



МІЖНАРОДНИЙ
ФОНД
ВІДРОДЖЕННЯ



dixigroup ANALYTICS
ON DUTY

DIXI GROUP ALERT

РОЗВИТОК РОЗПОДІЛЕНОЇ ГАЗОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ: СТРАТЕГІЯ І ТАКТИКА

Документ підготовлено за підтримки Міжнародного фонду «Відродження» у рамках проєкту «Адвокація «зеленого» відновлення України через посилення підтримки України та послаблення російського впливу в ЄС». Відповідальність за зміст цього документа несе ГО «ДІКСІ ГРУП» і за жодних обставин зміст не може вважатися таким, що відображає позицію Міжнародного фонду «Відродження».

Зміст

Резюме.....	3
Вступ.....	4
Газова генерація для балансування енергосистеми.....	6
Розміщення об'єктів розподіленої газової генерації.....	7
Нормативний аспект та фінансова привабливість інвестицій.....	9
Модель ринку для розвитку газової генерації.....	9
Участь високоманеврової генерації в сегменті допоміжних послуг та на балансуєчому ринку.....	10
Нормативні та регуляторні перешкоди.....	12
Приклад ефективної моделі для інтеграції газової генерації.....	13
Роль газової генерації в енергетичному переході: план Польщі.....	14

Резюме

Інтенсифікація зусиль по декарбонізації української енергетики, зокрема через збільшення частки електроенергії, що виробляються ВДЕ, та розвиток розподіленої генерації, потребує не тільки заходів зі стимулювання цих сегментів, але і заходів з підвищення гнучкості енергетичної системи.

Кінцевою метою є введення в експлуатацію високоманеврених потужностей та систем накопичення, які забезпечать балансування нестабільної видачі потужності сонячних та вітрових електростанцій, стануть інструментом для гарантування безперервного та надійного електропостачання для всіх категорій споживачів. Наразі оператор системи передачі заявляє про потребу у 2 ГВт високоманеврової потужності та систем накопичення.

Прийняті програми «зеленого» переходу країн з великою часткою вугільної генерації, зокрема Польщі, показують, що високоманеврова газова генерація є найбільш прийнятним проміжним кроком для повного переходу на відновлювані джерела до повноцінного розгортання систем накопичення в необхідному обсязі.

Для України, що має парк застарілих вугільних ТЕС, 65% потужностей яких були пошкоджені російськими обстрілами, та значну частку сезонної сонячної генерації, подальше стимулювання розвитку ВДЕ повинно супроводжуватись вводом в експлуатацію додаткових високоманеврених потужностей, зокрема газопоршневих та газотурбінних установок, які відповідають вимогам, що висуваються Кодексом системи передачі для всіх видів регулювання.

Варто зазначити, що в 2022 році 19,6% електроенергії ЄС було вироблено на установках спалювання природного газу, що допомагає покривати піковий попит та виконує роль резерву для підтримки стабільності енергосистеми. Глобальна енергетична криза та зростання вартості енергоресурсів вимагає ретельного планування попиту та формування запасів «блакитного палива». Проте для України, зі значним потенціалом власного видобутку і великими можливостями зі зберігання, газ може стати ефективним перехідним паливом для забезпечення енергетичної безпеки у найближчій перспективі.

Головні стратегічні фактори, які здатні стимулювати будівництво вкрай необхідних для енергосистеми України високоманеврових потужностей, – це прозорість і послідовність державної політики та фінансова привабливість інвестицій. Один з шляхів підтримки - виділення цих видів резервів в окремий, пріоритетний напрямок розвитку балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг - дасть змогу впроваджувати політику через ринкові механізми без застосування обмежень та покладання спеціальних обов'язків, забезпечуючи надійне та безпечне постачання електроенергії.

Затвердження окремої програми із підтримки будівництва високоманеврових потужностей допоможе зафіксувати стратегічні законодавчі та регуляторні рішення, які стануть головним орієнтиром для інвестиційних проєктів. Такими рішеннями можуть стати:

- ✓ імплементація намірів з розміщення об'єктів газової генерації на майданчиках «ОГТСУ»;
- ✓ стимулювання участі газової генерації у сегменті балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг, наприклад шляхом підвищення вартості послуг прямої активації потужності або виділення газової генерації в окремий вид резервів;
- ✓ спрощення умов підключення об'єктів газової генерації до мереж ОСП/ОСР;
- ✓ запровадження ринку потужності, платежі якого можуть частково або повністю покривати постійні витрати на створення та підтримку генеруючих ресурсів.

Рішення, які можна віднести до «тактичного» рівня, - це відмова від практики «ручного регулювання» ринку: прайс-кепи та режим покладання спеціальних обов'язків негативно впливають на конкуренцію та спотворюють цінові сигнали. Також необхідними є зміна правил роботи балансуючого ринку у частині впливу автоматичних резервів на формування ціни, імплементація вимог REMIT для підвищення прозорості всіх транзакцій та підвищення відповідальності за ринкові маніпуляції.

Вступ

Український енергетичний сектор після початку повномасштабної російської агресії стикнувся з безпрецедентними викликами. Під загрозою опинилась не тільки безпека та надійність електропостачання, але й фізичне існування об'єктів генерації, передачі та розподілу електричної енергії. Проте саме зараз в Україні є унікальний шанс побудувати більш ефективну, екологічну, надійну, конкурентоспроможну енергосистему, імплементувати європейські правила та політики, створити умови значного підвищення енергоефективності.

Але й до 24 лютого 2022 року в українських реаліях інвестори стикались з непослідовною державною політикою в енергетичній сфері, зарегульованістю ринку, значним впливом великих гравців на роботу сектору. Для успішного повоєнного відновлення України та стимулювання притоку інвестицій в енергетичний сектор розробляти чіткі та прозорі «правила гри» потрібно вже сьогодні. Вивчаючи досвід європейських країн по збільшенню частки розподіленої генерації в балансі, Україна може пройти цей шлях швидко та виважено, імплементуючи найкращий досвід та найбільш ефективні рішення для своїх умов.

Згідно з положеннями Стратегії енергетичної безпеки України, [схваленої](#) розпорядженням Кабінету Міністрів 4 серпня 2021 року, метою державної політики у сфері енергетичної безпеки є «забезпечення захищеності національних інтересів у сфері доступу до надійних, стійких, доступних і сучасних джерел енергії для всіх споживачів технічно надійним, безпечним, економічно ефективним та екологічно прийнятним способом в нормальних умовах і кризових ситуаціях виключно в межах і спосіб, що визначені законодавством».

Одне із найбільш важливих технологічних рішень для побудови сучасних та надійних мереж - розподілена генерація, яка відповідає вимогам енергоефективності та екологічної чистоти, але вимагає масштабних змін в інфраструктурі. Технології розподіленої генерації передбачають виробництво електроенергії в безпосередній близькості до точок споживання. Технічно розподілений енергетичний ресурс (PER) представляє собою невеликий об'єкт генерації, приєднаний до розподільчої мережі. Він може бути представлений сонячними панелями, малими вітровими турбінами, газовими генераторами невеликої потужності або контрольованим

навантаженням, а також різного роду комбінованими системами на базі різних технологій.

В порівнянні з традиційною концепцією побудови великих генеруючих об'єктів та передачі великої потужності на значні відстані, розподілена генерація має значні переваги:

- Підвищення безпеки та надійності електропостачання;
- Зменшення навантаження на магістральні мережі і, як наслідок, мінімізація втрат на розподіл та передачу електричної енергії;
- Можливість більш ефективного використання відпрацьованого тепла та інших вторинних джерел енергії;
- Можливість побудови малих енергетичних об'єктів на базі відновлюваних джерел енергії, що зменшує викиди парникових газів та забруднюючих речовин.

Зростання кількості невеликих об'єктів генерації потенційно матиме позитивний вплив і на ринок електроенергії: поява нових гравців підвищить конкуренцію та буде стимулювати розвиток всіх сегментів.

Міжнародний досвід інтеграції технологій PER в існуючі електричні мережі [показує](#), що найбільшою проблемою стає технічний аспект. Для коректної роботи релейного захисту та автоматики, систем збору та передачі даних розподільчі мережі потребують перепроєктування (редизайну), яке буде враховувати зміни напрямків потоків електроенергії та характеристик нормальних та аварійних режимів роботи мережі.

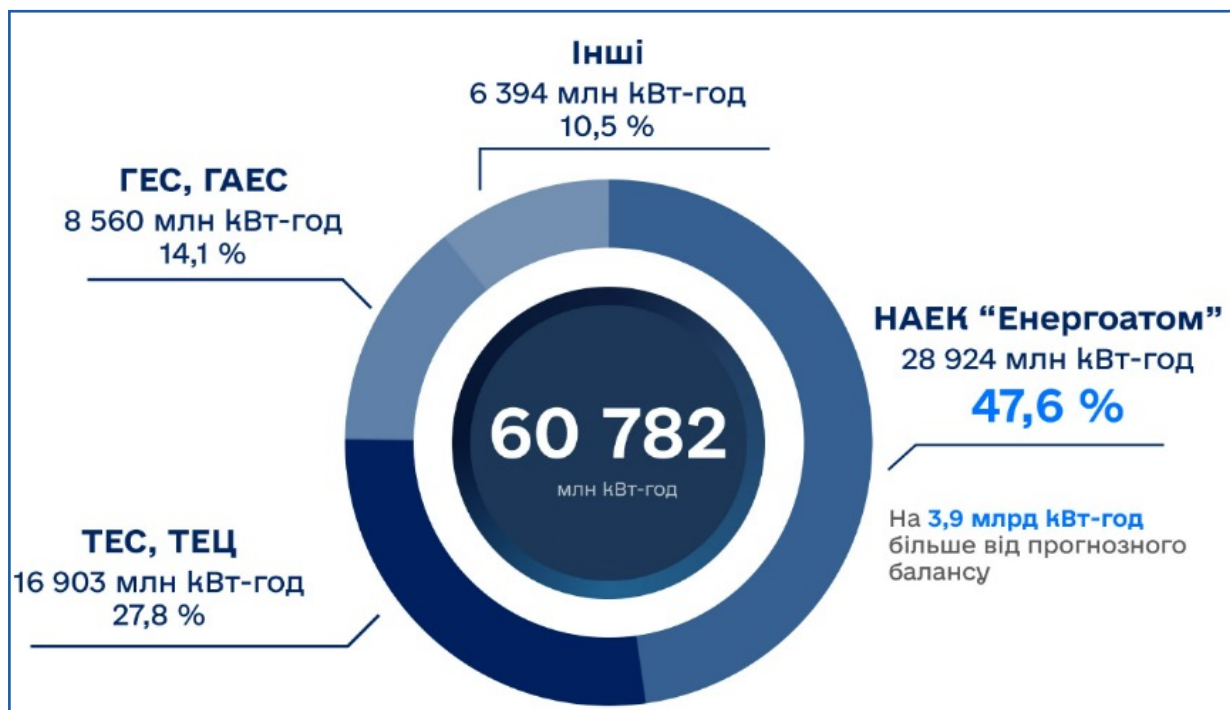
Проте є і більш загрозлива проблема – достатність резервів високоманеврової потужності для балансування нестабільної роботи розподіленої генерації, побудованої на базі установок ВДЕ, або розвиток систем накопичення електроенергії. Про дефіцит саме такого типу резервів оператор системи передачі (ОСП) [заявляє](#) вже не перший рік. Наприклад, у 2020 році при розробці Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей «Укренерго» [акцентувала](#) увагу на необхідності побудови 2 ГВт маневрових потужностей та Energy Storage, проте реальних кроків для цього не було зроблено.

Газова генерація як потужний, швидкий та маневрений ресурс здатна замінити пошкоджене генеруюче обладнання

вугільних ТЕС та зробити енергосистему більш гнучкою. Низький рівень викидів CO2 в порівнянні з вугільними енергоблоками

робить газову генерацію найбільш потужним та перспективним інструментом для підтримки «зеленого» переходу української енергетики.

Структура виробництва електричної енергії за 7 місяців 2023 року

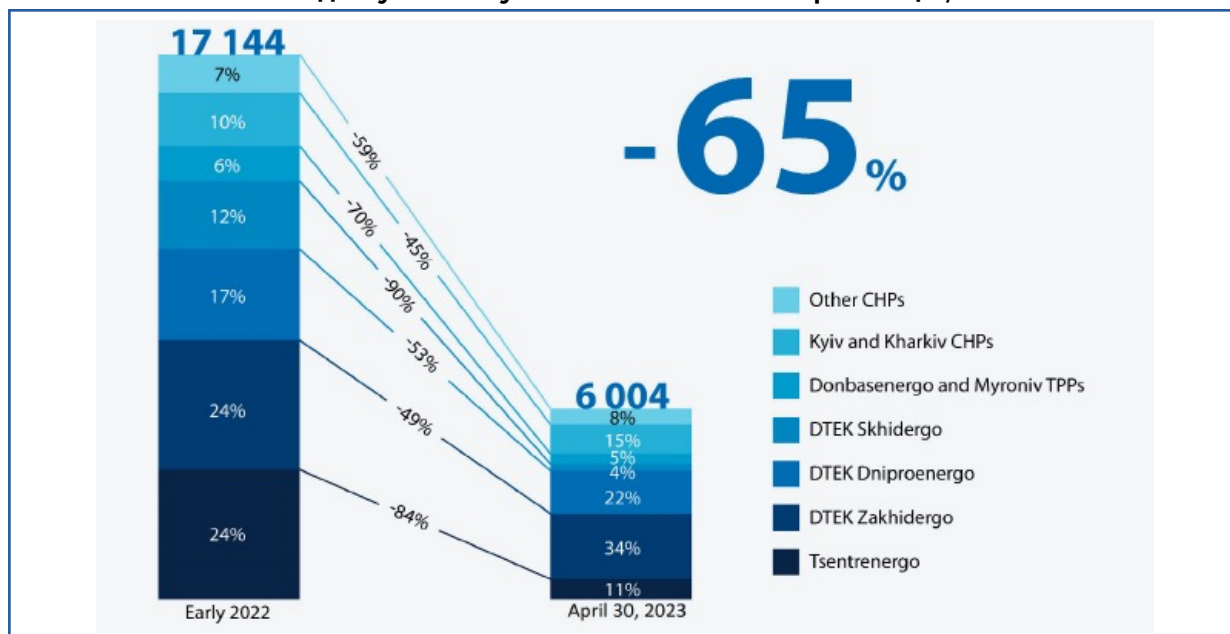


Джерело: [НАЕК «Енергоатом»](#)

Незбалансованість ОЕС України набула загрозливого для енергетичної безпеки масштабу після стрімкого зростання обсягів виробництва СЕС, особливо у 2019-2020 рр., створення яких було простимульовано «зеленим» тарифом. Експерти [назвали](#) таку ситуацію «зелено-вугільним парадоксом», коли для збільшення оперативних резервів енергосистемі України стало потрібно зменшувати частку атомної генерації, яка працює стабільним рівним графіком,

та збільшувати частку вугільних ТЕС, які порівняно з АЕС є більш гнучкими і можуть частково балансувати коливання генерації ВДЕ. За даними 2021 року, на частку ТЕС [припадало](#) до 30% загального обсягу виробітку електроенергії. Загальне зниження споживання, значні пошкодження внаслідок ракетних обстрілів [призвели](#), за оцінками, до зменшення обсягу виробітку вугільної генерації у 2022 році на 35%.

Зміна доступної потужності теплових електростанцій, МВт



Джерело: [Звіт ПРООН](#)

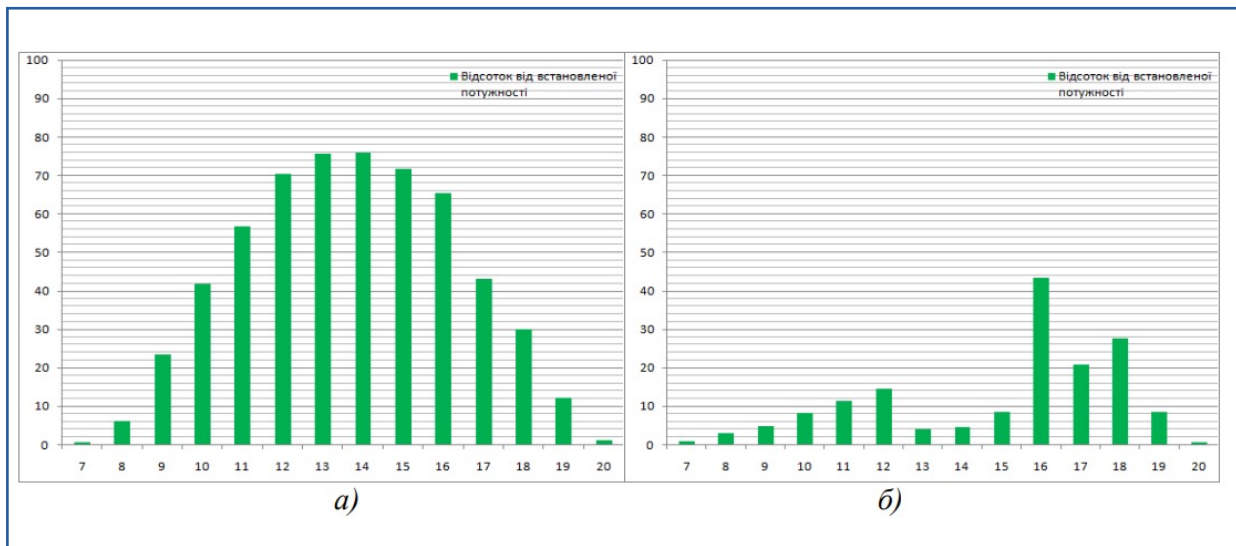
Газова генерація для балансування енергосистеми

Коли частка потужностей ВДЕ в енергосистемі зростає, нерівномірність і недостатня прогнозованість сонячної та вітрової генерації викликає необхідність балансувати такі коливання. Наприклад, там, де раніше атомні чи вугільні станції виробляли енергію рівним графіком, тепер вони мають розвантажуватись в денній зоні для компенсації виробітку сонячної енергії у балансі енергосистеми. При цьому атомні енергоблоки в Україні мають дуже обмежений діапазон регулювання, а вугільні ТЕС характеризуються недостатньою швидкістю реакції, тому під час різкого падіння обсягів генерації СЕС після 15-16 годин не

здатні оперативно «підхопити» навантаження. Для пуску енергоблоку, що знаходяться в резерві, необхідно щонайменше 3-4 години (якщо він знаходиться в «гарячому» стані), аварійна ж швидкість набору навантаження для енергоблоку, який вже працює в мережі, складає 5 МВт на хвилину.

Також вугільна генерація, на яку припадає 25-30% від загального обсягу генерації, спроектована для роботи в «базі». Експлуатація застарілих енергоблоків ТЕС в якості маневрової потужності [підвищує кількість аварійних ремонтів обладнання](#), що в свою чергу робить роботу енергосистеми менш стабільною і загрожує безпеці електропостачання.

Типовий добовий графік виробітку електроенергії СЕС за сприятливих (а) та несприятливих (б) кліматичних умов

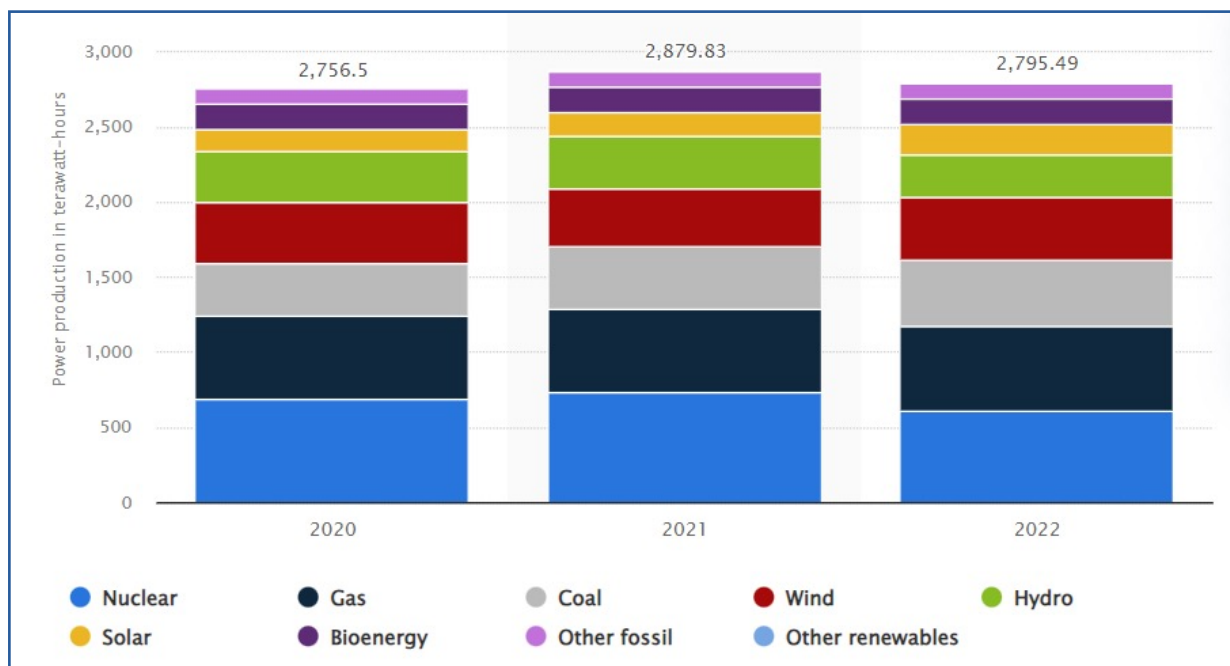


Джерело: [дослідження «Вибір встановленої потужності сонячної електростанції та її елементів»](#)

За [даними](#) Генерального Секретаріату Ради ЄС, у 2022 році 19,6% електроенергії вироблено на установках спалювання природного газу. Значна частка генерації з природного газу в умовах нестабільного ринку призводить до подорожчання електричної енергії для кінцевого споживача. За ситуації, коли експорт російського газу до ЄС обмежений самосанкціями рф та іншими факторами, у т.ч. політичними рішеннями окремих країн, баланс поставок та споживання газу потребує ретельного прогнозування.

Проте для України із застарілими ТЕС, пошкодженим генеруючим обладнанням та значною часткою сезонної сонячної генерації маневрена газова потужність може стати важливим перехідним рішенням на етапі відмови від вугілля та розбудови ВДЕ-потужностей для досягнення кліматичних цілей в енергетиці.

Генерація електроенергії в ЄС за типом палива у 2020-2022 рр., ТВт·год



Джерело: [Statista](#)

Балансування енергосистеми відбувається в ручному та автоматичному режимі. Згідно з положеннями [Кодексу системи передачі](#), виділяють первинне, вторинне та третинне регулювання частоти та активної потужності:

1. Загальне первинне регулювання частоти в ОЕС України має здійснюватися з метою збереження енергопостачання споживачів і функціонування електростанцій у разі аварійних відхилень частоти. Нормоване первинне регулювання має забезпечити стійку видачу необхідного резерву підтримки частоти (РПЧ) з моменту відхилення частоти від номінальної.
2. Вторинне регулювання провадиться для підтримки частоти в допустимих межах, підтримки балансу потужності ОЕС України, підтримки сальдо-перетоків потужності по внутрішніх та зовнішніх зв'язках і перетинах у допустимих діапазонах, забезпечення відновлення резервів первинного регулювання.
3. Процес третинного регулювання (заміщення резервів) полягає у поступовому відновленні активованих РПЧ та РВЧ (резерв відновлення частоти) шляхом активації резервів заміщення.

Основні технічні [критерії](#) для оцінки придатності конкретної технології для балансування:

- швидкість запуску та виходу на повну потужність станції;

- швидкість зміни навантаження;
- діапазон регулювання потужності;
- можливість здійснювати багато циклів пуску-зупинки на добу.

Газотурбінна та газопоршнева генерація відповідає вимогам, що висуваються Кодексом системи передачі для всіх видів регулювання. Високоманеврові газові потужності, які вкрай необхідні українській енергосистемі, [здатні](#) не менше чотирьох разів протягом доби забезпечити пуск та зупинення з діапазоном регулювання від 0 до 100% від встановленої потужності. Це дає змогу збалансувати попит та генерацію електричної енергії навіть за наявності значних коливань навантажень в мережі або аварійних відключень енергоблоків великої потужності (атомних або теплових).

Розміщення об'єктів розподіленої газової генерації

Частиною державної програми по стимулюванню розвитку розподіленої газової генерації в Україні, крім економічних стимулів, повинне стати вирішення проблеми розміщення генеруючих об'єктів. В експертних колах [обговорюється](#) велика кількість варіантів, від встановлення станцій на базі котелень централізованого тепlopостачання до мобільних об'єктів, які можуть бути найбільш ефективними в умовах російської агресії із загрозами ракетних атак та нанесення значних руйнувань енергомережі.

Варіант 1. Майданчики компресорних станцій (КС) газотранспортної системи

Ще до початку повномасштабного російського вторгнення однією з найбільш перспективних пропозицій для розвитку мережі високоманеврової газової генерації вважалось розміщення на майданчиках компресорних станцій ГТС. Зі сторони керівництва ТОВ «Оператор ГТС України» [повідомлялось](#) про наявність 34 таких майданчиків, а також про початок перемовин з «Укренерго» щодо дефіцитних вузлів в ОЕС України, в яких було би доцільно розмістити додаткові генеруючі потужності.

Проблемним питанням тут є обмеження на діяльність із виробництва електричної енергії операторам мереж. До 2023 року ані оператор системи передачі, ані оператор ГТС не могли виробляти і реалізовувати електричну енергію згідно з умовами ліцензійної діяльності. Проте ситуація має бути виправлена вже найближчим часом. До [Закону № 3292-IX](#) щодо реформи корпоративного управління оператора ГТС включено поправку, що надає оператору ГТС можливість стати учасником ринку електричної енергії. До 1 січня 2027 року суб'єкт господарювання, який виконує обов'язки оператора газотранспортної системи відповідно до Закону «Про ринок природного газу», отримує право на отримання ліцензії для виробництва електроенергії з природного газу на електроустановках, які є складовими частинами ГТС або були передані йому в тимчасове управління (користування) на підставі рішення Кабінету Міністрів.

Таким чином, «ОГТСУ» надано тимчасову можливість переорієнтувати частину майданчиків компресорних станцій під виробництво електричної енергії і сприяти балансуванню енергетичної системи. З огляду на зростання прайс-кепів та значні потреби ОЕС України в додаткових потужностях реалізація цього проєкту виглядає перспективною.

Розміщення генеруючого обладнання на майданчиках КС, інших об'єктах ГТС, можливе також із залученням приватного бізнесу або інших державних компаній шляхом підготовки і надання доступу до необхідної газової та електричної інфраструктури. Один з таких проєктів [вже реалізується](#) «Енергоатомом».

Варіант 2. Діючі ТЕС та ТЕЦ

Діючі об'єкти «великої» теплової генерації (ТЕС та ТЕЦ) спроектовані для роботи на

природному газі або для використання газу в якості резервного палива, тож мають всю необхідну інфраструктуру для швидкого розгортання газотурбінних та газопоршневих генераторів, та юридичне право виробляти та реалізовувати електричну енергію.

Не менш важливим є наявність чинного механізму дотацій таких виробників у разі використання природного газу в якості основного виду палива. НКРЕКП затверджено [Тимчасовий порядок](#) придбання допоміжної послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення резервів заміщення (третинне регулювання), який фактично компенсує збитки виробників при використанні газу, які неминучі за нинішніх граничних цін на ринку електричної енергії. Також уряд [продовжив](#) дію так званого «газового ПСО» (покладення спеціальних обов'язків на учасників ринку газу) до 15 квітня 2024 року, згідно з яким ТОВ «Газопостачальна компанія «Нафтогаз Трейдинг» продовжуватиме постачати газ для ТЕЦ, які виробляють електроенергію в теплофікаційному циклі, за ціною 16 500 грн за тис. куб. м, для ТЕС і ТЕЦ, що виробляють електроенергію в конденсаційному циклі, – 10 950 грн за тис. куб. м.

Варіант 3. Мобільні станції

В умовах постійної загрози енергетичній безпеці України мобільні генеруючі об'єкти можуть використовуватись для забезпечення живлення об'єктів водо- і теплопостачання великих міст. За потреби вони можуть розміщуватись на залізничних платформах або автомобільних шасі та оперативно переміщуватись туди, де є нагальна потреба в додатковій потужності. Для прикладу, на початку лютого 2023 року після масштабної аварії на одній із високовольтних підстанцій в Одеській області, неодноразово пошкодженій внаслідок російських атак, в Одесу було [перевезено](#) газотурбінну електростанцію потужністю 25 МВт, надану США, саме для заживлення критичної інфраструктури.

Найкращий варіант збільшення обсягів балансуючих потужностей – створення відповідних ринкових умов. Проте державне стимулювання та підтримка окремих проєктів може значно прискорити їх реалізацію. Найбільш перспективним та швидким для втілення в життя виглядає встановлення газової генерації на майданчиках «ОГТСУ», які за потужності окремої одиниці на рівні 25-50 МВт можуть загально додати в мережу

більше 1 ГВт потужностей. Також не слід нехтувати можливостями створення менших потужностей для заживлення окремих об'єктів у містах.

Нормативний аспект та фінансова привабливість інвестицій

Інвестиції в будь-якій галузі тісно пов'язані зі стратегію державної політики. Тільки прозорість та послідовність впровадження енергетичної політики, як і в цілому якість інвестклімату, можуть забезпечити потік капіталовкладень у будівництво нових генеруючих потужностей та розбудови електричних мереж.

Приклад складнощів зі стратегічним баченням розвитку енергетичного сектору в Україні – політика щодо «зеленого» тарифу, який у початковій версії 2009 р. був здизайнований для підтримки окремих фінансово-промислових олігархічних груп, а в умовах відкриття можливостей для усіх підприємців став фінансовим [тягарем](#) для ринку. Прорахунки держави в механізмах стимулювання ВДЕ, затримки із необхідними коригуваннями схем підтримки призвели до неможливості виконання зобов'язань перед інвесторами, появи боргів, складнощів в оперативно-диспетчерському регулюванні енергосистеми.

Саме тому для створення умов розвитку розподіленої генерації надважливою є робота над законодавчою базою на основі кращого європейського досвіду. Такі ініціативи передбачають створення та функціонування енергетичних товариств або спільнот, що будуть об'єднувати домогосподарства для виробництва електричної та теплової енергії для власних потреб. Також законодавче поле ЄС передбачає роботу так званих агрегаторів – об'єднань виробників електроенергії з відновлюваних джерел для виходу на ринок.

Українські законодавці цього року зробили надважливі кроки в цьому напрямку, [прийнявши](#) в кінці червня 2023 року зміни, які впроваджують [систему Net Billing](#) (механізм самовиробництва) та [гарантії походження електричної енергії](#). У законодавчому полі чітко встановлено визначення агрегації – як діяльності на ринку електричної енергії, пов'язана з об'єднанням електроустановок, призначених для виробництва та/або споживання, та/або зберігання електроенергії з метою купівлі-продажу, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування.

Може здаватися, що для розвитку високоманеврової газової генерації в Україні вже є достатня нормативна база: Законом «Про ринок електричної енергії» та Правилами ринку електричної енергії запроваджено цілком прийнятні моделі балансування ринку і ринку допоміжних послуг. Проте роботу різних сегментів не можна назвати узгодженою. Наявність прайс-кепів, значний вплив великих гравців, можлива узгодженість дій, спрямованих на стримування або навпаки підвищення цін, технічні особливості різних видів генерації, покладання спеціальних обов'язків на окремих учасників ринку призводять до спотворення роботи всіх його сегментів. У моделі балансування ринку діючими [правилами](#) також закладено кілька особливостей, які спотворюють стимули для розвитку сегменту. Ці особливості докладно розглянемо далі.

Модель ринку для розвитку газової генерації

Згідно з [Регламентом Комісії \(ЄС\) 2017/2195](#) про встановлення настанов щодо балансування електроенергії, добре функціонуючий ринок повинен забезпечувати виробникам відповідні стимули для інвестування в нове виробництво електроенергії, в тому числі з відновлюваних джерел. Тобто ключовим фактором розвитку генерації є ринкові сигнали.

Узгоджена та ефективна робота всіх оптових сегментів складається з прозорих та конкурентних умов на ринку двосторонніх договорів, ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуєчому ринку. Цінові індикативи на цих сегментах в ринкових умовах відображають баланс попиту та пропозиції, рівень конкуренції та реальну вартість мегават-години у кожний конкретний розрахунковий період.

- ✓ За прийнятою ринковою моделлю найбільшим за обсягом є ринок двосторонніх договорів (РДД), який передбачає укладання довгострокових форвардних контрактів. В цьому сегменті, як правило, формується основний портфель учасників ринку відповідно до прогнозів споживання або виробництва електроенергії. Ціни на цьому сегменті не регульовані, але відштовхуються від індикативів РДН.
- ✓ Наступний сегмент – ринок «на добу наперед» (РДН), який є індикативним для всього оптового ринку. За стабільних ринкових умов тут реалізовується 20-25% об-

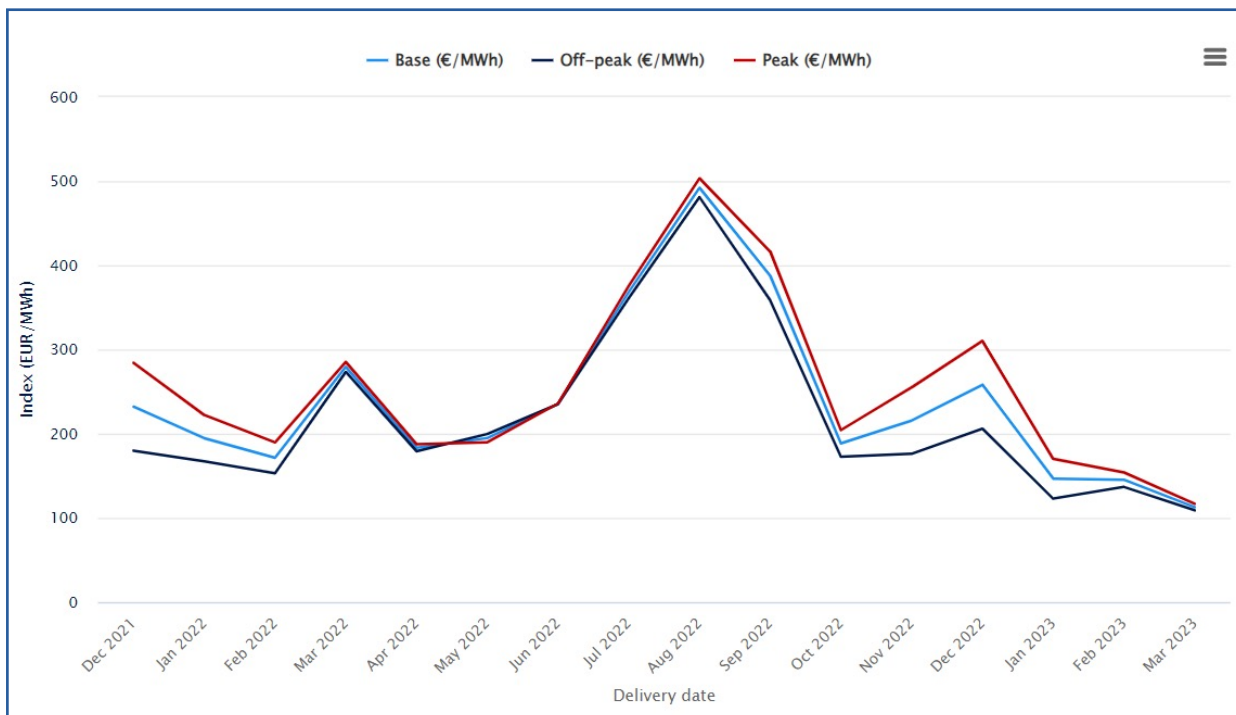
сягу електроенергії. Наразі в сегменті РДН діють прайс-кепи (граничні ціни), обмежуючи заявки учасників максимальною ціною в 3000 грн/МВт-год у нічні години, 5600 грн/МВт-год у денний період та 7200 грн/МВт-год у години вечірнього максимуму з 19:00 до 23:00, при цьому мінімальна ціна заявок дорівнює 10 грн/МВт-год ([постанова НКРЕКП від 27.06.2023 р. № 1126](#)).

- ✓ Внутрішньодобовий ринок (ВДР) є найбільш наближеним до часу фактичної поставки та дає можливість учасникам ринку уникнути небалансів. В Україні цей сегмент також зарегульований: максимальні та мінімальні граничні ціни дорівнюють прайс-кепам, встановленим на РДН.
- ✓ За підсумками сегментів РДД, РДН та ВДР складається остаточна позиція кожно-

го учасника ринку, яка врегульовується з фактичним споживанням/виробництвом на балансуємому ринку (БР). Діючі обмеження на БР – верхній прайс-кеп на рівні 125% від ціни РДН, нижній прайс-кеп – 0,01 грн/МВт-год.

Український ринок електроенергії майже в усіх сегментах обмежений прайс-кепами. Найвищий з них – на балансуємому ринку. Тут одну МВт-год у періоди найбільшого попиту можна продати за 9 000 грн, що приблизно складає 230 євро. Для порівняння можна навести дані оператора ринку в Словаччині – ОКТЕ. Навіть в сегменті «на добу наперед» у грудні минулого року ціна пікового навантаження значно перевищувала прайс-кепи балансуємого ринку в ОЕС України і складала 310,19 євро/МВт-год.

Місячні цінові індекси РДН Словаччини, євро/МВт-год



Джерело: [ОКТЕ](#)

Таким чином, балансуєчий ринок, який повинен стимулювати максимально точно виконувати графіки споживання та виробництва, в українських реаліях не повністю виконує таку функцію.

Участь високоманеврової генерації в сегменті допоміжних послуг та на балансуємому ринку

Додаткове джерело доходів для маневрової генерації – ринок допоміжних послуг (ДП), який є ринком гарантованих резервів, необхідних для ОСП. При цьому активація закуплених в сегменті ДП обсягів відбувається на

балансиємому ринку за діючими правилами.

При підключенні високоманеврової генерації до систем автоматичного регулювання частоти та потужності вторинне регулювання не потребує безпосередньої участі диспетчера: команди на завантаження та розвантаження надходять безпосередньо на станційні регулятори, що в разі прискорює швидкість виконання команд та виключає помилкові дії (так званій «людський фактор»). Попит саме на автоматичні резерви (aPВЧ) на аукціонах із закупівлі допоміжних послуг є найбільшим. Обсяг закупівлі резерву відновлення частоти на завантаження у 2023 році, згідно з

[інформацію](#) «Укренерго», складає 1000 МВт на завантаження та 421 МВт на розвантаження, з яких більша частина - саме автоматичні резерви:

- аРВЧ в симетричних напрямках – 50-100 МВт;
- аРВЧ на завантаження – 500-600 МВт;
- аРВЧ на розвантаження – 250 МВт.

Такий розподіл є орієнтовним і може змінюватись в залежності від прогнозного балансу, складеного оператором системи передачі. Інші обсяги вторинного регулювання – так зване «ручне» регулювання, яке є більш повільним та потребує постійного контролю балансу електроенергії оперативним персоналом. Зрозуміло, що ОСП зацікавлений у збільшенні пропозиції автоматичних резервів, що дасть змогу підвищити якість та точність регулювання і, як наслідок, надійність та безпеку електропостачання.

Проте для надання послуг з автоматичного регулювання необхідно не тільки встановлення системи автоматичного управління безпосередньо на самому об'єкті та облаштування каналів зв'язку із центральним контролером ОСП, але й проходження процедури сертифікації. Багато українських ТЕС із застарілим обладнанням не мають змоги надавати такі послуги, тому залишаються поза межами ринку допоміжних послуг. Нові високоманеврові потужності за технічними характеристиками здатні заповнити цей сегмент та підвищити ефективність балансування, проте для цього необхідні, перш за все, економічні стимули.

Продаж резервів у сегменті допоміжних послуг передбачає отримання оплати за резервну потужність відповідно до ціни, яка склалась за результатами аукціону. Граничні ціни в цьому сегменті розраховуються відповідно до окремої [методики](#) та станом на вересень 2023 року [складають](#):

- резерв підтримки частоти – 1339,82 грн/МВт (без ПДВ);
- аРВЧ в симетричних напрямках – 1339,82 грн/МВт (без ПДВ);
- аРВЧ на завантаження/розвантаження – 973,39/366,43 грн/МВт (без ПДВ);
- рРВЧ на завантаження/розвантаження – 438,02/164,89 грн/МВт (без ПДВ).

Крім цього, за результатами акцептів

пропозицій на балансуєчому ринку постачальники ДП отримують плату за балансуєчу енергію відповідно до цін, які склались в цьому сегменті.

Але крім діючих прайс-кепів, в сегменті балансуєчого ринку є важлива особливість: у постачальників послуг з балансування, що одночасно є надавачами допоміжних послуг та працюють в режимі автоматичного регулювання, немає можливості подавати цінові пропозиції на активацію законтракованих в сегменті ДП резервів. Тобто чинна система управління ринком приймає цінові пропозиції лише на «ручні» резерви. Таким чином, у разі, якщо в розрахунковій годині застосовувалось лише автоматичне регулювання (або ОСП акцептував пропозиції поза ранжиром через системні обмеження), енергосистема вважається збалансованою, а ціна балансуєчої енергії дорівнює ціні, що сформувалась на ринку «на добу наперед».

Тобто активація автоматичних резервів не впливає на ціну балансуєчої енергії (на відміну від «ручних» резервів відновлення частоти), а збільшення частки такого типу регулювання призведе до збільшення кількості годин, в яких ціна балансуєчої енергії буде дорівнювати ціні РДН.

Приклади акцептів балансуєчої енергії у результатах БР за 4 квітня 2023 р. (виділено кольором):

		Об'єм балансуєчої енергії, МВтг	Ціна балансуєчої енергії, грн/МВтг	Об'єм балансуєчої енергії, МВтг	Ціна балансуєчої енергії, грн/МВтг
ОЕС України					
		ВГОРУ		ВНИЗ	
04/04/2023	04:00 - 05:00	833.66	1 645.93	400.00	1 560.00
	05:00 - 06:00	849.47	1 790.00	445.00	1 685.00
	06:00 - 07:00	786.21	2 140.50	200.00	1 848.00
	07:00 - 08:00	801.11	4 344.99	-	-
	08:00 - 09:00	1 162.90	4 401.56	-	-
	09:00 - 10:00	1 503.88	4 403.99	-	-
	10:00 - 11:00	1 319.24	4 403.99	-	-
	11:00 - 12:00	1 020.32	4 401.59	-	-
	12:00 - 13:00	919.62	4 397.98	-	-
	13:00 - 14:00	721.50	4 372.72	100.00	3 644.00
	14:00 - 15:00	643.12	4 401.50	95.00	3 668.00
	15:00 - 16:00	607.16	4 400.79	10.00	3 668.00
	16:00 - 17:00	737.94	4 673.48	12.50	3 895.00
	17:00 - 18:00	49.31	3 375.00	20.00	3 375.00
	18:00 - 19:00	17.21	3 890.00	20.00	3 890.00
	19:00 - 20:00	313.86	4 230.33	5.00	3 898.00
	20:00 - 21:00	528.16	4 411.71	-	-
21:00 - 22:00	823.70	4 677.58	-	-	
22:00 - 23:00	307.18	4 667.97	128.28	0.01	
23:00 - 00:00	119.22	1 990.00	282.00	31.37	

Джерело: [«Укренерго»](#)

Так, 4 квітня дві розрахункові години мають однакову ціну балансуєчої енергії на завантаження та розвантаження – ціну РДН.

Таким чином, виробник, який надає автоматичні резерви відновлення частоти (арВЧ) та не має можливості запропонувати власну ціну заявки в напрямку «вниз», розвантажився на 20 МВт та повинен «повернути» системі вартість цієї енергії за ціною 3 375 грн/МВт-год та 3 890 грн/МВт-год за 18-ту та 19-ту години, відповідно. При цьому, якщо він продав цю електричну енергію в сегменті РДД (індекс РДД на квітень, за даними «УЕБ» – 2 702,3 грн/МВт-год), то його втрати орієнтовно склали:

- 18-та година: $3\ 375 - 2\ 702,3 - 366,43 = 306,27$ грн/МВт-год,
- 19-та година: $3\ 890 - 2\ 702,3 - 366,43 = 821,27$ грн/МВт-год,
- де 366,43 грн/МВт-год – гранична вартість арВЧ в напрямку розвантаження на аукціонах з допоміжних послуг.

У разі активації виключно арВЧ в напрямку завантаження надавач послуг отримує оплату на рівні ціни РДН.

Також питання щодо узгодженості ринкових сегментів та впливу системних обмежень на ринок викликають дані БР в частині акцепту великих обсягів на завантаження і розвантаження в одних і тих самих розрахункових годинах. Наприклад, 15 квітня така ситуація спостерігалася майже у всіх годинах крім вечірнього піку, що може свідчити про велику кількість системних обмежень:

		Об'єм балансу	Ціна балансу	Об'єм балансу	Ціна балансу
		чої енергії, МВтг	чої енергії, грн/МВтг	чої енергії, МВтг	чої енергії, грн/МВтг
ОЕС України					
		ВГОРУ		ВНИЗ	
15/04/2023	00:00 - 01:00	316.62	1 691.00	127.00	422.75
	01:00 - 02:00	191.11	1 691.00	214.00	700.00
	02:00 - 03:00	154.88	1 691.00	200.00	1 350.00
	03:00 - 04:00	63.93	1 536.00	217.00	0.01
	04:00 - 05:00	101.04	1 535.00	232.00	0.01
	05:00 - 06:00	179.62	1 535.00	316.00	25.36
	06:00 - 07:00	326.58	1 536.00	414.00	153.14
	07:00 - 08:00	316.62	2 720.00	345.00	1 500.00
	08:00 - 09:00	520.35	2 646.25	367.00	1 500.00
	09:00 - 10:00	1 057.53	2 646.25	423.18	1 500.00
	10:00 - 11:00	798.13	2 646.25	493.55	1 500.00
	11:00 - 12:00	1 208.35	2 646.25	483.86	1 500.00
	12:00 - 13:00	1 130.49	2 766.23	470.00	1 500.00
	13:00 - 14:00	1 278.06	2 646.25	530.00	1 500.00
	14:00 - 15:00	1 412.13	2 646.25	494.79	1 500.00
	15:00 - 16:00	1 189.19	2 810.98	289.00	1 500.00
	16:00 - 17:00	1 121.31	3 175.50	16.36	2 646.25
	17:00 - 18:00	836.10	3 175.49	14.21	2 646.25
	18:00 - 19:00	675.12	4 020.00	-	-
	19:00 - 20:00	658.12	4 395.59	5.67	3 663.00
20:00 - 21:00	722.16	4 395.60	7.56	3 663.00	
21:00 - 22:00	704.41	4 295.99	6.07	3 580.00	
22:00 - 23:00	621.51	3 552.00	5.70	2 960.00	
23:00 - 00:00	245.89	1 535.00	-	-	

Джерело: «Укренерго»

Двонаправленість акцептів на балансуєчому ринку також може вказувати на те, що кінцеві торгові позиції учасників ринку не відповідають фактичним даним виробітку або споживання, що може бути наслідком недостатньої відповідальності за небаланси електричної енергії (або в цілому проблеми із прогнозуванням в рамках балансуєчих груп), монополізації ринку або фінансової неспроможності учасників через кризу неплатежів.

Подібні ситуації спотворюють цінові сигнали балансуєчого ринку, ускладнюють прогнозування та разом із [проблемою заборгованості](#) зменшують привабливість роботи на цьому сегменті.

Нормативні та регуляторні перешкоди

Для залучення інвестицій вкрай необхідним є скасування прайс-кепів (або їх подальше збільшення) на організованих сегментах ринку, що зробить балансування енергосистеми економічно привабливим. Одночасно це призведе до збільшення фінансової дисципліни та змусить учасників ринку максимально точно прогнозувати обсяги виробництва та споживання, що в свою чергу зробить більш конкурентними сегменти РДН та ВДР.

Проте, перед цим вкрай необхідно посилити прозорість ринку, прийняти план поступової відмови від компенсації неринкових тарифів для населення (або зменшити обсяг дотування) та ввести жорстку відповідальність за ринкові маніпуляції. Імплементация вимог Регламенту ЄС № 1227/2011 про добросовісність та прозорість на оптовому енергетичному ринку (так званий REMIT), положення якого були [прийняті](#) на рівні закону 10 червня 2023 року, зміни до антимонопольного законодавства та Закону «Про ринок електричної енергії» щодо протидії узгодженим діям дадуть змогу посилити моніторинг за діями гравців та отримати більш конкурентні ринкові умови.

Одним з методів стимулювання будівництва високоманеврової генерації, наприклад, може бути встановлення підвищуючого коефіцієнту до ціни балансуєчого ринку. Такий коефіцієнт може бути єдиним у всіх розрахункових годинах для пропозицій виробників, які будуть встановлені пріоритетними для диспетчеризації (наприклад, установок ВДЕ, які беруть участь у балансуєчому ринку, та нової високоманеврової генерації), або збільшуватись у пікових зонах. Ще одне з можливих рішень – підвищення прайс-

кепів для прямої активації пропозицій на балансуєчому ринку (згідно з [Правилами ринку](#), така активація передбачає, що команда на завантаження або розвантаження буде виконана за 2 хвилини, що відповідає режиму роботи високоманеврової генерації).

Серед додаткових заходів стимулювання слід звернути увагу на [Тимчасовий порядок придбання допоміжної послуги для забезпечення регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України, а саме забезпечення резервів заміщення \(третинне регулювання\)](#). Такий порядок регламентує закупівлю ОСП послуги в акредитованих постачальників на умовах аукціону. Він був розроблений для підтримки генеруючого обладнання, основним паливом для якого є природний газ/мазут, у стані готовності до виробництва електроенергії та передбачає підписання виробниками довгострокових контрактів на постачання газу з «Нафтогазом». Його можна використовувати як базу для удосконалення роботи сегменту допоміжних послуг та введення ринкового механізму закупівлі резервів.

Головний недолік такого методу стимулювання – це навантаження на тариф «Укренерго». Проте у разі підвищення гнучкості закупівлі допоміжних послуг, яка впливає з точного прогнозування балансу попиту та пропозиції (зменшення обсягів резервів, що закуповуються в сегменті ДП на завантаження у періоди значного профіциту в енергосистемі, і навпаки – відмова від закупівлі послуг з розвантаження у разі, коли прогнозується значний дефіцит), ОСП має змогу оптимізувати свої витрати на закупівлю резервів.

Приклад ефективної моделі для інтеграції газової генерації

Належне економічне стимулювання участі високоманеврової генерації в регулюванні попиту та пропозиції буде приваблювати бізнес для встановлення газотурбінних та газопоршневих станцій, за рахунок яких можна не тільки покривати власний попит, але й отримувати прибуток від участі у балансуванні енергосистеми.



Джерело: [презентація](#) Wärtsilä Energy

Цікавим перспективним проєктом вбачається концепція динамічної системи централізованого тепlopостачання в обласному центрі для державної компанії, розроблена Wärtsilä Energy та [представлена](#) на онлайн-форумі «Теплозабезпечення українських міст». Згідно з концепцією, презентованою директором з розвитку ринків у Європі Wärtsilä Energy Ігорем Петриком, найоптимальніша конфігурація сучасної ТЕЦ повинна передбачати множинність джерел енергії (газ, вітер, електрична енергія з мережі) та множинність генеруючих потужностей (газопоршневі агрегати, електричні і газові

котли, теплові насоси, акумулятори тепла). За цією моделлю високоефективна гнучка генерація не тільки забезпечує надійність тепло- і електропостачання, але й виконує задачу підтримки мережі за рахунок швидких резервів відновлення частоти та послуги Black Start (зживлення мережі після блекауту).

Комерційна перевага такого проєкту полягає в розділенні потоку доходів від постачання різних видів енергії та надання системних послуг. Наприклад, в години максимального попиту ТЕЦ виробляє електричну енергію для потреб балансуєчому ринку, отримуючи кошти від

продажу резервів на ринку ДП та від активації цих резервів на БР. При цьому тепло, яке буде одночасно виробляється, буде накопичуватись в акумуляторі тепла з подальшим постачанням для потреб населення, комунальних та промислових підприємств. Додаткове встановлення вітрових турбін та сонячних панелей дозволяє працювати і на спотових ринках електричної енергії. Саме комбінація продажу енергії на різних ринках і в різних сегментах підвищує ефективність та вносить вклад в підвищення рентабельності моделі.

Розрахунки окупності інвестицій та моделювання найкращої конфігурації потужності у програмному комплексі PLEXOS, здійснені Wärtsilä Energy, підтверджують інвестиційну привабливість когенераційних установок. Використання теплового ресурсу не тільки підвищує загальний ККД установки до 91%, але й збільшує гнучкість для роботи на різних ринках і, як наслідок, максимізує дохід.

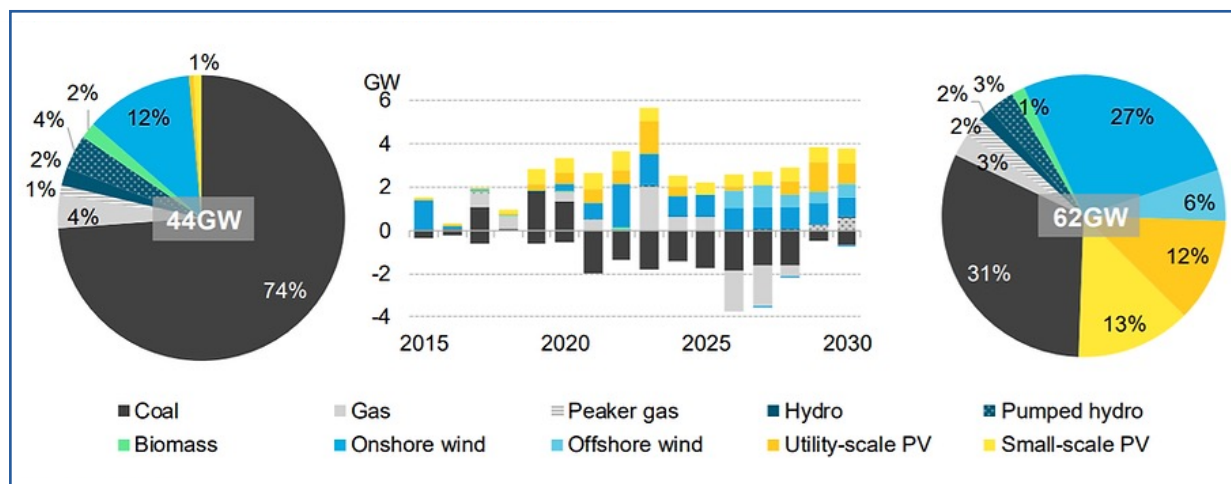
Заміна застарілих ТЕЦ на сучасні високоефективні когенераційні установки може стати одним з основних напрямків зусиль уряду та Регулятора по розвитку розподіленої генерації в Україні. Перші кроки в цьому напрямку вже зроблено. 24 лютого 2023 року Верховна Рада [ухвалила зміни](#) до Закону «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу». Новації враховують положення

Директиви 2012/27/ЄС про енергоефективність та направлені на стимулювання розвитку високоефективної когенерації. Зокрема, встановлюється механізм кваліфікації високоефективної когенерації та передбачається видача гарантій походження, що має реалізовувати Держенергоефективності. Також на Агентство покладено зобов'язання розроблення методики визначення ефективності процесу когенерації, на підставі якої мають виконуватись розрахунки для віднесення установки до високоефективної когенерації.

Роль газової генерації в енергетичному переході: план Польщі

Згідно з [позицією](#) багатьох європейських чиновників, газ та атомна енергія могли би сприяти складному, але вкрай необхідному переходу до кліматичної нейтральності. Такі об'єкти генерації отримали суворі умови (з чіткими обмеженнями та термінами для поетапного виведення з експлуатації) при включенні в делегований акт [Таксономії ЄС](#) – переліку видів екологічно сталої економічної діяльності, що слугує «дороговказом» для інвесторів. Включення газових проєктів у Таксономію (та їх збереження в актуальній редакції) найактивніше лобюють Польща та Чехія, оскільки сильно залежні від вугільної генерації, а газ є найбільш прийнятним та ефективним перехідним паливом.

Моделювання структури генерації в Польщі (least-cost scenario), 2018-2030 рр.



Джерело: [BloombergNEF](#)

За розрахунками BNEF для Польщі, у найдешевшому сценарії загальна потреба в нових генеруючих потужностях до 2030 року зросте до 62 ГВт, або на 40% у порівнянні з обсягами 2018 року. При цьому планується радикальна зміна структури балансу: вугільна генерація скорочується із 74% до 31%, генерація з ВДЕ збільшується більш ніж утричі. Одночасно Національний план з енергетики та клімату на період 2021-2030 рр. встановлює більш планомірне скорочення частки вугілля у виробництві електроенергії. У 2030 році вона повинна досягнути рівня 56-60%, і в 2040 році тенденція до зниження повинна зберегтись.

Aurora Energy Research також [прогнозує](#) значне скорочення частки вугільної генерації, яка зараз є основою енергосистеми Польщі. До 2030 року потужності ТЕС на вугілля знизяться з нинішніх 27 ГВт до 5 ГВт, а потужність відновлюваних джерел енергії зросте на 38 ГВт.

Згідно з перспективним аналізом, найбільш активного розвитку в Польщі очікують від вітроенергетики, у т.ч. морського базування. Виведення з експлуатації вугільних ТЕС для польської енергетики – це не стільки потреба відповідати вимогам щодо скорочення викидів, скільки завершення строку експлуатації обладнання та економічний тиск, який відчувають оператори такої генерації. Адже вугільні ТЕС менш ефективні та в ринкових умовах отримують все менше прибутку, а з оглядом на декарбонізацію сектору в ЄС поступаються всім іншим технологіям генерації.

Красномовна ілюстрація – будівництво вугільного енергоблоку потужністю 1 000 МВт в Остроленці, що було розпочато у 2018 році. Енергоблок мав всі шанси стати останньою великою вугільною електростанцією в Європі. На об'єкті було закладено фундамент і градирні, а ступінь реалізації досяг 5%. Проте у 2020 році власник станції – польська компанія Energa SA (входить до групи ORLEN) – вирішила змінити курс. Компанією [обрано](#) інший, більш перспективний з економічної точки зору проєкт – газова електростанція, яка працюватиме [від надпотужної турбіни GE 9HA.02](#), однієї з найефективніших газових турбін у галузі. Планується, що запуск енергоблоку буде здійснено в 2025 році, що додасть в енергосистему Польщі до 745 МВт потужності та зменшить викиди вуглецю майже на 70%.

Нові політичні, економічні та кліматичні реалії впливають на державну політику. Через нові загрози енергетичній безпеці, які виникли після

повномасштабного вторгнення росії в Україну, Польща була вимушена оновити [Енергетичну політику до 2040 року](#), затверджену у 2021 році. Відповідно до актуальної редакції документу, в 2040 році приблизно 73% електроенергії будуть виробляти з відновлюваних джерел і АЕС. Нова політика передбачає, що додаткові потужності ядерної енергетики дадуть змогу країні остаточно відмовитись від вугільної генерації. При цьому роль газової генерації залишається важливою: природний газ повинен стати «мостом» на шляху енергетичного переходу. Планується розширювати використання газових установок саме як регулюючої потужності.

Надання переваги газовим балансуючим потужностям забезпечить Польщі потрібну гнучкість при диспетчеризації попиту та пропозиції, що за [прогнозами](#) експертів стане особливо важливим у 2029-2030 рр., коли частка ВДЕ досягне 61% встановлених потужностей. При цьому сукупна потужність газової генерації [збільшиться](#) до понад 8 ГВт, з яких 3,7 ГВт повинні бути введені в експлуатацію у 2023-2027 рр. Друга частина планів Польщі стосується періоду до 2050 року, коли країна [повинна](#) досягнути нульових викидів.

Проте експерти Carbon Tracker вказують, що експлуатація газових електростанцій протягом нормативних 30 років не корелюється з цими амбітними кліматичними цілями. Тобто плани по розвитку енергетичного сектору та досягнення кліматичних цілей повинні періодично актуалізуватись з огляду на реальний прогрес та нові загрози.

Інформативне [дослідження](#) використання маневрених технологій для балансування, зроблене фахівцями Wärtsilä Energy, дає іншу точку зору на газову генерацію. Фінська компанія підтверджує перспективність використання газопоршневих станцій не тільки для покриття пікових навантажень та виконання ролі балансера для інтеграції ВДЕ, але й як один із практичних шляхів для досягнення кліматичних цілей. Газові балансуючі потужності можуть працювати на відновлюваних видах палива, що дозволить швидко інтегрувати сучасні розробки в галузі виробництва синтетичного метану, аміаку або [“зеленого” водню](#).

Серед засобів підтримки розвитку нової генерації в Польщі основним є загальноринковий [механізм потужності](#), який передбачає додаткове джерело грошового потоку для виробників електроенергії,

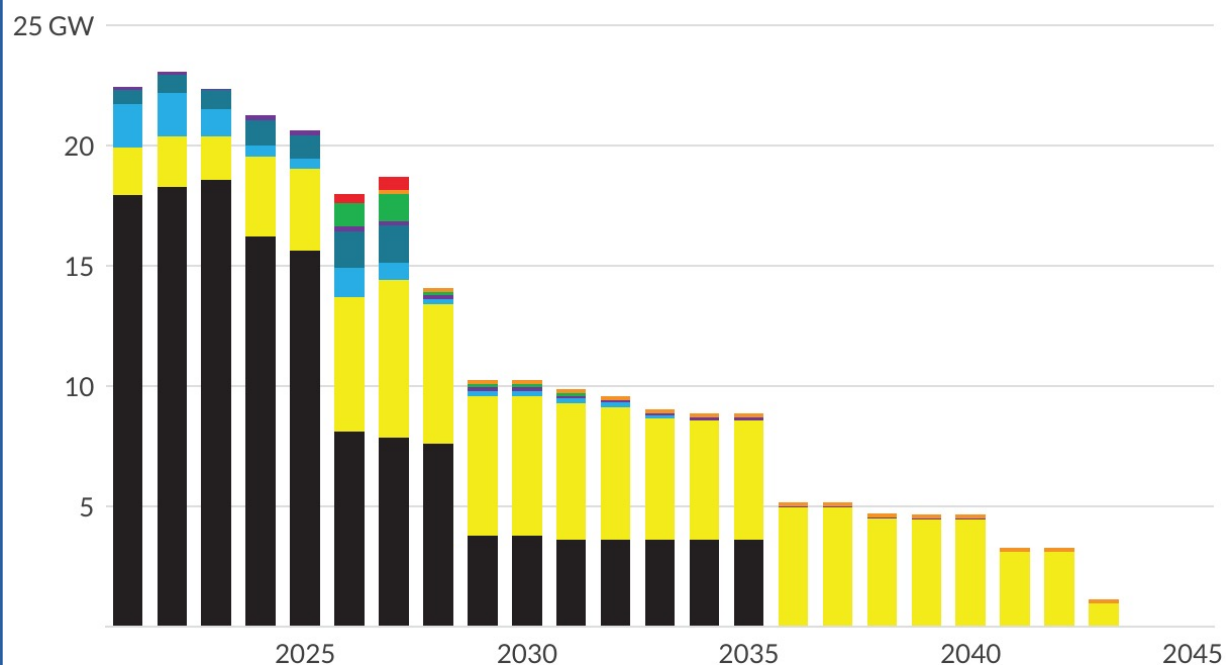
перелік яких визначається на аукціонах. Згідно з [результатами](#) останнього аукціону, обсяг акцепту газової генерації склав 1 389 МВт. Експерти відзначають, що хоча польські енергетичні компанії не відмовилися від газових проєктів, на аукціоні їх з'явилося менше, ніж було оголошено раніше. Це пов'язують зі збільшенням геополітичних ризиків будівництва таких об'єктів.

Серед газових потужностей, на які були укладені контракти, присутня не тільки розподілена газова генерація. Один з проєктів – нова газова установка PGE в Рибніку на потужність 795 МВт. Проте серед інших учасників є когенераційна установка, яку має побудувати Veolia в Лодзі, генеруюче обладнання потужністю 58 МВт, що належить PGE Energia Ciepła EC Szczecin, яке буде модернізоване та адаптоване для спалювання природного газу, та інші.

Capacity contracted for the year by technology



■ Coal
 ■ Natural gas
 ■ Hydro
 ■ DSR
 ■ Other
 ■ Biomass co-firing
 ■ Battery storage
 ■ Abroad



Source: own elaboration based on data: URE

Джерело: [Forum Energii](#)

Результати аукціонів чітко показують, що саме газова генерація є пріоритетною для польського енергетичного ринку: такі об'єкти будуть мати підтримку до 2043 року, в той час як останні вугільні енергоблоки будуть отримувати кошти лише до 2035 року. Проте вже зараз вбачається зростання зацікавленості в будівництві потужностей накопичення (energy storage). На

останньому аукціоні потужність таких об'єктів, що отримали підтримку, склала 165 МВт. Це додатково підтверджує, що перспектива повної відмови від викопного палива є цілком реальною, проте «балансуючим містком» для «зеленого» переходу може стати саме газова генерація, яка здатна зробити такий перехід більш безпечним та надійним.