4.5. Бар'єри для входу

Вихід на ринок є важливим фактором посилення конкуренції. Це обмежує здатність чинних компаній підтримувати ціни вище конкурентного рівня протягом значного періоду часу. Навіть потенційний вихід на ринок може перешкоджати використанню ринкової влади з боку діючих компаній, оскільки високі прибутки, отримані завдяки високим цінам (а не ефективності), часто спричиняють вихід на ринок, що зменшує маржу прибутку. Таким чином, бар'єри для входу є основною проблемою для конкуренції в довгостроковій перспективі. Багато ринків мають принаймні деякі бар'єри, які ускладнюють вихід на них.

Бар'єри для входу на ринок можуть бути структурними, правовими, регуляторними або їх комбінацією. Структурні бар'єри стосуються випадків, коли існують абсолютні переваги у витратах, суттєва економія за рахунок масштабу, обмеження потужності та високі безповоротні витрати, або коли забезпечення результату вимагає вхідних даних, які неможливо технічно чи економічно повторити. Правові або регуляторні бар'єри є результатом законодавчих, адміністративних чи інших заходів, які безпосередньо впливають на умови входу та/або позиціонування фірми на відповідному ринку, включаючи контроль над цінами чи інші заходи, пов'язані з цінами.

Конкуренція в електроенергетиці значною мірою залежить від розподілу генеруючих активів, тобто електростанцій. Перешкоди для створення нових генеруючих потужностей можуть бути основною перешкодою для конкуренції.

В Україні інвестиційні можливості в нові генеруючі потужності обмежені кількома факторами. Навряд чи доступ до певних видів палива (води, вугілля) та ядерних технологій буде доступним для нових учасників. Кредити для вугільних електростанцій здебільшого недоступні в міжнародних банках. Цінові обмеження обмежують прибутковість генеруючих активів, як нових, так і старих. До повномасштабного вторгнення Росії в лютому 2022 року в системі також був номінальний надлишок потужностей, що зменшувало стимули для нових інвестицій.

4.5.1. Невідтворюваний доступ до ресурсів та обмеження обсягу потенційних інвестицій у генерацію

Новозбудовані електростанції повинні бути конкурентноспроможними з граничними витратами діючих операторів. Якщо деякі з існуючих компаній мають економічну перевагу, яку неможливо порівняти, малоймовірно, що нові учасники стануть джерелом конкурентного тиску.

Два найбільших гравця в Україні, Енергоатом і Укргідроенерго, оперують активами, які конкуренти не можуть дублювати через недоступність певних ресурсів: поенціал водотоку із великих річок і ядерні технології. Більшість потенціалу великих гідроелектростанцій в Україні вичерпано, натомість атомна енергетика має дуже високі бар'єри для входу.

Щодо теплової генерації, піковий попит задовольняють вугільні електростанції. Внутрішній видобуток вугілля розподіляється між Групою ДТЕК і державними шахтами. Вітчизняне українське вугілля продається діючим вугільним електростанціям за нижчою ціною, ніж імпортоване. Це означає, що будь-який новий інвестор у вугільну генерацію, ймовірно, буде змушений використовувати дорожче імпортне вугілля, ставлячи його в неконкурентне становище.

Багато міжнародних фінансових установ зобов'язалися припинити інвестиції в проекти з інтенсивним викидом вуглецю. Усі великі фінансові установи розвитку з країн G20 взяли на себе

зобов'язання збільшити підтримку зеленої енергії. Таким чином, з точки зору фінансування, малоімовірно, що в Україні можна буде профінансувати нові електростанції, що працюють на вугіллі та мазуті. Цей факт зміцнює позиції традиційних вугільних генераторів на ринку.

Це також означає, що ці бар'єри обмежують діапазон потенційних технологій, доступних для інвестицій в Україні, і новий вихід на ринок електроенергії, ймовірно, буде обмежений інвестиціями у відновлювані джерела енергії (за винятком великих ГЕС), сучасні технології зберігання та електростанції із газовими турбінами. Проте, інвестиції в газову генерацію наразі обмежені ціновими обмеженнями, оскільки вони не дозволяють відшкодувати граничні витрати (обговорюється в розділі 4.4.1).

Капіталоємні інвестиції у відновлювані джерела енергії спиралися на механізм підтримки «зеленого» тарифу. Схема підтримки виявилася дуже витратною, що призвело до несвоєчасної виплати та несплати обіцяних «зелених» тарифів діючим виробникам ВДЕ. Це підірвало довіру інвесторів до українського механізму підтримки відновлюваної енергетики та, можливо, навіть до української електроенергетики.

4.5.2. Номінальна надлишкова потужність в енергосистемі

Зростання попиту на електроенергію відкриває більше можливостей для виходу на ринок, оскільки потенційні інвестори та існуючі компанії конкурують на більш рівних умовах за створення нових генеруючих потужностей. Якщо попит стагне, новим учасникам буде важко конкурувати з існуючими компаніями, тим більше, якщо вони мають вільні потужності.

Загальна встановлена диспетчеризована потужність в Україні до повномасштабного вторгнення Росії становила близько 44 ГВт, тоді як максимальний попит у 2021 році становив 25 ГВт. До вторгнення Укренерго оцінювало щорічне зростання попиту на 1,5% протягом наступного десятиліття. Виходячи з довоєнного попиту, це означає піковий попит у 29-30 ГВт у 2031 році. Згідно з цими припущеннями, наявної потужності все одно буде достатньо для покриття внутрішнього попиту, навіть якщо всі експортні потужності також будуть використані.

З моменту відкриття ринку в Україні не було введено в експлуатацію жодної нової потужності, за винятком відновлюваних джерел енергії в рамках схем підтримки та нових гідроакмулюючих станцій, побудованих публічними компаніями. Фактично, значна кількість потужностей має бути виведена з експлуатації. Як член Енергетичного Співтовариства, Україна зобов'язана забезпечити, щоб усі великі спалювальні установки відповідали вимогам ЄС¹⁴ щодо обмеження викидів. У 2017 році Кабінет Міністрів України (КМУ) прийняв Національний план скорочення викидів¹⁵ (НПСВ), в якому викладено наміри України значно скоротити викиди від існуючих великих спалювальних установок. Він визначає вугільні та газові електростанції, які мають бути послідовно виведені з експлуатації з 2018 року до кінця 2033 року. Виведення з експлуатації не відбулося згідно з початковим графіком, і в 2019 році реалізація НПСВ була відкладена на термін від двох до п'яти років. Міністерство енергетики запропонувало ще одне відтермінування у 2020 році (SaveDnipro, 2021^[22]).

Політика уряду досі полягала в тому, щоб старі електростанції працювали якомога довше, одночасно підтримуючи інвестиції у відновлювані джерела енергії. З надлишковою потужністю та відсутністю чітких сигналів щодо поступового виведення з експлуатації старих електростанцій нові входи в генерацію навряд чи відбудуться.

Протягом багатьох років точаться дискусії про необхідність додаткової гнучкості в енергосистемі України (Natha, 2020^[23]). У 2019 році КМУ прийняв порядок будівництва нових генеруючих потужностей та систем управління попитом.¹⁶ Відповідно до нього, Укренерго може ініціювати тендер на будівництво балансуючих потужностей з державною підтримкою. Такі тендери

анонсувалися кілька разів, але так і не відбулися. Загалом, гнучкі потужності можуть і повинні забезпечуватися ринком, а державна підтримка має бути обмежена особливими випадками. Перш ніж впроваджувати підтримку через механізми надання потужностей, слід докласти зусиль, щоб зробити ринкові інвестиції більш привабливими, зокрема, шляхом зняття цінових обмежень на балансуєчому ринку. Щодо впливу гнучких потужностей на конкуренцію, слід зазначити, що такі станції працюють відносно небагато годин і не виробляють значних обсягів електроенергії щорічно. Така потужність, ймовірно, буде пропонуватися на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг і не впливатиме на конкуренцію на двосторонньому або спотовому ринках.

Через драматичний вплив війни як на генеруючі потужності, так і на попит, у післявоєнний період необхідно буде наново оцінити потребу в додаткових потужностях та їх типах. Для залучення приватних інвестицій будуть потрібні точні прогнози попиту та пропозиції. Крім того, необхідно визначити роль державної підтримки будь-яких нових потужностей і повідомити про неї.

4.5.3. Накопичення боргів

Накопичення боргів у різних секторах електроенергетики України є тривожним сигналом для потенційних інвесторів. Без вирішення основних проблем у надійний та сталий спосіб залучення нових інвесторів буде складним завданням.

Фінансові та юридичні проблеми зі схемою підтримки ВДЕ набули широкого розголосу і добре відомі за межами кола існуючих виробників електроенергії з ВДЕ. Значне падіння попиту на електроенергію з лютого 2022 року також виявило нову фінансову загрозу для схеми підтримки ВДЕ. Теоретично, зі зменшенням загального споживання відносна вартість (тобто вартість МВт-год) схеми підтримки ВДЕ зростає, оскільки загальна вартість розподіляється на меншу загальну кількість спожитих МВт-год. На практиці, величезна шкода та руйнування сонячних та вітрових електростанцій призвели до зниження виробництва ВДЕ, тому ця проблема не матеріалізувалася, навіть якщо і за прикрих причин.

Проблеми неплатежів на балансуєчому ринку менш відомі, але становлять ризик для учасників оптового ринку. Більшість неплатежів можна віднести на рахунок споживачів постачальника «останньої надії», а саме «Вода Донбасу» – однойменного постачальника води на окупованій території – та державних вугільних шахт. Вугільні компанії не можуть оплачувати рахунки за електроенергію, але з екологічних причин¹⁷ законодавство захищає їх від відключення від електропостачання. Витрати на забезпечення цих компаній електроенергією перетворюються на постійно зростаючий борг на балансуєчому ринку. За даними Укренерго, станом на жовтень 2022 року цей чистий борг сягнув 6,4 млрд грн. (17,5 млрд грн – заборгованість учасників ринку перед Укренерго, 11,1 млрд грн – заборгованість Укренерго перед постачальниками послуг балансування). Це створює проблеми для своєчасних розрахунків з постачальниками послуг балансування. Крім того, це дуже ускладнює процес підвищення або скасування граничних цін на балансуєчому ринку. У разі підвищення граничних цін борг зросте ще більше і може підірвати фінансову стабільність кількох учасників ринку, в тому числі Укренерго, яке виконує кілька життєво важливих функцій в енергетичному секторі. Без вирішення питання про те, як стабільно фінансувати джерело боргу, рішення про скасування граничних цін може бути відкладено на невизначений термін.

Посилання

ACER (2021), *ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency*, ACER, <https://www.acer.europa.eu/en/remit/Pages/default.aspx>.

[5]

- ACER (2021), “ACER guidance on the application of REMIT and transaction reporting”, *REMIT Quarterly*, Vol. Q4/27. [8]
- ACER/CEER (2021), *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020*, ACER/CEER, <https://acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Documents/MMR%202020%20Summary%20-%20Final.pdf> (accessed on 14 February 2023). [13]
- ACER/CEER (2021), *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020 – Electricity Wholesale Markets Volume*, https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf (accessed on 3 April 2023). [15]
- Ambec, S. and C. Crampe (2019), *Regulated Access to Incumbent Nuclear Electricity*, Florence School of Regulation, <https://fsr.eu.eu/regulated-access-to-incumbent-nuclear-electricity/> (accessed on 13 April 2023). [20]
- AMCU (2023), *Proposals of the Committee for the project “OECD Competition Market Studies: Ukraine’s electricity sector*. [11]
- Borenstein, S. et al. (1999), “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures”, *The Energy Journal*, Vol. 20/4, pp. 65-88, <https://www.jstor.org/stable/41326187> (accessed on 20 February 2023). [3]
- Bundesnetzagentur (2021), *Fines for manipulation of wholesale energy market*, Press release, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2021/20211005_BussgeldMarktmanipulation.html (accessed on 23 February 2023). [9]
- Chauve, P. et al. (2009), “The E.ON electricity cases: an antitrust decision with structural remedies”, *Competition Policy Newsletter*, Vol. 1, <http://ec.europa.eu/> (accessed on 21 February 2023). [6]
- Energy reform (2022), *Several dozen producers of electricity from RES have already refused the “green” tariff*, <http://reform.energy/news/kilka-desyatkov-virobnikov-elektroenergii-z-vde-vzhivimovilisya-vid-zelenogo-tarifu-glava-garpoka-20658> (accessed on 4 April 2023). [21]
- ENTSO-E (n.d.), *Day-ahead Prices*, Transparency Plattform, <https://transparency.entsoe.eu/> (accessed on 17 March 2023). [19]
- Eurostat (2023), *Market share of the largest generator in the electricity market*, NRG_IND_MARKET, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TEN00119/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_market (accessed on 14 March 2023). [1]
- Grigorjeva, J. (2015), *Capacity mechanisms in the Eu: Nationalizing energy security?*, https://www.researchgate.net/publication/304668651_CAPACITY_MECHANISMS_IN_THE_EU_NATIONALIZING_ENERGY_SECURITY. [18]
- Market Operator (2023), *DAM/IDM Analysis*, https://www.oree.com.ua/index.php/web_monitoring_dtorg_year/index_year_dam (accessed on 2 March 2023). [16]

- Market Operator (n.d.), *Hourly electricity purchase and sale prices on DAM*, <https://www.oree.com.ua/index.php/pricectr> (accessed on 16 March 2023). [17]
- Moss, D. and S. Vaheesan (2014), *Antitrust Tools for Challenging Capacity Withholding in Wholesale Electricity Markets*, AAI, https://www.antitrustinstitute.org/wp-content/uploads/2014/07/AAI-on-Capacity-Withholding_final.pdf (accessed on 21 February 2023). [7]
- Natha, O. (2020), *Peakers and balancers: what technologies does the energy system of Ukraine need* | *Ukrainian Energy*, Olesya, <https://ua-energy.org/uk/posts/pikery-ta-balansery-iakykh-tekhnologii-potrebuie-enerhosystema-ukrainy> (accessed on 23 March 2023). [23]
- NEURC (2022), *Churn rate in the IPS trade zone of Ukraine*, Tableau Public, https://public.tableau.com/app/profile/neurc/viz/1_16324693131810/1 (accessed on 3 April 2023). [14]
- NEURC (2022), *Share of trade in different market segments*, Tableau Public, https://public.tableau.com/app/profile/neurc/viz/2_16324695298060/sheet0_1 (accessed on 13 April 2023). [12]
- Perekhodtsev, D., L. Lester and S. Blumsack (2022), “The model of pivotal oligopoly applied to electricity markets”, https://www.researchgate.net/publication/228795969_The_model_of_pivotal_oligopoly_applied_to_electricity_markets (accessed on 21 February 2023). [4]
- Pham, T. (2019), “Market power issues in liberalized wholesale electricity markets: A review of the literature with a look into the future”, *Revue d'Economie Politique*, Vol. 129/3, pp. 325-354, <https://doi.org/10.3917/REDP.293.0325>. [24]
- SaveDnipro (2021), *History of NERP. Happy End depends on you and me*, <https://www.savednipro.org/istoriya-npsv-happy-end-zalezhit-vid-nas-iz-vami/> (accessed on 22 March 2023). [22]
- Supponen, M. (2021), *Reforming Ukraine's electricity market*, Low Carbon Ukraine, <https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/Reforming-Ukraines-electricity-market.pdf> (accessed on 23 March 2023). [10]
- Ukrenergo (2021), *Production and sale of electric energy by generating companies*, http://web.archive.org/web/20211022135312/https://ua.energy/uchasnikam_rinku/administrat-or-komertsijnogo-obliku/statystychni-dani/vyrobnytstvo-ta-vidpusk-elektrychnoyi-energiyi-generuyuchymy-kompaniyamy/ (accessed on 14 April 2023). [2]

Примітки

¹ Для більш детальної інформації див., наприклад, (Pham, 2019_[24]).

² Регламент (ЄС) № 1227/2011 Європейського Парламенту та Ради про цілісність та прозорість оптового енергетичного ринку, 25 жовтня 2011 р., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32011R1227>.

³ Докладніше про застосування REMIT див. (ACER, 2021^[5]).

⁴ Повний перелік виконавчих рішень: <https://www.acer.europa.eu/remit/coordination-on-cases/enforcement-decisions>

⁵ Закон України № 2210-III «Про захист економічної конкуренції», 11 січня 2001 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2210-14#Text>

⁶ Рішення Європейського суду у справі C-62/86, AKZO [1991] ECR I-3359, п. 60, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A61986CJ0062>.

⁷ Повідомлення Комісії 2009/C 45/02, Керівництво щодо пріоритетів правозастосування Комісії у застосуванні статті 82 Договору про заснування ЄС до неправомірної виключної поведінки домінуючих суб'єктів господарювання, 24 лютого 2009 р., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A52009XC0224%2801%29>.

⁸ Постанова НКРЕКП № 2003 «Про затвердження Тимчасового порядку закупівлі допоміжних послуг із забезпечення регулювання частоти та активної потужності в об'єднаній енергетичній системі України, а саме надання резервів заміщення (третинне регулювання)», 8 листопада 2021 р., <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2003874-21#Text>

⁹ Регламент (ЄС) 2019/943 Європейського Парламенту та Ради про внутрішній ринок електроенергії (нова редакція), 5 червня 2019 р., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>.

¹⁰ Рішення ACER № 01/23, Додаток I, Гармонізовані максимальні та мінімальні клірингові ціни для одноразового приєднання на добу наперед, 10 січня 2023 р., <https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions%20annex/ACER%20Decision%2001-2023%20on%20HMMCP%20SDAC%20-%20Annex%201.pdf>.

¹¹ Рішення ACER № 02/2023, Додаток I, Гармонізовані максимальні та мінімальні клірингові ціни для одноразового внутрішньодобового приєднання, 10 січня 2023 р., <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2023%20on%20HMMCP%20SIDC.pdf>.

¹² Рішення ACER № 03/2022, Додаток I, Поправка до методології ціноутворення на балансуєчу енергію та міжзональну потужність, що використовується для обміну балансуєчою енергією або управління процесом взаємозаліку небалансів 25 лютого 2022 р., https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions%20annex/ACER%20Decision%2003-2022%20on%20the%20amendment%20of%20the%20pricing%20methodology%20-%20Annex%20I_0.pdf.

¹³ Розрахунки базуються на результатах аукціону PCS та даних енергобалансу Укренерго за 2021 рік.

¹⁴ Директива 2001/80/ЄС Європейського Парламенту та Ради про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин у повітря від великих спалювальних установок, 23 жовтня 2001 р., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32001L0080>.

¹⁵ Постанова КМУ № 796 «Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок», 8 листопада 2017 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-%D1%80#Text>.

¹⁶ Постанова КМУ № 677 «Про затвердження Порядку проведення конкурсу з будівництва генеруючих потужностей та здійснення заходів з управління попитом», 10 липня 2019 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/677-2019-%D0%BF#n8>.

¹⁷ На закритих вугільних шахтах мають працювати водяні насоси, щоб запобігти їх затопленню та забрудненню підземних вод.



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), “Оцінка оптового ринку”, in *Competition Market Study of Ukraine's Electricity Sector*, OECD Publishing, Paris.

DOI: <https://doi.org/10.1787/9c6d2407-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>.