

2 Основні особливості ринку

Цей розділ описує основні особливості електроенергетичного сектору України. Він починається з короткого огляду історії сектору. Далі йде опис ланцюга постачання електроенергії від виробництва до споживання, який включає огляд основних учасників ринку, аналіз змін у виробничих потужностях та енергетичному балансі країни, стислий виклад заходів ринкової підтримки виробництва електроенергії з використанням відновлюваних джерел енергії та загальний огляд планів розвитку мережі, включаючи інтеграцію ринку електроенергії України з ринками ЄС.

Електрична енергія є одним із найпоширеніших видів енергії та невід'ємною частиною сучасного життя. У розвинутих економіках домогосподарства та підприємства покладаються на безперебійне постачання електроенергії. Виробництво майже всіх товарів вимагає використання електроенергії в тій чи іншій формі.

Важливою і унікальною особливістю електроенергії є те, що в даний час її неможливо економічно зберігати у великих масштабах.¹ Це означає, що виробництво та споживання електроенергії мають бути постійно збалансованими. Будь-який дисбаланс може призвести до втрати електроенергії або знеструмлення із серйозними негативними економічними та соціальними наслідками. Підтримання балансу в енергосистемі ускладнюється постійними змінами як у виробництві, так і в споживанні.

У більшості країн електроенергетичний сектор, як правило, сильно регулюється з міркувань безпеки та з метою мінімізації ризику перебоїв у постачанні електроенергії споживачам. Регулювання також використовується з метою захисту споживачів від високих цін, особливо сегменті операційної діяльності природних монополій. Незважаючи на це, обсяг регулювання цін різниться в різних країнах, часто виходячи далеко за межі діяльності природних монополій.

Основними учасниками ринку електроенергії є виробники/генераторуючі компанії, постачальники/роздрібні продавці, трейдери, споживачі та оператори мереж. Вони взаємодіють один з одним на різних сегментах ринку, основними з яких є оптовий і роздрібний.

Виробники або генеруючі компанії зазвичай є великими підприємствами, які експлуатують кілька електростанцій і продають свою продукцію на оптовому ринку. Маломасштабне виробництво окремими компаніями, малими підприємствами та громадами зростає в усьому світі, але в більшості країн воно охоплює лише незначний відсоток загального виробництва. Виробники можуть відрізнитися за гнучкістю; електростанції, що використовують різні види палива, мають суттєво різні можливості для швидкого регулювання виробництва. Наприклад, атомні електростанції, як правило, не можуть суттєво скоригувати обсяги виробництва за короткий термін, тоді як газові та гідроелектростанції є одними з найбільш гнучких. Гнучкі електростанції необхідні для балансування енергосистеми в режимі реального часу.

Постачальники або роздрібні продавці купують електроенергію у виробників на оптовому ринку та продають її на роздрібному ринку кінцевим споживачам. Постачальники закуповують фіксовані обсяги електроенергії на оптовому ринку, але забезпечують повністю гнучке постачання (в межах технічних обмежень приєднання) своїм споживачам.

Споживачі електроенергії варіюються від великих промислових споживачів до інших підприємств та державних установ і приватних домогосподарств. На роздрібному ринку споживачі та постачальники укладають договори постачання. Промислові споживачі з достатньо великим попитом на електроенергію можуть купувати і часто роблять це безпосередньо на оптовому ринку, але для цього потрібен певний рівень ринкових знань.

Оператори мереж забезпечують транспортування електроенергії від генерації до споживачів. Існує два типи електричних мереж: передача та розподіл. Мережі передачі передають електроенергію на великі відстані під високою напругою. Розподільні мережі працюють на нижчій напрузі та розподіляють електроенергію передану з системи передачі в будинки та підприємства. Електричні мережі зазвичай вважаються природною монополією і управляються окремими компаніями на певній території. Таким чином, тарифи на передачу та розподіл зазвичай регулюються.

Розуміння сучасного стану конкуренції в Україні вимагає певного знання історичного контексту. У цьому розділі подано короткий історичний огляд реформ електроенергетики України з моменту здобуття країною незалежності в 1991 році, а також огляд основних елементів сектору електроенергетики: споживання, генерація, передача, розподіл, постачання та транскордонні потоки.

2.1. Реформи в електроенергетичному секторі

Україна почала будувати незалежний енергетичний сектор у 1991 році на тлі розпаду Радянського Союзу, частиною якого вона була. На той час Міністерство енергетики та електрифікації запропонувало реформи в секторі, метою яких стала реструктуризація галузі та створення оптового ринку електроенергії, шляхом запровадження британської моделі ринку електроенергії.

Слідуючи цим пропозиціям у травні 1994 року тодішній президент Леонід Кучма видав указ про розукрупнення вертикально інтегрованої державної монополії, яка контролювала весь ланцюжок постачання, та запровадження конкуренції у виробництві електроенергії шляхом створення національного оптового ринку (Lovei, 1998^[1]). У 1994 році було створено незалежного енергетичного регулятора – Національну комісію регулювання енергетики (НКРЕ)². Комісія відповідала за видачу та моніторинг ліцензій на виробництво електроенергії, передачу мережами високої та низької напруги, діяльність оптового ринку, а також встановлення роздрібних цін і мережевих тарифів (Lovei, 1998^[1]). Після створення оптового ринку в 1996 році виробництво, передача, розподіл та регульоване постачання електроенергії були операційно відокремлені.

Відповідно до нової моделі ринку, Україна створила державну компанію «Енергоринок», яка виступала єдиним покупцем на оптовому ринку. Ця компанія купувала електроенергію у виробників за регульованими цінами і продавала її постачальникам електроенергії за нерегульованими цінами та регіональним компаніям з постачання та розподілу електроенергії за регульованими цінами, відомим як *обленерго* (OECD, 2019^[2]) (OECD, 2019^[2]). *Обленерго* продавали електроенергію споживачам за регульованими роздрібними цінами, виходячи з витрат на виробництво, передачу, розподіл та інших витрат.

Ця реформа заклала основу для конкуренції у виробництві та постачанні електроенергії: (i) існувала низка виробників та постачальників, які мали ліцензію на виробництво та продаж електроенергії; (ii) оптовий ринок довів свою спроможність оцінювати погодинні заявки, відповідним чином здійснювати диспетчеризацію електроенергії, визначати фінансові вимоги та зобов'язання, та здійснювати фінансові операції з метою врегулювання вимог між учасниками ринку; (iii) НКРЕ встановила тариф на доступ до високовольтних та низьковольтних мереж. Незважаючи на нову структуру, головні обіцянки реформи – залучення інвестицій та деполітизація встановлення цін на електроенергію – здебільшого не були виконані (Lovei, 1998^[1]). Ключовим фактором у цьому, ймовірно, була економічна нестабільність, з якою країна зіткнулася після розпаду Радянського Союзу.

Очікувалося, що лібералізація сектору електроенергетики в 1990-х роках супроводжуватиметься приватизацією, але цей останній етап не відбувся. Першу приватизацію вугільних шахт уряд розпочав у 1996 році, а *обленерго* – у 1998 році (IEA, 2006^[3]). Проте лише шість із 27 *обленерго* були повністю приватизовані до 2001 року, а решта 21 – лише частково. Труднощі виникли через відсутність згоди щодо процесу приватизації в уряді, наприклад щодо кількості акцій, які залишатимуться в руках держави (Lovei, 1998^[1]).

Друга спроба реформувати сектор відбулася в 2002 році. Зокрема, Кабінет Міністрів України (КМУ) видав постанову, яка окреслила нову модель ринку, засновану на трьох типах транзакцій: двосторонні договори, стандартизовані біржові угоди та балансуючий ринок.³ Однак впровадження цієї моделі ринку було відкладено через необхідність внесення змін до законодавства. Хоча і здійснювалися спроби прийняти необхідне законодавство, вони зрештою були безрезультатними, поки Україна не приєдналася до Енергетичного Співтовариства в 2011 році і не почала впроваджувати реформи.

У 2004 році уряд вирішив посилити державний контроль над енергетичним сектором з метою вдосконалення управління підприємствами енергетичного сектору. Він повторно консолідував електроенергетичну та вугільну промисловість у великі вертикально інтегровані компанії. Було створено два нових підприємства: «Енергетична компанія України», яка повернула операційний

контроль над компаніями роздрібної торгівлі електроенергією з частками від 25% до 100%, і «Вугілля України», яке консолідувало державні вугільні шахти (IEA, 2006^[3]). Невдовзі останнє було ліквідовано, а його майно передано Міністерству вугільної промисловості.

У 2011 році новий уряд, сформований за президента Віктора Януковича, зробив другу спробу приватизувати *обленерго*. КМУ прийняв постанову, яка дозволила продаж 13 *обленерго*, і ще 10 *обленерго* були продані у 2012 році (Baker McKenzie, 2021^[4]). Масштабний продаж акцій *обленерго* був запланований на листопад 2014 року. Проте було продано лише 25% акцій Закарпаттяобленерго, Вінницяобленерго та Чернівціобленерго. У серпні та вересні 2017 року Фонд державного майна продав ще міноритарні пакети акцій (25%) *генеруючих компаній* Дніпроенерго, Дніпрообленерго, Київенерго (які також займалися дистрибуцією), Західенерго та Донецькобленерго (Baker McKenzie, 2021^[4]). Загалом продаж *обленерго* виявився ускладненим, оскільки держава часто була не в змозі продати їхні акції, і навіть якщо деякі акції були продані, *обленерго* зазвичай залишалися під контролем уряду.

Ця друга спроба приватизації *обленерго* відбулася в тандемі з новою реформою енергетичного сектора України. У лютому 2011 року Україна офіційно приєдналася до Енергетичного Співтовариства (European Commission, 2010^[5]), з метою реформування свого енергетичного сектору відповідно до загальноєвропейської моделі ринку. Після вступу України до цієї організації пропозиція щодо реформування оптового ринку, раніше ініційована Кабінетом Міністрів, була закріплена в новому законі про ринок. У 2013 році український уряд зробив перший крок до лібералізації ринку електроенергії та прийняв закон «Про засади функціонування ринку⁴ електроенергії України», який окреслив основні риси майбутнього ринку. Наступного року Україна підписала Угоду про асоціацію з ЄС⁵, що передбачало дотримання вимог Третього енергетичного пакету та інтеграцію своєї електроенергетичної системи з Європейською мережею операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E). З цією метою у 2017 році уряд прийняв Закон «Про ринок електричної енергії» (Закон про ринок)⁶, який передбачав заміну моделі ринку єдиного покупця на елементи конкурентного ринку. Після набрання чинності Закону основні установи та організації, відповідальні за його виконання (Кабінет Міністрів, НКРЕКП, Міненерго, Оператор системи передачі та Оператор ринку) розпочали підготовку підзаконних актів для нової моделі ринку. Було розроблено низку документів, що регулюють новий ринок, у тому числі Правила ринку⁷, Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Правила РДН/ВДР), Правила роздрібного ринку, Кодекс системи передачі, Кодекс системи розподілу, Кодекс комерційного обліку, ліцензійні умови тощо.

Нова система набула чинності у два етапи у 2019 році. Першим було відкриття роздрібного ринку для конкуренції з 1 січня. Другим – запровадження оптового ринку з 1 липня. На практиці це означало перехід від моделі єдиного покупця до конкурентної ринкової структури з двосторонніми договорами, ринком на добу наперед та внутрішньодобовим ринком, балансуючим ринком. На «Енергоринок» - оператора ринку за попередньою моделлю було покладено відповідальність за погашення заборгованості, що накопичилася за дії моделі єдиного покупця. На його основі також було створено дві нові компанії: «Гарантований покупець» (ГП) і «Оператор ринку» (МО). «Оператор ринку» став відповідальним за роботу РДН та ВДР, тоді як на «Гарантованого покупця» було покладено зобов'язання приймати та сплачувати за отриману електроенергію від виробників з відновлюваних джерел енергії за механізмом зелених тарифів (FiT). На оператора системи передачі («Укренерго») також було покладено нові завдання, зокрема щодо, здійснення операційної діяльності на балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг, реєстрації двосторонніх договорів, виконання функцій адміністратора розрахунків та комерційного обліку. Енергетичний регулятор став відповідальним за прийняття ринкових правил, правил для ринків РДН, ВДР та роздрібного ринку, розробку кодексів передачі, розподілу та комерційного обліку, а також ліцензійних умов (OECD, 2019^[2]). Структура електроенергетичного сектору України детально описана в розділі 3.

2.2. Огляд сектору електроенергетики

Як детально описано в попередньому розділі, електроенергетичний сектор України зазнав значних структурних реформ з моменту свого створення. У цьому розділі представлено огляд основних елементів сектору: споживання, виробництво, передача, розподіл, діяльність з постачання та транскордонні потоки.

Інформаційне вікно 2.1. Основні учасники ринку електроенергії

Укргідроенерго – це державна гідроенергетична компанія, що перебуває в управлінні Кабінету Міністрів України. Компанія експлуатує 10 гідроелектростанцій, розташованих на річках Дністер та Дніпро, які виробляють близько 6,7% від загального обсягу виробництва електроенергії в Україні.

Енергоатом – це державна компанія під управлінням Кабінету Міністрів України, яка експлуатує чотири АЕС, що виробляють близько половини електроенергії в країні.

Група компаній ДТЕК, заснована в 2005 році, є найбільшою вертикально інтегрованою приватною холдинговою компанією в Україні. Вона займається виробництвом, постачанням і розподілом природного газу та електроенергії, а також видобутком вугілля.

Центренерго – одна з найбільших теплогенеруючих компаній в Україні, до складу якої входять три ТЕС. Центренерго перебуває у державній власності та управляється Фондом державного майна України (ФДМУ).

Укренерго – єдиний оператор системи передачі (ОСП) в Україні. Він відповідає за передачу та диспетчеризацію електроенергії мережами високої напруги. Згідно з новою ринковою моделлю Укренерго здійснює управління балансуємим ринком та ринком допоміжних послуг, реєструє двосторонні договори, виконує функції адміністратора комерційного обліку та розрахунків. Укренерго було сертифіковано Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) згідно із моделлю відокремлення (ISO).

Оператори систем розподілу (ОСР) відповідають за розподіл та диспетчеризацію електроенергії кінцевим споживачам. В Україні 32 ОСР, 8 з яких контролюються ФДМУ.

Постачальники (за вільними цінами) – це суб'єкти господарювання, які купують електроенергію на ринку та продають її споживачам за вільними (нерегульованими) цінами.

Постачальники універсальних послуг (ПУП) – це постачальники електроенергії, які із вимогами Закону про ринок зобов'язані постачати електроенергію побутовим та малим непобутовим споживачам за регульованими цінами. Налічується 25 регіональних ПУП, з них 6 належать державі.

Укрінтеренерго (постачальник «останньої надії») є державним постачальником, який надає послуги постачання споживачам у виняткових обставинах, таких як припинення договору постачання споживачу або у разі не обрання споживачем постачальника. Він може постачати електроенергію не більше 90 днів за регульованими цінами.

Гарантований покупець є державною компанією, відповідальною за забезпечення суспільних інтересів у збільшенні частки виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії шляхом купівлі/продажу електроенергії у виробників, які мають право на отримання «зеленого» тарифу.

Оператор ринку є акціонерним товариством, акції якого на 100% належать державі, що здійснює операційну діяльність на ринку на добу наперед та внутрішньодобовому ринку.

Трейдери – суб'єкти господарювання, які купують електричну енергію з метою перепродажу на оптовому ринку.

У 2022 році в українському законодавстві запроваджено **операторів систем накопичення енергії**, які продаватимуть електроенергію, вивільнену з систем накопичення енергії, для надання допоміжних та балансуєчих послуг. Станом на березень 2023 року не було видано жодної ліцензії на експлуатацію систем накопичення енергії.

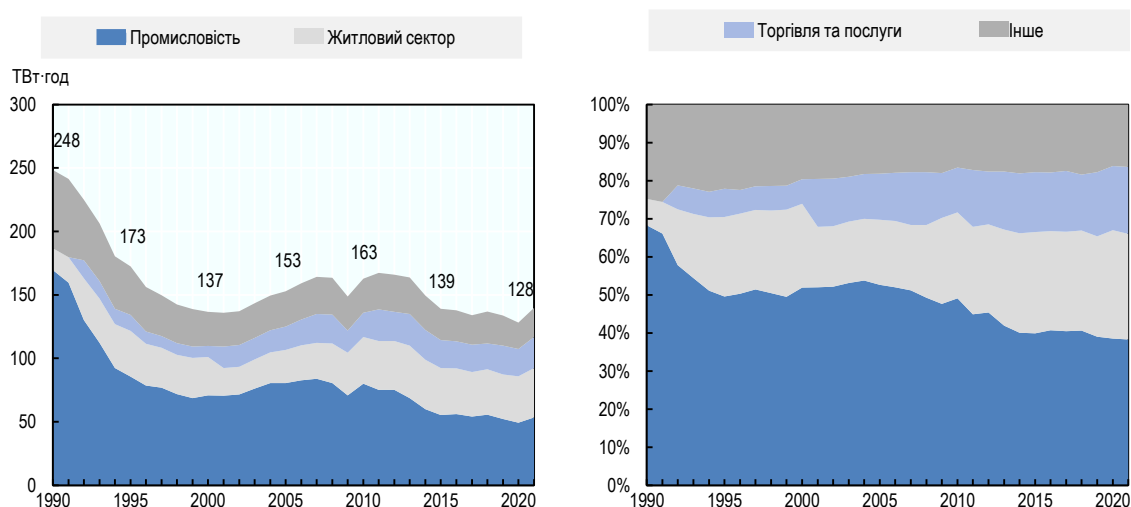
Джерела: НКРЕКП (2021^[6]), Регулятор оприлюднив результати моніторингу функціонування роздрібного ринку електричної енергії у I кварталі 2021 року, <https://www.nerc.gov.ua/?news=11683>; НКРЕКП (2021^[7]), Регулятор оприлюднив результати моніторингу функціонування оптового ринку електричної енергії у II кварталі 2021 року, <https://www.nerc.gov.ua/?news=12053>; ОЕСР (2019^[21]) Короткий огляд енергетичного сектору України: Інституції, управління та рамки політики, <https://www.oecd.org/eurasia/competitiveness-programme/eastern-partners/Snapshot-of-Ukraines-Energy-Sector-EN.pdf>; Верховна Рада (2017^[8]), Закон України «Про ринок електричної енергії», № 2019-VIII, <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

2.2.1. Споживання електроенергії

За часів Радянського Союзу електроенергетична система України була здебільшого побудована з метою задоволення потреб великих енергоємних виробництв. Після здобуття Україною незалежності в 1991 році споживання електроенергії значно скоротилося внаслідок різкого падіння промислового виробництва. Споживання стабілізувалося на початку 2000-х років, коли Україна увійшла в період економічного зростання. Глобальна економічна криза 2008-2009 років вдарила по українській економіці та призвела до чергового, хоч і більш короткострокового падіння споживання. Економічне зростання було знову порушено у 2014 році після окупації Криму, Донецької та Луганської областей.

У 2020 році під час пандемії Covid-19 попит на електроенергію досяг історичного мінімуму в 128 ТВт-год, що становить приблизно половину рівня 1990 року. У 2021 році споживання відновилося, але різко знизилося після повномасштабного вторгнення Росії в 2022 році.

Малюнок 2.1. Валове споживання електроенергії в Україні, 1990-2021 рр.



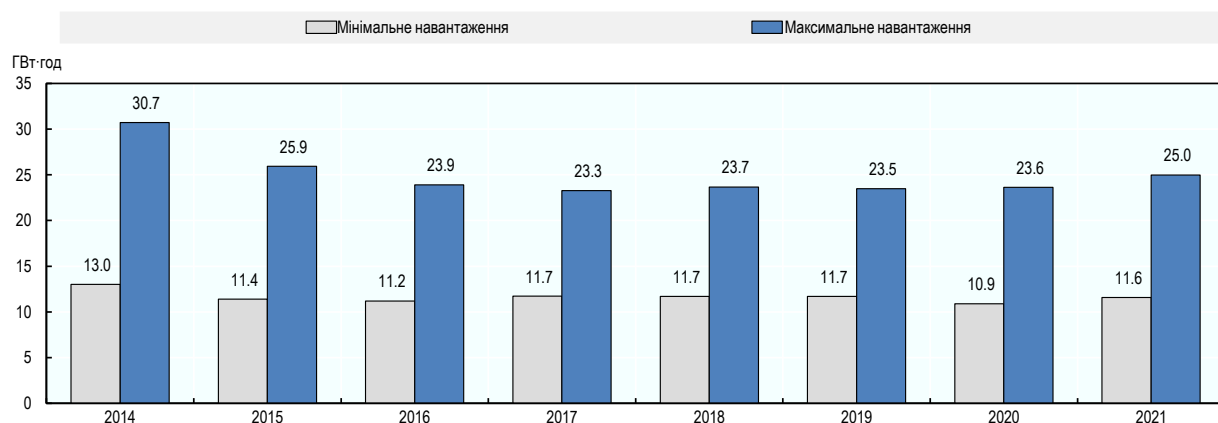
Примітка: Інші включають транспорт, сільське господарство та власне використання електростанцій.

Джерело: Укренерго (2022^[9]), Споживання електроенергії за групами споживачів, <https://map.ua-energy.org/en/resources/742384e9-83c7-44f4-8c0b-0cd74b56561b/>.

Структура споживання також різко змінилася з 1990-х років. Наприклад, частка промислового споживання зменшилася з 68% у 1990 році до 38% у 2021 році, тоді як частка побутового споживання зросла з 7% до 28%. Крім того, відбулося значне зростання споживання в секторі торгівлі та послуг, яке становило 18% від загального обсягу в 2021 році, тоді як споживання в сільськогосподарському секторі впало з 11% до 3%.

Крім загального споживання, варто враховувати мінімальний і максимальний рівні споживання за годину (часто називають навантаженням). Чим більша різниця, тим економічно складніше забезпечити відповідний рівень встановленої потужності та виробництва. Малюнок 2.2 показує, що різниця між мінімальним і максимальним навантаженням зменшилася з 17,7 ГВт-год у 2014 році до 13,4 ГВт-год у 2021 році. Це пов'язано зі значним зменшенням максимального навантаження з роками.

Малюнок 2.2. Мінімальне, максимальне та погодинне навантаження (ОЕС), 2014-21 рр.



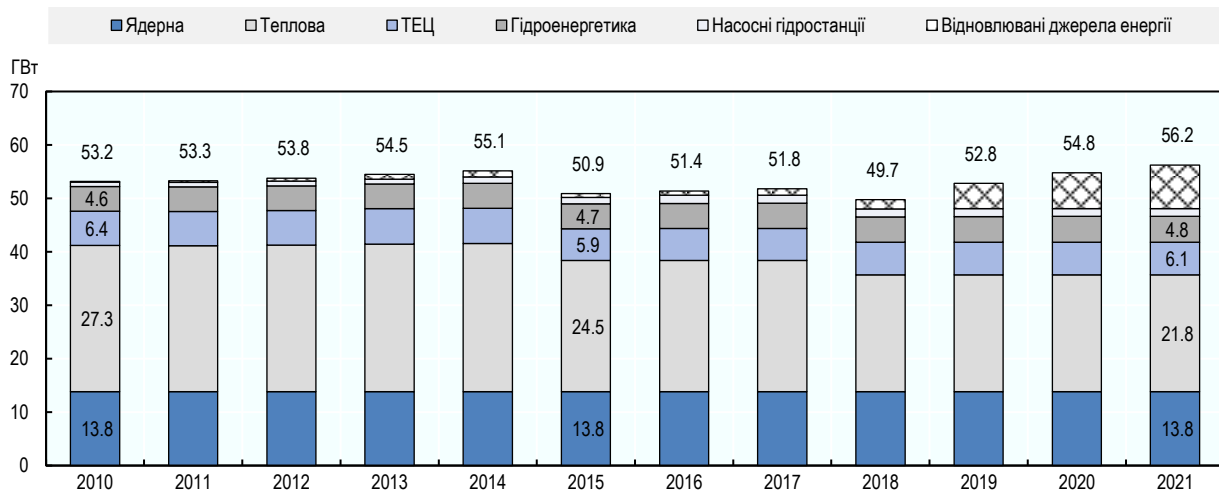
Джерело: Укренерго (2023^[10]), Погодинний баланс електроенергії ОЕС України, <https://map.ua-energy.org/en/resources/8998f2ed-379f-4fa9-9076-88782b32ee4f/>.

2.2.2. Генеруючі потужності

Як зазначалося вище, навряд чи можливо оцінити та перевірити поточний стан генеруючого обладнання України через триваючі атаки на енергетичну інфраструктуру. До повномасштабного вторгнення Росії у 2022 році генеруючі потужності України здебільшого склалися з електростанцій, побудованих за часів Радянського Союзу, і не зазнали кардинальних змін з часів незалежності України, окрім збільшення потужності генерації з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

Атомні електростанції (встановлена потужність 13,8 ГВт) слугують базовими електростанціями, які працюють безперервно для задоволення мінімального базового попиту. Попит вище цього базового навантаження в основному покривається тепловими електростанціями (21,8 ГВт). Річкові гідроелектростанції (4,8 ГВт) і гідроакумуючі гідроелектростанції (1,5 ГВт) зазвичай забезпечують покриття підвищення попиту, пов'язане з піковими періодами навантаження. Виробництво електроенергії на комбінованих теплоелектростанціях (6,1 ГВт) здебільшого залежить від попиту на опалення. Потужності відновлюваної енергетики (за винятком великої гідроенергетики) в основному представляють собою сонячні та вітрові електростанції.

Розвиток встановленої потужності за 12 років між 2010 та 2021 роками показано на Малюнок 2.3. Вона була в основному стабільною, за винятком помітного падіння теплової потужності, яке було більш ніж компенсоване зростанням потужності ВДЕ.

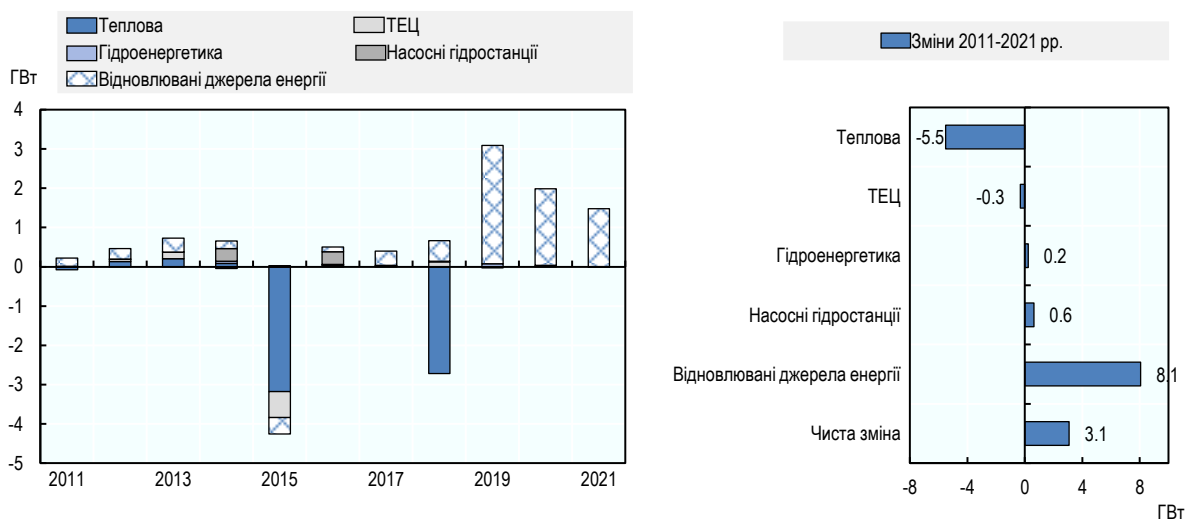
Малюнок 2.3. Встановлені генеруючі потужності за технологіями, 2010-21 рр.

Джерело: Укренерго (2022^[11]), Встановлена потужність виробництва електроенергії за типами електростанцій (Укренерго) – Енергетична карта, <https://map.ua-energy.org/en/resources/c51a16bc-e990-40db-b790-63624d823daa/>.

Перше зниження теплової потужності відбулося через Російське вторгнення у 2014 році та подальшу окупацію українських територій. Україна втратила близько 4,2 ГВт генеруючих потужностей, переважно вугільних ТЕС, а також ТЕЦ, сонячних і вітрових електростанцій. Друге зниження, у 2018 році, відбулося через класифікацію деяких теплових генеруючих установок як «недоступних».

Більшість нових потужностей, доданих протягом останнього десятиліття, базуються на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ). Головним чином розвивалася сонячна (фотоелектрична) генерація, за нею йшли вітрові електростанції. Інвестиції у ВДЕ були зумовлені щедрою, за міжнародними стандартами, схемою підтримки зелених тарифів (FiT), запровадженою в 2009-2010 роках. Падіння капітальних витрат на сонячні та вітрові установки зробило FiT ще більш привабливим для інвесторів у наступні роки.

Річні зміни встановленої потужності показано нижче.

Малюнок 2.4. Зміна встановленої потужності, 2010-21 рр.

Примітка: Ядерна потужність не показана, оскільки вона залишалася незмінною протягом цього періоду.

Джерело: Укренерго (2022^[11]), Встановлена потужність виробництва електроенергії за типами електростанцій (Укренерго) – Енергетична карта, <https://map.ua-energy.org/en/resources/c51a16bc-e990-40db-b790-63624d823daa/>.

Атомна енергетика

Україна є однією з країн світу, що суттєво залежить від атомної енергетики. У 2021 році 55% електроенергії було вироблено на АЕС (Economicna Pravda, 2022^[12]). Атомна генерація України слугує джерелом базового навантаження, виробляючи відносно стабільні обсяги електроенергії протягом року. Це також пов'язано з обмеженою технічною гнучкістю українських АЕС щодо зміни потужності та їх високою ефективністю при повному навантаженні.

У лютому 2022 року виробництво здійснювали 15 енергоблоків чотирьох атомних електростанцій, що належать і управляються НАЕК «Енергоатом». Дванадцять із них були введені в експлуатацію між 1980 і 1989 роками, один блок у 1995 році та два блоки у 2004 році. Старіші енергоблоки вже досягли свого проектного терміну експлуатації – 30 років. Завдяки значним інвестиціям та модернізації, Енергоатому вдалося продовжити термін експлуатації 11 енергоблоків на 10-20 років (Ukrenergo, 2019^[13]). У 2020 році Енергоатом прийняв стратегію розвитку, яка передбачає модернізацію потужностей та подальше продовження терміну експлуатації електростанцій (Energoatom, 2020^[14]).

На Хмельницькій АЕС знаходяться два недобудовані реактори, роботи на яких зупинилися у 1990 році, коли будівництво було завершено на 75% та 28% відповідно. У вересні 2021 року Енергоатом та американська атомна енергетична компанія Westinghouse домовилися про спільну добудову одного з цих реакторів та про будівництво чотирьох нових реакторів AP1000 на визначених майданчиках в країні (World Nuclear Association, 2023^[15]). У червні 2022 року обсяг угоди було розширено, збільшивши кількість запланованих реакторів до дев'яти (World Nuclear Association, 2023^[15]).

Інформаційне вікно 2.2. Уран

Україна багата на родовища урану, і в останні роки внутрішній видобуток покривав близько 40% її потреб в урановій руді. Наприкінці 2021 року уряд України затвердив програму, яка має забезпечити самодостатність країни в урані до 2027 року.

Уран видобувається державним підприємством «Східний гірничо-збагачувальний комбінат» (Комбінат) – одним із найбільших підприємств з видобутку та переробки уранової руди в Європі. Підприємство видобуває уранову руду та виробляє природний урановий концентрат. У минулому підприємство стикалося зі значними фінансовими проблемами через неплатежі з боку Енергоатому. У грудні 2020 року комбінат зупинив виробництво через страйки, пов'язані із заборгованістю по заробітній платі (LigaNews, 2020^[16]). У відповідь уряд запропонував об'єднати Комбінат і Енергоатом, щоб полегшити врегулювання боргів (Government Portal, 2021^[17]). Цю ідею підтримало Міністерство енергетики, але, як повідомляється, керівництво НАЕК «Енергоатом» виступило проти через фінансові проблеми Комбінату (OilPoint, 2021^[18]).

Україна покладається на інші країни щодо збагачення ядерного палива, оскільки не має власних збагачувальних потужностей. Тому всі ядерні паливні елементи виробляються та імпортуються із-за кордону. Раніше Україна покладалася на постачання ядерного палива на російський ТВЕЛ, підрозділ Росатома. З 2005 року Україна почала впроваджувати стратегію диверсифікації поставок ядерного палива для атомних електростанцій шляхом ліцензування виробництва ядерного палива американсько-шведської компанії Westinghouse Electric.

До 2021 року Україна також покладалася на Російську Федерацію щодо зберігання ядерних відходів. Після добудови власного довгострокового сховища ядерних відходів – Централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива – в Україні зберігається відпрацьоване ядерне паливо з Хмельницької, Рівненської та Південно-Української АЕС. (Запорізька АЕС має власне «сухе» сховище для відпрацьованого ядерного палива). Це сприяє енергетичній незалежності України в

атомному секторі та, як очікується, заощадить НАЕК «Енергоатом» 150-200 мільйонів доларів США щорічно на витратах із зберігання відпрацьованого ядерного палива.

Джерела: World Nuclear News (2022^[19]), Україна наполягає на внутрішньому постачанні урану, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Ukraine-pushes-for-domestic-uranium-supply>; ОЕСР (2019^[21]), Короткий огляд енергетичного сектору України: Інституції, управління та рамки політики, <https://www.oecd.org/eurasia/competitiveness-programme/eastern-partners/Snapshot-of-Ukraines-Energy-Sector-EN.pdf>; Економічна Правда (2021^[20]), До Центрального сховища вивезено першу партію ядерного палива, <https://www.epravda.com.ua/news/2021/11/25/680135/>.

Теплова енергетика

Теплові електростанції України виробляють електроенергію з вугілля, нафти та газу. Біомаса та біогаз класифікуються як відновлювані джерела, а не як термічні.

У лютому 2022 року працювало дванадцять теплових електростанцій (без ТЕЦ) одиничною потужністю від 150 МВт до 800 МВт (The Accounting Chamber, 2021^[21]).⁸ Електростанції радянської конструкції були введені в експлуатацію між 1958 і 1977 роками. Більшість блоків були модернізовані після 2000 року. Деякі електростанції спроектовані так, щоб вони могли працювати як на вугіллі, так і на природному газі, причому вугілля є основним паливом. Електростанції, що працюють лише на природному газі (потужністю 4,6 ГВт), протягом останнього десятиліття використовуються рідко. Близько 2,5 ГВт встановленої потужності знаходиться на консервації, що означає, що вона не є доступною для виробництва електроенергії. Загалом із 21,8 ГВт встановленої потужності станом на 2021 рік активно використовувалося 15,4 ГВт.

В Україні також є три великі ТЕЦ з чотирма блоками потужністю 100-120 МВт і п'ятьма потужністю 250-300 МВт.

Інформаційне вікно 2.3. Вугілля

Історично Україна покладалася на власний видобуток вугілля для своєї металургійної промисловості, а також виробництва електроенергії та тепла. Металургійна промисловість і електростанції використовують різні види вугілля, які не є взаємозамінними.

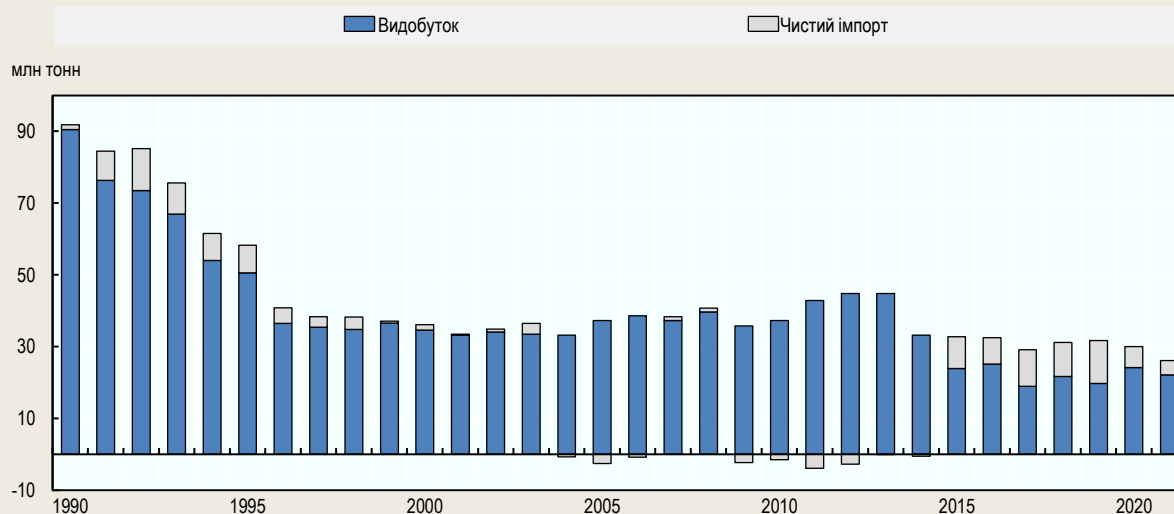
Вугільні електростанції України використовують два види вугілля: марки А (антрацит) і марки Г (газоподібне). Частка встановленої потужності між А та Г становила 65% та 35% відповідно у 2021 році.

У 2014 році Україна втратила контроль над 95 вугільними шахтами в багатих вугіллям Донецькій та Луганській областях, включаючи всі антрацитові шахти. Видобуток енергетичного вугілля скоротився з 45 млн тонн у 2013 році до 24 млн тонн у 2015 році, тобто на 46%, але попит на вугілля з боку електростанцій знизився лише на 20-25%, що вимагало імпорту для заповнення прогалини.

У 2020 році Україна покривала 80% потреби в енергетичному вугіллі за рахунок внутрішнього видобутку. Тоді більшість імпорту вугілля надходило з Російської Федерації, включно з імпортом ДТЕК з його тамтешніх шахт. У листопаді 2021 року РФ припинила експорт вугілля в Україну.

Внутрішнє виробництво газового енергетичного вугілля розподілено між ДТЕК (75%) і державними шахтами (25%). Ціна вугілля внутрішнього видобутку ДТЕК нижча за вартість імпортного. Витрати ДТЕК також значно нижчі, ніж у державних шахт, які історично покладаються на державні субсидії, щоб залишатися в робочому стані.

Малюнок 2.5. Видобуток вугілля та чистий імпорт для виробництва енергії, 1990-2020 рр.



Джерела: АМКУ (2016^[22]), Звіт про результати комплексного дослідження ринків електричної енергії та енергетичного вугілля, <http://reform.energy/media/120/81404676e3df44fcb1d2c0c437906798.pdf>; Слово і Діло (2021^[23]), Росія призупинила постачання енергетичного вугілля в Україну, <https://www.slovoidilo.ua/2021/10/29/novyna/ekonomika/rf-prypynyaye-postavky-enerhetychnoho-vuhillya-ukrayiny-nardep>; Державна служба статистики України, дані за 2021 рік, https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2021/energ/drpeb/EBTS_2021_en.xls

Відновлювані джерела енергії

Відновлювані генеруючі потужності України складаються переважно з гідроелектростанцій, сонячних і вітрових електростанцій.

Більшість великих гідроелектростанцій зосереджено вздовж річок Дніпро та Дністер. Усі великі гідроелектростанції належать і управляються Укргідроенерго (Ukrenergo, 2019^[13]). Станом на лютий 2022 року в Україні працювало 7 великих річкових (4,6 ГВт) і 2 ГЕС (1,2 ГВт). В основному вони були побудовані за радянських часів, але були значно модернізовані в 2000-х роках.

В Україні нараховується понад 160 малих ГЕС загальною встановленою потужністю понад 150 МВт. Багато з них створено ще за радянських часів.

Більшість сонячних і вітрових електростанцій введені в експлуатацію в 2019-2021 роках і розташовані на півдні України. Існує понад 1100 сонячних установок, починаючи від невеликих генеруючих установок на даху домогосподарств (потужністю 25 кВт) та закінчуючи великими генеруючими установками потужністю до 240 МВт. Загальна встановлена потужність сонячної генерації становить 6,4 ГВт. ДТЕК ВДЕ, один з найбільших виробників, що управляє трьома сонячними парками: Трифонівським (10 МВт), Нікопольським (200 МВт) і Покровським (240 МВт).

Порівняно з сонячною, потужність вітрової енергії розвивалася повільніше. У 2021 році загальна встановлена потужність становила приблизно 1,5 ГВт. ДТЕК ВДЕ також є лідером у цьому сегменті, володіючи та управляючи Ботієвською, Приморською та Орлівською ВЕС зі встановленою потужністю 200 МВт, 200 МВт та 100 МВт відповідно. Декілька іноземних інвесторів також експлуатують вітрові електростанції різної потужності, серед яких Ukraine Power Resources, Gürış, EuroCape New Energy, Elementum Energy та СивашЕнергоПром.

Електроенергія, вироблена з біопалива, відіграє в Україні незначну роль, загальна потужність становить лише близько 0,3 ГВт.

Підтримка відновлюваних джерел енергії

З 2009 року виробництво електроенергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) підтримується через систему зелених тарифів (FiT) (також звану «зеленим» тарифом). Зелений тариф був доступний для сонячних та вітрових електростанцій, а також малих, міні- та мікро-ГЕС, геотермальних електростанцій, електростанцій, що працюють на біомасі та біогазі. Великі гідроелектростанції з генеруючою потужністю що перевищує 10 МВт не мають права на підтримку.

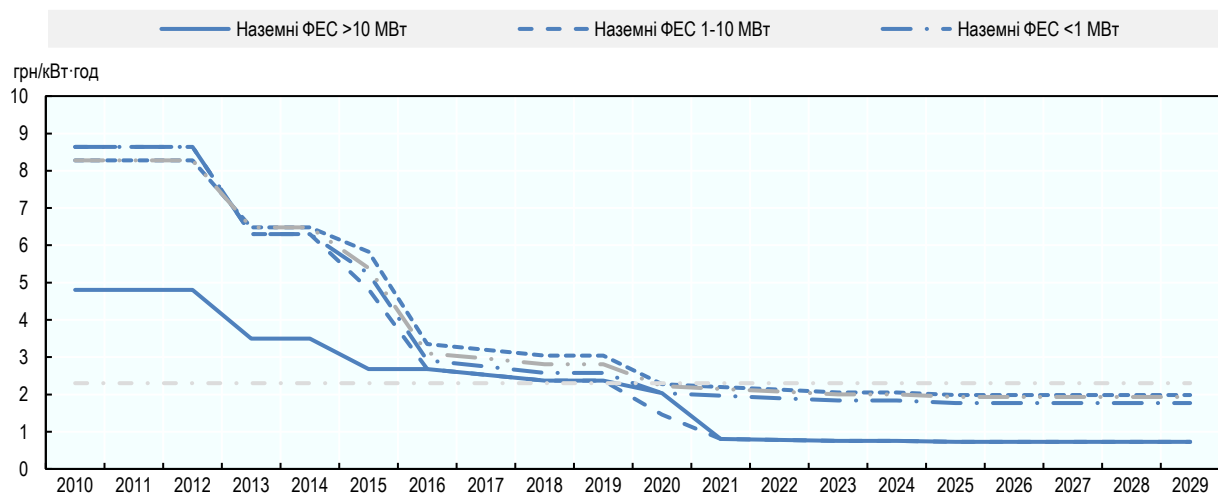
«Зелений» тариф сплачує Гарантований покупець (ГП), який купує продукцію відповідних виробників ВДЕ та продає її на оптовому ринку. Надлишок електроенергії від домашніх фотоелектричних установок купують ПУП.

Початковий «зелений» тариф для ВДЕ був одним з найщедріших в Європі. Наприклад, наземні сонячні панелі потужністю до 12 МВт отримали 0,0612 євро/кВт-год у Франції (PV Magazine, n.d.^[24]), тоді як аналогічна сонячна панель в Україні отримувала від 0,14 євро/кВт-год (введена в експлуатацію в 2015 році) до 0,04 євро/кВт-год (введена в експлуатацію між 2024 і 2029 роками) (Baker McKenzie, 2021^[4]).

Фіксований тариф було встановлено до 2029 року, але не як фіксовану величину, а з вбудованим зменшенням та валютним коригуванням.⁹ У 2020 році уряд прийняв новий закон, який набув чинності 1 серпня 2020 року, знизивши «зелений» тариф на 2,5% – 60%, залежно від типу виробленої відновлюваної енергії, розміру станції та дати її введення в експлуатацію.¹⁰ Зниження на 60% стосувалося наземних сонячних електростанцій потужністю понад 1 МВт, введених в експлуатацію в період з 2021 по 2029 рік. Для малих (до 1 МВт) сонячних і вітрових електростанцій, введених в експлуатацію в цей же період, зниження тарифу становило 2,5% (Baker McKenzie, 2021^[4]).

Нижче наведено «зелений» тариф, включно з коригуванням, запровадженим у 2020 році.

Малюнок 2.6. «Зелені» тарифи для відновлюваних джерел енергії



Джерело: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text>.

Подальші зміни були запропоновані в серпні 2021 року, коли Міністерство енергетики опублікувало проект закону, який запроваджує нову модель підтримки feed-in-premium (FiP) замість «зеленого»

тарифу. Згідно із законопроектом, відповідні виробники ВДЕ продаватимуть свою електроенергію на ринку, а державний бюджет безпосередньо покриватиме різницю між ринковою ціною та FiP. Запропонована зміна державного фінансування спрямована на вирішення боргової проблеми ГП та ОСП (СМС, 2021^[25]). Ринкова ціна визначатиметься НКРЕКП і базуватиметься або на погодинній ціні на РДН, або на середньомісячній, або на середньорічній ціні на РДН. Існуючі виробники ВДЕ із «зеленим» тарифом зможуть обрати перехід на новий FiP або залишитися за старою схемою FiT до 2029 року. Аукціони з ВДЕ та схема «зеленого» тарифу ще не набули практичного застосування.

Україна має намір і надалі збільшувати частку ВДЕ у структурі генерації. Відповідно до проекту Національного плану дій розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року¹¹ та Національної енергетичної стратегії України на період до 2035 року¹², частка виробництва електроенергії з ВДЕ у 2035 році має становити 25%, що вдвічі більше, ніж у 2021 році. На додаток до питання про те, як досягти поставленої мети, це піднімає питання про технічну спроможність енергосистеми в частині операційного забезпечення роботи збільшеної частки виробництва ВДЕ (USAID, 2021^[26]) та аналізу сценаріїв економічно ефективної інтеграції нестабільних або швидко змінних ВДЕ (вітру та сонця) в існуючий баланс генерації. На період до 2025 року проактивне обмеження ВДЕ буде найменш витратним і найбільш здійсненним варіантом забезпечення гнучкості.

2.2.3. Передача і розподіл

Транспортування електроенергії забезпечується системами передачі та розподілу. Система передачі складається з ліній електропередач високої напруги, що з'єднують електростанції або електростанції з різними підстанціями, звідки розподільна мережа з'єднується зі споживачами. Протяжність системи передачі електроенергії в Україні становить понад 24 тис. км (Ukenargo, 2020^[27]), а протяжність розподільчих мереж становить 818 тис. км (NEURC, 2022^[28]).

Системою передачі електроенергії управляє Укренерго, державний оператор системи передачі (ОСП). До функцій Укренерго входить оперативно-технологічне управління енергосистемою України, передача електроенергії від пунктів генерації до розподільчих мереж.

Раніше мережу електропередач поділяли на дві зони – Об'єднану енергетичну систему (ОЕС) та Бурштинський енергетичний острів (БуОС). 24 лютого 2022 року відбулося об'єднання двох торгових зон.¹³ Це було задумано як тимчасовий захід у контексті підготовки до синхронізації мережі України з системою ENTSO-E, але стало постійним із впровадженням технічної або аварійної синхронізації, яка відбулася 16 березня 2022 року (ENTSO-E, 2022^[29]).

17 грудня 2021 року Укренерго пройшло сертифікацію НКРЕКП як оператора системи передачі за моделлю Незалежний системний оператор.¹⁴ При цьому НКРЕКП врахувала оцінку Енергетичного співтовариства щодо відповідності Укренерго європейським правилам і нормам.¹⁵ Сертифікація підтверджує, що Укренерго є повністю незалежним від інтересів постачання та виробництва.

Інформаційне вікно 2.4. Третій енергетичний пакет

Третій енергетичний пакет набув чинності у вересні 2009 року, спрямований на завершення переходу Європейського Союзу до Єдиного європейського енергетичного ринку. Законодавство охоплює п'ять сфер: відокремлення (анбандлінг), незалежні регулятори, створення Агентства з питань співробітництва регуляторів енергетики, транскордонне співробітництво, а також відкриті та справедливі роздрібні ринки.

Україна взяла на себе зобов'язання імплементувати *acquis communautaire* ЄС 1 лютого 2011 року після підписання Договору про Енергетичне Співтовариство та, як наслідок, ставши членом Енергетичного Співтовариства. Енергетичне Співтовариство має на меті створення

інтегрованого загальноєвропейського енергетичного ринку між Європейським Союзом та його сусідами. Договірні сторони погодилися прийняти Третій енергетичний пакет у визначені терміни.

З моменту підписання Договору Україна доклала значних зусиль для його виконання. За даними Секретаріату Енергетичного Співтовариства, станом на 2022 рік Україною транспоновано 64% відповідного законодавства ЄС у національне законодавство. Що стосується електроенергетики, то в Україні імплементовано 68% необхідного законодавства. Серед невирішених питань Секретаріат Енергетичного Співтовариства визначив імплементацию Регламенту про доброчесність та прозорість оптового енергетичного ринку та не сумісність правил транскордонного розподілу потужностей. Також рекомендовано продовжувати зусилля щодо ринкової інтеграції з сусідніми країнами-членами ЄС та Молдовою.

Джерела: Європейська Комісія (2009^[30]), Третій енергетичний пакет, https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en; Секретаріат Енергетичного Співтовариства (2022^[31]), Річний звіт про імплементацию в Україні, https://www.energy-community.org/dam/jcr:1731cc05-e414-47a8-95f8-4fb793fe0abd/IR2021_Ukraine.pdf.

Укренерго несе відповідальність за інвестиції в нові інфраструктурні потужності (наприклад, підстанції та лінії електропередач), підвищення ефективності та надійності електромереж, забезпечення інтеграції ВДЕ в енергосистему, а також відповідальність за технічну відповідність стандартам і вимогам ENTSO-E. Щорічні інвестиції в таку інфраструктуру в Україні складають до 163 млн євро (Ukrenерго, 2021^[32]).

Після лібералізації ринку в липні 2019 року Укренерго також стало відповідальним за функціонування балансуєчого ринку та ринку допоміжних послуг, реєстрацію двосторонніх договорів, а також виконання функцій адміністратора розрахунків та комерційного обліку.

Укренерго координує імпоротно-експортну діяльність із сусідніми країнами, визначає чисту пропускну спроможність для транскордонної торгівлі та спільно із сусідніми ОСП – механізм її розподілу. Інтеграція енергосистеми України з системою ENTSO-E є однією з ключових стратегічних цілей Укренерго, метою якої є підвищення надійності та стійкості української системи, розширення можливостей торгівлі електроенергією, посилення конкуренції на внутрішньому ринку, а також створення можливостей для роботи в рамках європейського енергетичного ринку (Ukrenерго, 2023^[33]).

Інформаційне вікно 2.5. План розвитку мережі на 2021-2030 роки

Україна має відносно високу щільність мереж, а рівень електрифікації становить майже 100%. Проте більша частина мереж була побудована в 1960-1970-х роках і потребує модернізації. Згідно з дослідженням 2018 року, 64% енергетичного обладнання було старше 40 років, а 22% – від 30 до 40 років. Як наслідок, мережі передачі та розподілу мають значні фізичні втрати, які за оцінками становлять понад 14% протранспортованої електроенергії.

Щоб вирішити проблему старіння обладнання, у січні 2021 року НКРЕКП затвердила амбітний план розвитку мережі на 2022-2031 роки. Він передбачав 2,5 мільярда євро інвестицій¹ для підвищення надійності та безпеки роботи мереж передачі та просування до повної інтеграції з системою ENTSO-E. Відповідно до цього плану «Укренерго» планував збільшити потужність підстанцій (шляхом реконструкції існуючих та будівництва нових), реконструювати понад 1,5 тис. км ліній електропередачі напругою 220-330 кВ та побудувати понад 3,2 тис. км ліній напругою 220-750 кВ. Крім того, заплановано заходи, що сприяють інтеграції відновлюваних джерел енергії шляхом будівництва 750 км нових ліній 330-750 кВ, нової підстанції 750 кВ і систем накопичення енергії 220 МВт.

Примітка: 1. Окрім 10-річного плану розвитку мережі, Регулятор також затверджує річну інвестиційну програму Укренерго. На 2020 рік затверджена інвестиція склала 3,2 млн грн (без ПДВ). Він значною мірою фінансується за рахунок кредитів (60%) і лише меншою мірою за рахунок загальних доходів від тарифів (33%) та доходів від розподілу потужності (4%).
 Джерела: Укренерго (2021^[34]) Мережа, <https://ua.energy/transmission-and-dispatching/networks/>; Фландрія (2018^[35]), український енергетичний ринок: Огляд сектору та майбутніх проєктів, https://www.flandersinvestmentandtrade.com/export/sites/trade/files/market_studies/Ukrainian%20Energy%20Market_0.pdf; Укренерго (Ukrenerg, 2021^[36]), План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки, <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/>; НКРЕКП (2020^[37]), Річний звіт, <https://www.nerc.gov.ua/pro-nkrekp/richni-zviti>.

Законом про ринок запроваджено нормативно-правову базу, яка є подібною системі, що використовується в ЄС. Важливим елементом переходу до європейської ринкової моделі стало відокремлення виробництва та постачання електроенергії від розподілу, яке набуло чинності 1 січня 2019 року. У результаті кожне *обленерго* було розділено на дві окремі організації – постачальника електроенергії (роздрібного торговця) та оператора системи розподілу (ОСР) (OECD, 2019^[2]). Держава продовжує володіти акціями восьми з 32 ОСР країни через Міністерство енергетики.¹⁶

ОСР відповідають за доставку (розподіл) електроенергії кінцевим споживачам, а постачальники купують електроенергію у виробників, трейдерів або інших постачальників та продають її кінцевим споживачам. Відповідно до міжнародної практики, ОСР в Україні вважаються природними монополіями, тому їхні тарифи регулюються НКРЕКП. Розподіл електричної енергії споживачам здійснюється за умови отримання відповідної ліцензії, яка видається НКРЕКП.

2.2.4. Постачальники електроенергії

В Україні існують три типи постачальників: постачальники за вільними цінами, постачальники універсальних послуг (ПУП) і постачальник останньої надії (ПОН). Останні два обслуговують приблизно 44% усіх споживачів (OECD, 2019^[2]).

Постачальники за вільними цінами купують електроенергію на оптовому ринку та продають її промисловим і бізнес-споживачам за вільно узгодженими цінами. На кінець 2021 року налічувалося 955 ліцензованих постачальників електроенергії, з яких лише 30% (287) були активними постачальниками електроенергії споживачам (NEURC, 2022^[38]). Найбільшими за клієнтською базою є «ДТЕК Київські енергетичні послуги», «Львівенергозбут», «ДТЕК Дніпровські енергетичні послуги», група «Енера»¹⁷ та «Харківенергозбут».

ПУП постачають електроенергію домогосподарствам за регульованими цінами, встановленими КМУ, а малим підприємствам – за цінами, затвердженими НКРЕКП. На кожну область припадає по одному постачальнику універсальних послуг, загалом їх 25. ПУП також можуть виступати постачальниками за вільними цінами і постачати електроенергію непобутовим споживачам за вільно встановленими цінами по всій території України. Деякі з найбільших постачальників за вільними цінами фактично також є постачальниками універсальних послуг.

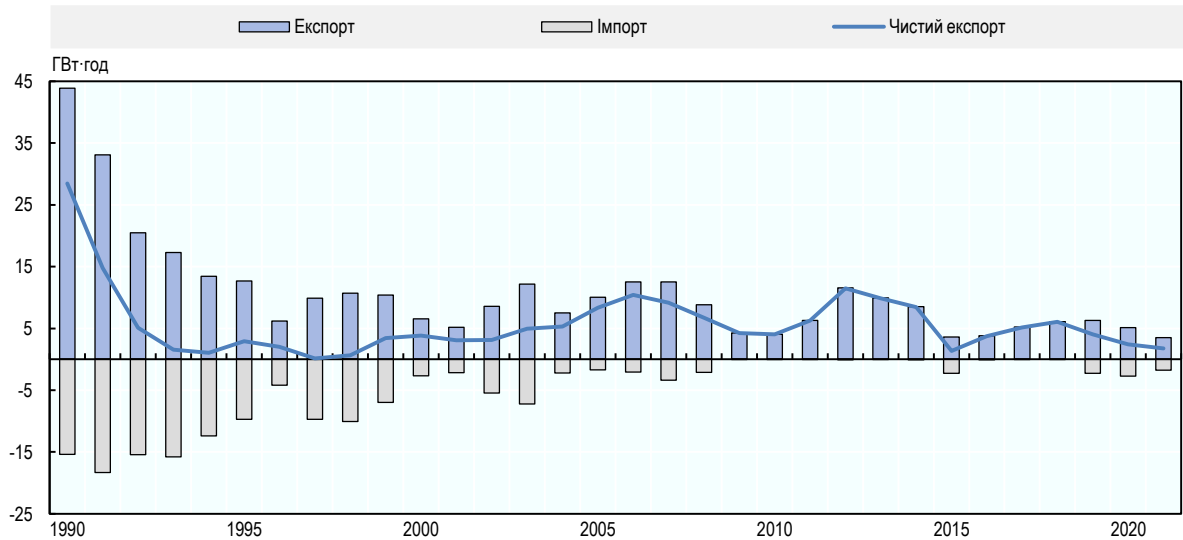
На державну компанію «Укрінтеренерго» покладено зобов'язання ПОН, вона постачає електроенергію споживачам в особливих ситуаціях, таких як відмова від послуг постачальника або неможливість вибору постачальника, і може робити це не більше 90 днів за регульованою ціною (OECD, 2020^[39]).

2.2.5. Транскордонна торгівля

Україна традиційно є нетто-експортером електроенергії. Загальний обсяг експорту електроенергії з України у 2021 році перевищив імпорту вдвічі – 3 495 ГВт-год та 1 694 ГВт-год відповідно (Ukrenerg, 2022^[40]). З травня 2021 року імпорту електроенергії з Російської Федерації та Білорусі заборонено з міркувань національної безпеки.

Укренерго проводить аукціони з розподілу міждержавної пропускної спроможності в односторонньому порядку, але перебуває в процесі переговорів з ОСП ЄС щодо початку спільного розподілу пропускної спроможності відповідно до правил ЄС.

Малюнок 2.7. Експорт та імпорт електроенергії в Україні, 2021 рік



Джерела: Укренерго (2022^[41]), Обсяги експорту/імпорту електроенергії з/в ОЕС України, <https://map.ua-energy.org/en/resources/8462ca14-63b1-4686-b613-b5f056d32d69/>; Укренерго та НКРЕКП (2022^[42]), Погодинний імпорт та експорт електроенергії, <https://map.ua-energy.org/en/resources/56df70b0-6bc1-4c7d-a82f-284cf723438d/>.

24 лютого 2022 року ОЕС була від'єднана від енергосистем Росії та Білорусі. 27 лютого 2022 року «Укренерго» (Український ОСП) та Moldelectrica (Молдовський ОСП) надіслали запит до ОСП континентальної Європи на аварійну синхронізацію з енергосистемою Континентальної Європи (система ENTSO-E). За підтримки Європейської Комісії, держав-членів ЄС та їх регуляторних органів, європейські оператори передач та ENTSO-E запровадили аварійну синхронізацію 16 березня 2022 року. На початковому етапі об'єднання мало технічний характер і не дозволяло здійснювати транскордонну торгівлю. 7 червня 2022 року, після виконання ключових умов, континентальні ОСП погодили запит Укренерго на поступове відкриття комерційних перетоків на відповідних міждержавних напрямках обміну з Україною (ENTSO-E, 2022^[43]).

Перші комерційні перетоки розпочалися в середині літа 2022 року через кордони України зі Словаччиною та Румунією. Станом на лютий 2023 року пропускна спроможність з енергосистеми України-Молдови в енергосистему континентальної Європи досягла 400 МВт та 700 МВт у зворотному напрямку (ENTSO-E, 2023^[44]).

Україна розпочала проєкт синхронізації з європейською мережею системних операторів передачі електроенергії ENTSO-E ще у 2017 році, підписавши «Угоду про умови майбутнього об'єднання енергосистеми України та Молдови з енергосистемою континентальної Європи». Відтоді синхронізація з різних причин є одним із головних пріоритетів української енергетичної політики.

Технічна синхронізація дозволяє українській енергосистемі припинити залежність від російського мережевого оператора щодо підтримки частоти, покращуючи енергетичну безпеку в країні. Крім того, повна синхронізація створить додаткові комерційні можливості для імпорту та експорту, що потенційно посилить конкуренцію. Напрямок торгівлі може змінюватися сезонно, і в довгостроковій перспективі він сильно залежатиме від наявних надлишкових потужностей і структури витрат на генерацію в Україні. У базовому сценарії, проаналізованому в роботі (Zachmann and Feldhaus,

2021^[45]), транскордонна передача збільшить надлишок споживачів на 0,9 мільярда євро на рік, плату за управління перевантаженнями в системі на 300 млн. євро. Однак для досягнення цих результатів потрібен функціонуючий внутрішній ринок. На додаток до технічних складнощів і практичних проблем, таких як розбудова нових ліній електропередачі та підтримка стабільності мережі, (див. також (Feldhaus, Westphal and Zachmann, (2021^[46]) і Zachmann and Feldhaus (2021^[45]), успішна повна синхронізація також потребуватиме масштабних реформ у секторі електроенергетики.

Екстрена синхронізація призвела до важливих змін у структурі ринку електроенергії, об'єднавши дві торгові зони, ОЕС та БуОС, в єдину торгову зону. Це має потенціал для посилення конкуренції шляхом зменшення концентрації ринку та ринкової влади. Це особливо важливо для колишньої торгової зони БуОС, де був лише один виробник електроенергії і дуже мало постачальників значного розміру.

Потенційні позитивні ефекти від синхронізації мають широкий спектр: від енергетичної безпеки, ринкової інтеграції та енергоефективності до декарбонізації та підвищення конкурентоспроможності. Однак лише функціонуючий і конкурентоспроможний ринок електроенергії може бути ефективно інтегрований та повністю скористатися перевагами синхронізації. Отже, успішна синхронізація не тільки може сприяти конкуренції, але й є передумовою для неї, роблячи перспективу конкуренції ключовим елементом будь-якої оцінки ринку за поточних обставин.

Ці питання обговорюються далі в цьому звіті, включаючи можливі впливи на конкуренцію та на ширше функціонування ринку при синхронізації.

Посилання

- AMCU (2016), *Report on the results of a comprehensive study of the electric energy and thermal coal markets.*, <http://reform.energy/media/120/81404676e3df44fcb1d2c0c437906798.pdf> (accessed on 25 January 2023). [22]
- Baker McKenzie (2021), *Conducting Business in Ukraine*, <https://www.bakermckenzie.com/en/-/media/files/insight/guides/2021/conducting-business-in-ukraine-2021.pdf> (accessed on 14 February 2023). [4]
- CMC (2021), *Ukraine considers feed-in-premiums to further support renewable energy projects*, <https://www.cms-lawnow.com/ealerts/2021/09/ukraine-considers-feed-in-premiums-to-further-support-renewable-energy-projects> (accessed on 14 October 2021). [25]
- Economichna Pravda (2022), *Electricity production in Ukraine increased by 5% over the year*, <https://www.epravda.com.ua/news/2022/01/11/681292/>. [12]
- Economichna Pravda (2021), *The first batch of nuclear fuel was taken to the Central Storage Facility*, <https://www.epravda.com.ua/news/2021/11/25/680135/>. [20]
- Energoatom (2020), *STRATEGIC DEVELOPMENT PLAN OF ENERGOATOM FOR 2020-2024*, http://www.energoatom.com.ua/uploads/2020/sp_2020_2024.pdf. [14]
- Energy Community Secretariat (2022), *Ukraine Annual Implementation Report*, https://www.energy-community.org/dam/jcr:1731cc05-e414-47a8-95f8-4fb793fe0abd/IR2021_Ukraine.pdf. [31]
- ENTSO-E (2023), *Further increase in the trade capacity with the Ukraine/Moldova power system*, ENTSO-E News, <https://www.entsoe.eu/news/2023/02/16/further-increase-in-the-trade-capacity-with-the-ukraine-moldova-power-system/> (accessed on 2 April 2023). [44]

- ENTSO-E (2022), *Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems*, <https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems/>. [29]
- ENTSO-E (2022), *Continental Europe successful synchronisation with Ukraine and Moldova power systems*, ENTSO-E News, <https://www.entsoe.eu/news/2022/03/16/continental-europe-successful-synchronisation-with-ukraine-and-moldova-power-systems/> (accessed on 5 April 2022). [43]
- European Commission (2010), *Commission welcomes Ukraine in Energy Community*, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_10_1173. [5]
- European Commission (2009), *Third energy package*, https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/third-energy-package_en. [30]
- Feldhaus, Westphal and Zachmann (2021), “Connecting Ukraine to Europe’s Electricity Grid”, *SWP Comment*, https://www.swp-berlin.org/publications/products/comments/2021C57_ConnectingUkraine.pdf. [46]
- Flanders (2018), *Ukrainian energy market, overview of the sector and future projects*, https://www.flandersinvestmentandtrade.com/export/sites/trade/files/market_studies/Ukrainia_n%20Energy%20Market_0.pdf. [35]
- Government Portal (2021), *The Ministry of Energy supports the proposal to merge EMPP to Energoatom*, <https://www.kmu.gov.ua/news/minenergo-pidtrimuye-propoziciyu-shchodo-peredachi-dp-shidgzk-v-upravlinnya-naek-energoatom>. [17]
- IEA (2006), *Energy Policy Review: Ukraine 2006 Review*, International Energy Agency, Paris, <https://www.iea.org/reports/energy-policy-review-ukraine-2006-review> (accessed on 28 February 2023). [3]
- LigaNews (2020), *The only uranium producer in Ukraine goes into “idle” mode*. [16]
- Lovei, L. (1998), “Electricity reform in Ukraine : the impact of weak governance and budget crises”, *Public policy for the private sector*, Vol. Note no. 168, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/246101468760558042/pdf/18941-Replacement-file-168LOVEI.pdf> (accessed on 28 February 2023). [1]
- NEURC (2022), *Bulletin to the Annual Report of NEURC*, NEURC, https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/byuleten_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2021.pdf (accessed on 23 February 2023). [38]
- NEURC (2022), *Comments to draft OECD Competition Market Study*. [28]
- NEURC (2021), *The regulator publishes the results of monitoring the functioning of the retail electricity market in the first quarter of 2021*, <https://www.nerc.gov.ua/?news=11683>. [6]
- NEURC (2021), *The regulator publishes the results of monitoring the functioning of the wholesale electricity market in the second quarter of 2021*, <https://www.nerc.gov.ua/?news=12053>. [7]
- NEURC (2020), *Annual Report*, <https://www.nerc.gov.ua/pro-nkrekp/richni-zviti> (accessed on 1 January 2022). [37]

- OECD (2020), *State-Owned Enterprise Reform in the Electricity Sector in Ukraine*, <http://www.oecd.org/corporate/soe-reform-electricity-sector-ukraine.htm> (accessed on 28 February 2023). [39]
- OECD (2019), *Snapshot of Ukraine's Energy Sector: Institutions, Governance and Policy Framework*, <https://www.oecd.org/eurasia/competitiveness-programme/eastern-partners/Snapshot-of-Ukraines-Energy-Sector-EN.pdf> (accessed on 28 February 2023). [2]
- OilPoint (2021), *The merger of Energoatom and EMPP is impossible - the head of Energoatom*, <https://oilpoint.com.ua/zlyttya-energoatomu-i-shidgzk-nemozhlyvo-glava-naek/?lang=uk>. [18]
- PV Magazine (n.d.), *Feed-in tariffs (FITs) in Europe*, <https://www.pv-magazine.com/features/archive/solar-incentives-and-fits/feed-in-tariffs-in-europe/#france> (accessed on 14 October 2021). [24]
- Slovo i Dilo (2021), *Russia suspends supplies of thermal coal to Ukraine*, <https://www.slovoidilo.ua/2021/10/29/novyna/ekonomika/rf-prypynyaye-postavky-enerhetychnoho-vuhillya-ukrayiny-nardep>. [23]
- The Accounting Chamber (2021), *Report on the results of the audit of the efficiency of the use of state budget funds allocated to the State Inspectorate for Energy Supervision of Ukraine*, https://rp.gov.ua/upload-files/Activity/Collegium/2021/5-3_2021/Zvit_5-3_2021.pdf (accessed on 8 March 2023). [21]
- Ukenergo (2020), *Generation Adequacy Report*, <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/11/ERAA-UA-2021-v6.pdf>. [27]
- Ukrenergo (2023), *European integration*, <https://ua.energy/european-integration/> (accessed on 8 March 2023). [33]
- Ukrenergo (2023), *Hourly electricity balance of the IPS of Ukraine*, Energy Map, <https://map.ua-energy.org/en/resources/8998f2ed-379f-4fa9-9076-88782b32ee4f/> (accessed on 3 April 2023). [10]
- Ukrenergo (2022), *Electricity consumption by consumer groups*, Energy Map, <https://map.ua-energy.org/en/resources/742384e9-83c7-44f4-8c0b-0cd74b56561b/> (accessed on 17 March 2023). [9]
- Ukrenergo (2022), *In 2021, electricity imports made up 1.1% of total electricity consumption NEC "UKRENERGO"*, <https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2021-rotsi-import-elektroenergiyi-sklav-1-1-vid-zagalnogo-elektrospozhyvannya/> (accessed on 4 April 2023). [40]
- Ukrenergo (2022), *Installed electricity production capacity by power plant types (Ukrenergo) - Energy Map*, Energy Map, <https://map.ua-energy.org/en/resources/c51a16bc-e990-40db-b790-63624d823daa/> (accessed on 27 March 2023). [11]
- Ukrenergo (2022), *Volume of electricity exported/imported from/to the IPS of Ukraine*, Energy Map, <https://map.ua-energy.org/en/resources/8462ca14-63b1-4686-b613-b5f056d32d69/> (accessed on 17 March 2023). [41]
- Ukrenergo (2021), *About the company*, https://ua.energy/about_us/. [32]
- Ukrenergo (2021), *Grid*, <https://ua.energy/transmission-and-dispatching/networks/>. [34]

- Ukrenergo (2021), *Transmission system development plan for 2021-2030*, [36]
<https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/plan-rozvytku-oes-ukrayiny/>.
- Ukrenergo (2019), *Report on conformity assessment of generating capacities*, [13]
https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf.
- Ukrenergo and NEURC (2022), *Hourly electricity imports and exports*, Energy Map, [42]
<https://map.ua-energy.org/en/resources/56df70b0-6bc1-4c7d-a82f-284cf723438d/> (accessed on 17 March 2023).
- USAID (2021), *Flexibility Assessment Study for different RES penetration scenarios*, [26]
https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2021/03/usaids_espflexstudy_summary_eng_131020.pdf (accessed on 22 March 2023).
- Verkhovna Rada (2017), *Law of Ukraine about the Electricity Market*, No. 2019-VIII, [8]
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.
- World Nuclear Association (2023), *Nuclear Power in Ukraine*, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/ukraine.aspx> [15] (accessed on 8 March 2023).
- World Nuclear News (2022), *Ukraine pushes for domestic uranium supply*, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Ukraine-pushes-for-domestic-uranium-supply> [19] (accessed on 8 March 2023).
- Zachmann, G. and L. Feldhaus (2021), *Synchronising Ukraine's and Europe's electricity grids*, Low Carbon Ukraine, <https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/Synchronising-Ukraine%C2%B4s-and-Europe%C2%B4s-electricity-grids.pdf> [45] (accessed on 28 February 2023).

Примітки

¹ Гідроакумулюючі електростанції можуть зберігати електроенергію опосередковано, але їх можна будувати лише в місцях зі специфічним рельєфом. Існує також кілька нових технологій для зберігання енергії у великих масштабах, але вони наразі дорогі та/або ще не повністю перевірені в комерційному застосуванні.

² У серпні 2014 року Указом Президента України № 694/2014 НКРЕ було замінено на НКРЕКП.

³ Постанова КМУ № 1789 «Про схвалення Концепції функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України», 16 листопада 2002 р. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1789-2002-%D0%BF#Text>.

⁴ Закон України № 663_VII «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» від 24 жовтня 2013 року (втратив чинність), <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/663-18#Text>.

⁵ «Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони», ратифікована Законом № 1678-VII від 16 вересня 2014 р., https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text.

⁶ Закон України № 2019-VIII «Про ринок електричної енергії» від 13 квітня 2017 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>.

⁷ Постанова НКРЕКП № 307 «Про затвердження Правил ринку» від 14 березня 2018 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#Text>.

⁸ Без урахування активів на тимчасово непідконтрольних Україні територіях (включаючи Донецьку і Луганську області та Автономну Республіку Крим).

⁹ Для зменшення валютних ризиків для інвесторів «зелений» тариф прив'язаний до курсу євро/гривня та оновлюється щоквартально.

¹⁰ Закон України № 810-IX «Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії», 21 липня 2020 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-IX#Text>.

¹¹ Проект розпорядження Кабінету Міністрів України «Про Національний план дій з розвитку відновлюваної енергетики на період до 2030 року» від 20 січня 2022 р., https://saee.gov.ua/sites/default/files/blocks/02_Proekt_NPDVE-10.01.2022.docx.

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

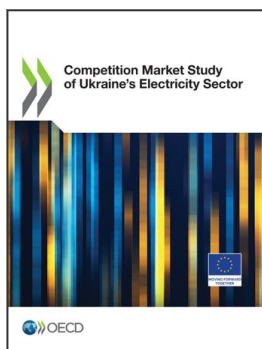
¹³ Постанова НКРЕКП № 333 «Про внесення змін до деяких постанов НКРЕКП», 27 лютого 2022 р., <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-vnesennya-zmin-do-deyakih-postanov-nkrekp>.

¹⁴ Постанова НКРЕКП № 2589 «Про прийняття остаточного рішення щодо сертифікації оператора системи передачі», 17 грудня 2021 р., <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v2589874-21#Text>.

¹⁵ Висновок Секретаріату Енергетичного Співтовариства 4/21, 25 листопада 2021 р., https://www.energy-community.org/dam/jcr:8329300c-f30a-41f9-9a63-e8b07ff4b94c/ECS_Opinion_421_Ukrenergo.pdf.

¹⁶ Серед них «Запоріжжяобленерго» (60%), «Одесаобленерго» (25%), «Харківобленерго» (65%), «Черкасиобленерго» (46%), «Миколаївобленерго» (70%), «Хмельницькобленерго» (70%), АТ «Сумиобленерго» (25%) та АТ «Тернопільобленерго» (51%). Див. Розпорядження КМУ № 1222-р від 15 вересня 2021 р., <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1222-2021-%D1%80#Text>.

¹⁷ Група «Енера» об'єднує чотири регіональні компанії-постачальники електроенергії: «Енера Суми», «Енера Чернігів», «Енера Вінниця» та «Енера Схід».



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

DOI: <https://doi.org/10.1787/383346d6-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>.