

Енергетична безпека України

щомісячний моніторинг

січень 2023

Європейська допомога може стати поштовхом для принципової перебудови українських мереж

Граничні ціни на російські енергоресурси дійсно працюють, але потребують перегляду

Положення про особливості імпорту електричної енергії. Вплив на енергетичну безпеку України

В Україні заявляють про наміри розгорнути мережу мініелектростанцій на 1 000 МВт

Молдова відкрила віртуальний реверс газу. Що це значить для України?

В ЄС погодили нові амбітні плани щодо розвитку офшорних ВДЕ

Матеріал підготовлено за підтримки Міжнародного фонду «Відродження» у рамках проекту «Адвокація «зеленого» відновлення України через посилення підтримки України та послаблення російського впливу в ЄС». Матеріал відображає позицію авторів і не обов'язково відображає позицію Міжнародного фонду «Відродження».

DiXi Group пропонує щомісячний моніторинг і аналіз головних подій у сфері енергетичної безпеки, що має на меті відстежувати ефективність рішень на національному за загальноєвропейському рівні та поточний стан енергетичної безпеки України, ініціювати нові заходи для її підвищення.

Європейська допомога може стати поштовхом для принципової перебудови українських мереж

В рамках Фонду підтримки енергетики України (Ukraine Energy Support Fund) Міненерго Міністерством енергетики [схвалило](#) виділення 107 млн євро на підтримку українських енергокомпаній. Ці кошти будуть направлені на закупку обладнання та матеріалів, необхідних для відновлення енергетичної інфраструктури. Заявки від 30 підприємств були схвалені Міненерго. Серед головних потреб – силові трансформатори, генератори, автоматичні вимикачі, роз'єднувачі, ізолятори, труби, кабельна продукція. Організацією закупівель займається європейська сторона: для ознайомлення з чіткою та прозорою тендерною процедурою 20 січня 2023 року Секретаріат Енергетичного Співтовариства провело конференцію для потенційних учасників тендерів, а 23 січня вже стартував перший тендер в рамках Фонду. Паралельно з процедурою закупівель в Україну надходить пряма допомога (in-kind) енергетичним обладнанням, більшість серед якого – генератори.

У відновленні системи передачі, що є основою в забезпеченні надійного електропостачання енергосистеми України в цілому, найбільш критичним стало пошкодження автотрансформаторів на об'єктах НЕК «Укренерго». Саме влучання російських ракет у автотрансформатори на високовольних підстанціях оператора системи передачі 23 листопада 2022 року спричинило технічний блекаут. Відновлення або заміна такого обладнання – питання не кількох днів та навіть не кількох місяців. Автотрансформатори, що зв'язують мережі напругою 750 та 330 кВ, виготовляються на замовлення та потребують попереднього індивідуального проектування.

Переважна більшість підстанцій та ліній електропередачі напругою 750 кВ – спадщина, що залишилась Україні від Радянського Союзу. Об'єднана енергосистема «Мир» передбачала передачу значних потужностей на великі відстані зі сходу на захід, що за розрахунками мало підвищити економічність і надійність систем електропостачання. Варто зазначити, що в Європі не використовуються мережі напругою 750 кВ. Для цього є ціла низка причин:

- матеріалоємність та великі габарити об'єктів;
- висока вартість обладнання та його обслуговування;
- значні втрати потужності на корону;
- і головне - небезпечний вплив високої напруженості електромагнітного поля на обслуговуючий персонал.

Подія, що ілюструє європейський підхід, – [підписання](#) 1 червня меморандуму з Польщею щодо запуску лінії 750 кВ «Хмельницька АЕС - Жешув», яка дозволила би значно збільшити експортні можливості України в ЄС. Згідно з текстом документу, лінія зможе бути введена в експлуатацію лише після реконструкції: за вимогою польської сторони обладнання повинно бути переведено на напругу 400 кВ.

16 вересня 2022 року був завершений [аукціон](#) на виконання комплексу робіт з реконструкції ПЛ-750 кВ ХАЕС-Жешув на загальну суму більше 263 млн грн. Незважаючи на об'єктивні складнощі, потужний інтерконектор планують ввести в роботу вже у I кварталі 2023 року: 10 січня у польській пресі [з'явилося повідомлення](#) щодо початку «випробувань напругою» інфраструктури з польської сторони. Введення додаткових потужностей

інтерконекторів вкрай необхідне для збільшення комерційного імпорту та зменшення дефіциту електричної енергії в Україні, що виник через атаки рф.

Поставки електрообладнання від партнерів, перш за все, зможуть забезпечити потреби розподільчих мереж: силові та вимірювальні трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, комплексне обладнання для підстанцій 6-10-35-110 кВ є типовим обладнанням, із замовленням якого не повинно виникнути проблем за наявності фінансування. Але й тут є кілька нюансів, серед яких – інші стандарти напруги більшої частини розподільчої мережі в Європі. Історично склалось, що в Європі активно експлуатується обладнання на напрузі 20 кВ, в той час як в Україні розподільчі мережі виконані на напрузі 6-10-35 кВ.

Стаття 15 Директиви 2012/27/ЄС про енергоефективність встановлює необхідність стимулювання підвищення ефективності розподільчих мереж. Спроби перейти на «європейську» напругу для збільшення ефективності розподілу електроенергії Національна комісія, що здійснює державне регулювання в сфері енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) [робила](#) ще у 2016 році, але масштаби необхідної реконструкції та попередній підрахунок затрат показали безперспективність такої ініціативи на той час. При цьому, учасники робочої групи чітко зазначали, що для значно зношеної інфраструктури перехід на дворівневу модель розподільчої мережі (110-20 кВ) надав би цілий ряд переваг:

- зниження технологічних витрат електричної енергії;
- оптимізація конфігурації електричних мереж: збільшення кількості центрів живлення та зменшення загальної довжини мереж 0,4 кВ;
- закладення необхідних резервів потужностей та можливостей підключення нових об'єктів розподіленої генерації;
- можливість радикально підвищити рівень автоматизації електричних мереж.

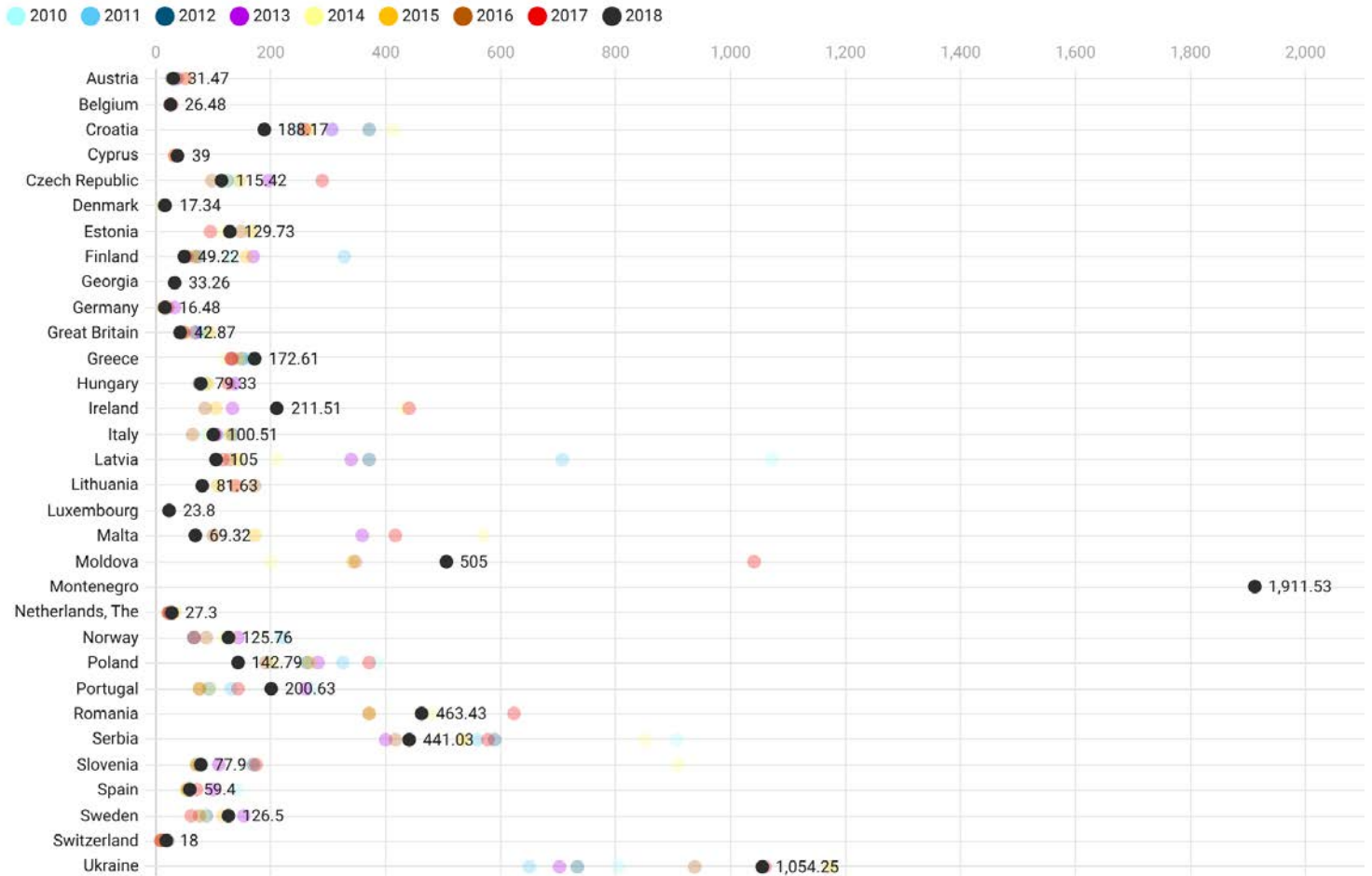
По втратам електроенергії в системах передавальних та розподільчих мережах Україна хоча і демонструє позитивну динаміку, але все ще значно відстає від середньоєвропейських показників. Згідно з [даними](#) останнього CEER Report on Power Losses (березень 2020), втрати в магістральних мережах України складають 2,58%, в розподільчих – 9,84%, в той час як в Польщі в розподільчій мережі втрачається лише 4,45% електричної енергії, в Словаччині – 5,52%, в Литві – 5,96%, в Чехії – 5,22%.

CEER в своєму звіті дає рекомендації щодо зниження технологічних витрат:

- заміна силових трансформаторів на більш ефективні;
- підвищення рівня напруги в розподільчих мережах;
- використання інтелектуальних лічильників для більш точної оцінки нетехнічних втрат.

По показнику SAIDI (розраховується шляхом множення середньої тривалості перерв електропостачання споживачів на кількість таких споживачів, а потім ділення на загальну кількість споживачів у системі) Україна значно відстає від європейських країн, що пояснюється значною зношеністю електромереж, низьким ступенем автоматизації та неефективною конфігурацією. Нижче представлено дані про загальний показник SAIDI для України та інших країн Європи, що включає позапланові перерви (тобто не включає плановані перерви з попередженням споживачів).

Позапланові перерви (всі події) SAIDI, хв (2010-2018 рр.)



Джерело: підготовлено на основі [CEER - ECRB 7th Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply](#)

Вбачається, що саме зараз настає влучний момент для радикальних рішень в українській енергетиці, які дозволять перейти на європейські стандарти надійності та безпеки електропостачання, підвищити ефективність передачі та розподілу електричної енергії, знизити технологічні втрати в електричних мережах.

Відновлення енергетичної інфраструктури повинно відбуватись на базі нової технічної політики, яка буде враховувати реальний стан українських мереж, нові післявоєнні стратегічні цілі України в енергетичній безпеці, плани перспективного розвитку, в тому числі стрімкий розвиток розподіленої генерації та елементів «розумних» мереж (Smart Grid).

Граничні ціни на російські енергоресурси дійсно працюють, але потребують перегляду

Із 5 грудня 2022 року гранична ціна (price cap) на російську нафту Urals, встановлена в рамках санкційного тиску країн коаліції (ЄС, G7 та Австралії) на російську федерацію, обмежена позначкою 60 дол. за барель. Ефект від встановлення price cap на нафту, що транспортується морем, виявився більшим, ніж очікували російські чиновники: фактична ціна, за якою торгується Urals, значно менша за ціну, яка була [закладена](#) в російській бюджет на 2023 рік (\$70,2 за барель). Стрімкому падінню ціни російської нафти також сприяє подорожчання вартості транспортування морем та необхідність перенаправлення звичних торгових потоків з Європи до Азії та Близькій Схід. Ще в очікуванні початку дії price caps судновласники намагались закласти в вартість перевезень додаткові ризики, що підвищило ставки транспортування по деяких напрямках на 30%.

Динаміка цін на російську нафту (Urals та ESPO) порівняно з price cap



Джерело: [Bloomberg](#) з посиланням на [Argus Media](#)

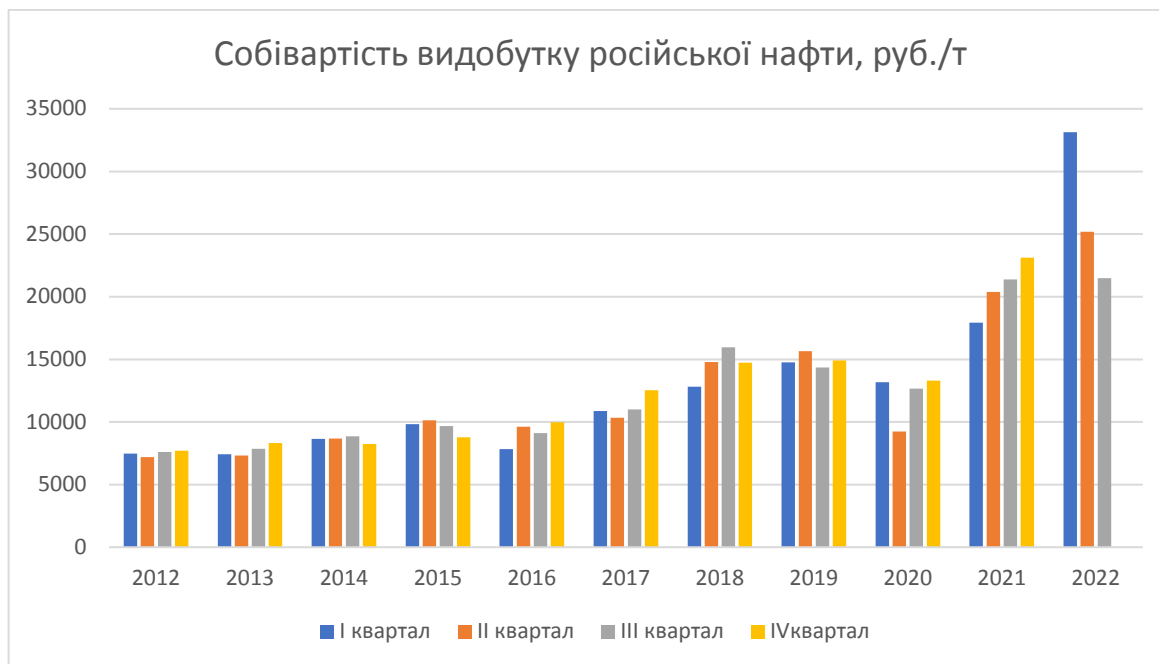
В січні цього року в ЗМІ широко розповсюдились [оцінки CREA](#) щодо фінансових втрат російської сторони після запровадження нафтового ембарго: за даними фінського дослідницького центру, щоденно Кремль недоотримує близько 160 млн євро (172 млн дол.).

Після введених обмежень серед крупних покупців російської нафти залишились Китай, Індія та Туреччина, які, спостерігаючи падіння попиту, можуть отримувати додаткові знижки. На азійських ринках вартість російської нафти все ще тримається вище граничних цін. Це стосується контрактів на поставки нафти ESPO, що видобувається компаніями «Газпром нефть», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл» та Concept Oil. Bloomberg із посиланням на нафтотрейдерів, що приймають участь в транзакціях, [підтверджує](#) інформацію щодо укладання контрактів з фактичною поставкою на січень 2023 року, з ціною 67,11 дол. за барель.

Можливості продавати сибірську нафту значно вище за обмеження забезпечуються тим, що транспортування та страхування таких поставок виконується самим продавцем. Середній строк транспортування морським шляхом зі Східного Сибіру складає всього тиждень, що дозволяє забезпечити великий обсяг поставок для незалежних китайських переробників. Тим не менш, під тиском ринкових факторів дисконт для ESPO постійно

збільшується. За даними [Reuters](#), протягом грудня 2022 року знижки на сибірську нафту із 4 дол. за барель зросли до 6,5 дол. за барель від вартості еталонної Brent.

З урахуванням того, що на частку Urals припадає 60% російського нафтового експорту, ціна «нафтового кошику» не перевищує встановлених граничних цін і складає близько 51 дол. за барель, але все ще залишається значно вищою ніж собівартість. Згідно з [даними](#) «Росстату», середня собівартість видобутку нафти за 2021 рік склала 20 692,6 руб. за тону, що з урахуванням середнього курсу російської валюти відповідає ціні 40,8 дол. за барель. За аналогічними даними I-III кварталу 2022 року собівартість видобутку значно зросла до 26 592,6 руб. за тону (за офіційним курсом Центробанку рф – 53,3 дол. за барель).



Джерело: [Росстат](#)

Як вказують у [Bloomberg](#), у зв'язку з падінням попиту і закриттям європейських ринків, москві доведеться обирати один з двох варіантів дій: скорочувати видобуток нафти, що додатково вплине на дохідну частину бюджету, або намагатися зберегти або навіть наростити продажі у спробі отримати якнайбільше ресурсів для фінансування воєнних дій.

Ситуацію для росії погіршує і [введення](#) ембарго на нафтопродукти російського виробництва із 5 лютого: продукти переробки будуть заборонені для імпорту, а на поставки у треті країни запроваджено граничні ціни (100 дол./бар. для нафтопродуктів "преміум-класу", таких як дизельне паливо, гас і бензин, і 45 дол./бар. для нафтопродуктів "дисконтного класу", таких як мазут та лігроїн), Це додатково скоротить дохідну частину бюджету країни-агресора.

Який би шлях не обрав кремль, реагуючи на нафтову кризу, в країн коаліції (ЄС, G7 та Австралії) залишається дієвий інструмент для впливу на ситуацію: подальше зниження граничних цін, яке ще більше скоротить прибутки і збільшить дефіцит бюджету росії. При цьому, необхідно надалі працювати над системою моніторингу виконання санкційних умов.

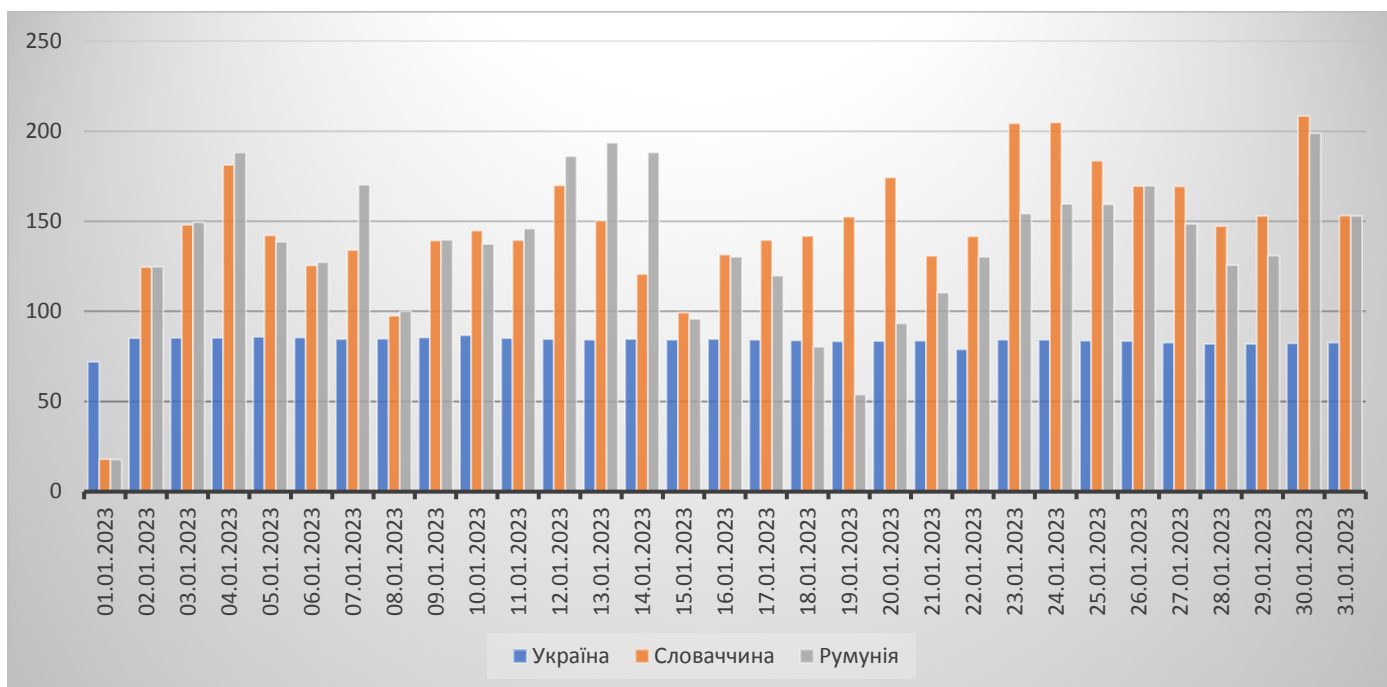
В [європейській пресі](#) все частіше з'являється інформація щодо можливого порушення санкцій зі сторони європейських компаній: танкери, що належать перевізникам Греції Німеччини, Монако, Кіпру, Данії, Норвегії та Великобританії, після 5 грудня продовжують активно транспортувати нафту, в тому числі і в європейські порти. Частково це можна пояснити [перехідними положеннями](#), які дозволяють операції з нафтою, що завантажена на судно до 5 грудня 2022 року (для нафтопродуктів – до 5 лютого 2023 року), проте цей період діє до 19 січня для нафти та до 1 квітня для нафтопродуктів. Введення жорсткого контролю походження нафти зі сторони урядів країн ЄС зараз є вкрай важливими для суттєвого скорочення російського експорту та позбавлення країни-агресора можливості фінансування своїх злочинних дій в Україні.

Положення про особливості імпорту електричної енергії. Вплив на енергетичну безпеку України

З січня 2023 року Кабінетом Міністрів України затверджено [Положення про особливості імпорту електричної енергії під час проходження осінньо-зимового періоду 2022/2023](#), яким споживачі, що купляють імпортовану електричну енергію, виключаються з графіків обмежень споживання електричної енергії та потужності, графіків погодинних відключень та графіків аварійних відключень. Електропостачання таким споживачам може бути припинено тільки при загрозі розвитку системної аварії у разі спрацювання автоматики або застосування оператором системи передачі спеціальних графіків аварійних відключень.

Запровадження спеціального захисту споживачів-імпортерів від відключень на фоні численних скарг щодо нерівномірного відключення електропостачання та значно вищих цін на електроенергію в країнах ЄС викликало ряд дискусій.

Ціни РДН Base, євро/МВт·год



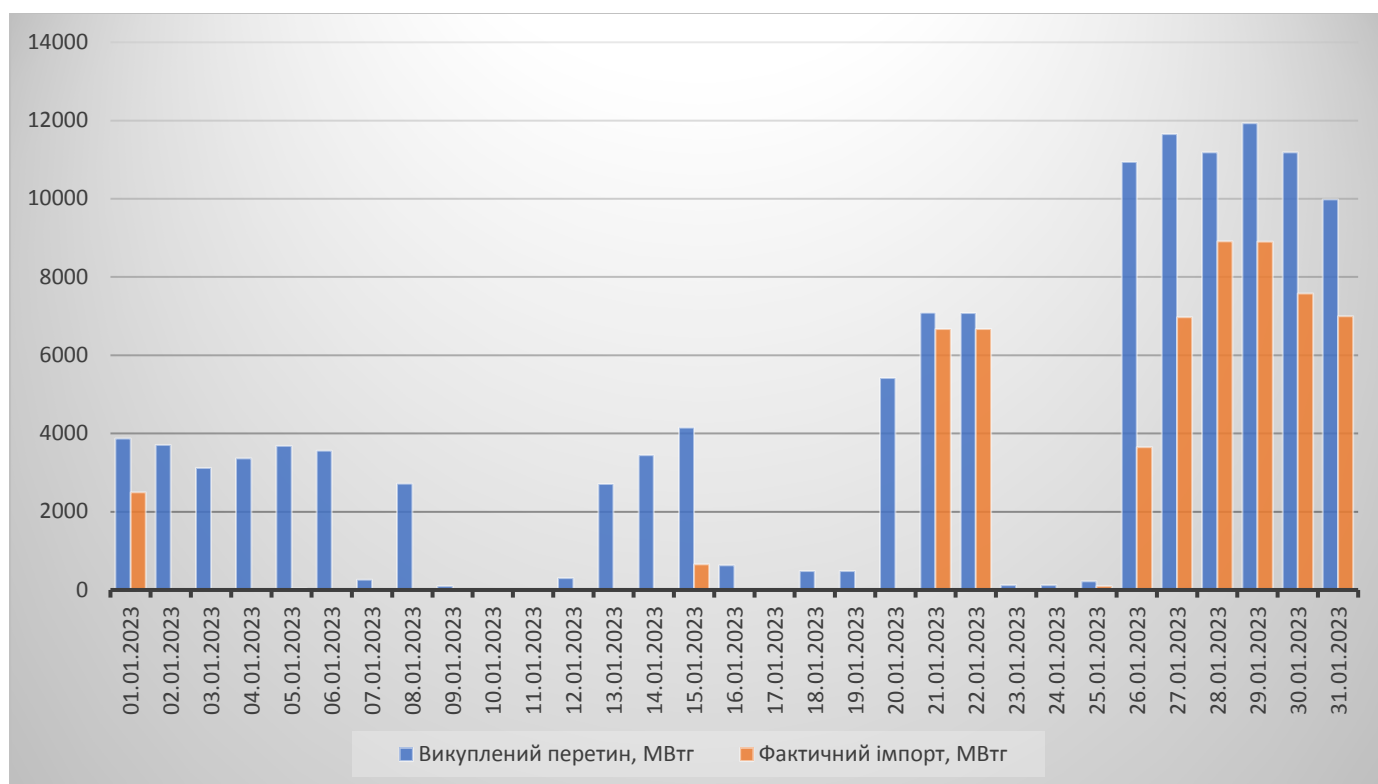
Джерело: АТ «Оператор ринку», дані отримано [Energy Map](#)

Питання №1 – ціна.

Після погодження обсягів імпорту з ENTSO-E комерційні перетоки були надто незначними, щоб впливати на баланс електричної енергії в ОЕС України. Попит на доступ до міждержавних перетинів спостерігався лише у напрямку Словаччина-Україна, хоча оператор системи передачі пропонував аналогічні обсяги перетину з Румунією.

Спочатку українські контрагенти закуповували ресурс тільки у години, коли ціна на словацькому спотовому ринку опускалась нижче цін українського ринку «на добу наперед». Проте ситуація радикально змінилась після 20 січня: обсяги імпорту сягнули значень 160-500 МВт протягом усіх годин доби.

Імпорт електричної енергії зі Словаччини, січень 2023 р.



Джерело: НЕК «Укренерго», дані отримано Energy Map [1, 2]

Що це означає для української енергосистеми? Збільшення імпорту до 500-600 МВт скорочує дефіцит в ОЕС: такий обсяг поставок замінює роботу 2-3 енергоблоків ТЕС. Тим не менш, при загальному дефіциті в пікові години на рівні близько 5 ГВт, який спостерігався у січні в умовах відсутності значного похолодання, це лише 10% від необхідного обсягу. Відчутне збільшення обсягів імпорту може стати можливим у найближчий час: введення в експлуатацію інтерконектора «Хмельницька АЕС-Жешув» дозволить імпортувати ще 800-850 МВт у разі погодження такого комерційного перетоку з європейської сторони.

Після запровадження механізму захисту споживачів, що купують імпортовану електричну енергію, вбачалось, що головним обмежувальним фактором стане вартість європейського ресурсу: зазвичай ціна базового навантаження на торговій [платформі ОКТЕ](#) перевищує аналогічний український показник майже в 2 рази. Проте *позитивна динаміка обсягів комерційного імпорту не підтверджує такі прогнози.*

Зростання попиту серед українських споживачів на електроенергію за європейськими цінами може стати додатковим аргументом у дискусії щодо підвищення граничних цін (прайс-кепів) на організованих сегментах ринку. 18 січня в НКРЕКП [відбулось](#) чергове обговорення проекту постанови про встановлення граничних цін на ринку «на добу наперед», внутрішньодобовому та балансуючому ринку, проте кінцеве рішення так і не було прийняте. Згідно з опублікованими НКРЕКП [матеріалами](#), в підтримку збільшення граничних цін виступили АТ «Оператор ринку», АТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Центренерго», ДП «Гарантований покупець», АТ «ДТЕК Західенерго». Противниками такого рішення виступили Асоціація постачальників енергоресурсів, оператори систем розподілу (зокрема АТ «Вінницяобленерго», АТ «Житомиробленерго», ПАТ «Кіровоградобленерго», ПАТ «Прикарпаттяобленерго», ПрАТ «Рівнеобленерго», АТ «Чернівціобленерго»), великі споживачі (АТ «Марганецький ГЗК», АТ «Покровський ГЗК»). Вони зазначають, що в умовах воєнного стану, стрімкого зростання цін, об'єктивних проблем зі стабільною роботою підприємств, доступом до кредитних ресурсів, таке рішення може стати руйнівним для бізнесу.

Питання №2 – гарантованість стабільного електропостачання та дискримінаційні фактори.

Відповідно до тексту Положення, на операторів систем розподілу покладено обов'язок визначати технічну можливість не застосовувати графіки погодинного відключення електроенергії, обмеження споживання електроенергії, графіки обмеження споживання електричної потужності, графіки аварійного відключення споживачів у разі постачання імпортованої електроенергії. Тобто через системні обмеження частина споживачів навіть за наявності фінансових ресурсів та необхідності надійного електропостачання не зможе скористуватись наданою Міністерством енергетики можливістю. Частина експертів вбачає в цьому дискримінаційні загрози, оскільки процедура визначення переліку споживачів, які можуть бути вилучені з графіків обмежень, практично не контролюється.

Також постійна загроза нових терористичних атак зі сторони російської федерації зберігає високі ризики введення спеціальних графіків аварійних відключень, які застосовуються за умов недостатньої ефективності введених графіків аварійних відключень та мають обсяг від 40% до 50% сумарного споживання (відповідно до [Інструкції про складання і застосування графіків обмеження та аварійного відключення споживачів, а також протиаварійних систем зниження електроспоживання](#)). Таким чином, *підприємства, покриваючи власне споживання за рахунок імпорту, не можуть повністю забезпечити безперервне електропостачання для своїх об'єктів.*

Питання №3 – можливість залучення держави для забезпечення імпортованою електроенергією державних підприємств.

Після відкриття технічної можливості імпорту державний енерготрейдер [здійснив](#) тестову поставку електроенергії зі Словаччини. Це відбулось ще 27 жовтня 2022 року після початку масованих ракетних обстрілів української енергетичної інфраструктури. Проте, після збільшення реальних можливостей з проведення імпорتنих операцій, АТ «ЕКУ» приймає обмежену участь в аукціонах (лише з лютого і на невеликі обсяги).

Більше залучення державного трейдера до постачання імпортованої електроенергії дозволило б державі обирати критично важливих споживачів в умовах воєнного стану (окремі об'єкти або галузі, не захищені «бронєю» від відключень), для яких буде закуповуватись електроенергія на європейських ринках та гарантуватися захист від застосування графіків обмеження електричної енергії та потужності, графіків погодинних та аварійних відключень.

Для реалізації такої схеми потрібен пошук фінансових можливостей та розробка прозорого механізму компенсації різниці вартості електричної енергії на українському та європейському ринках для державного трейдера. *Таке рішення може бути одним із резервних механізмів підвищення енергетичної безпеки України в критичних умовах воєнного стану.*

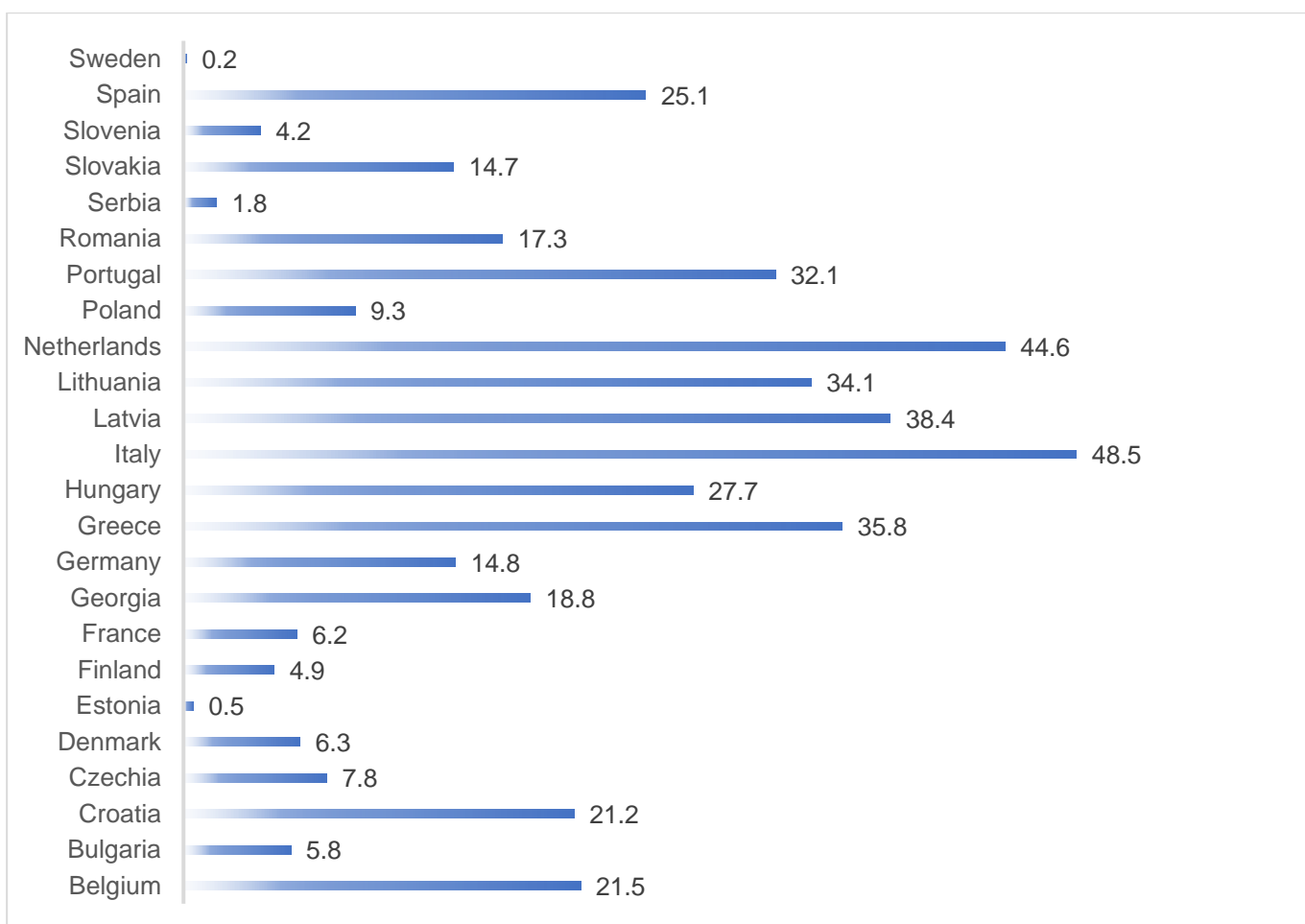
В Україні заявляють про наміри розгорнути мережу мініелектростанцій на 1 000 МВт

Міністерство з питань реінтеграції тимчасово окупованих територій України [повідомило](#) про плани підключити до мережі 20 мініелектростанцій загальною потужністю 1 000 МВт, які повинні створити критичний резерв потужності для постачання води та тепла, а також забезпечити енергетичну безпеку атомної генерації. Як повідомляє Мінреінтеграції, для власних потреб одного атомного енергоблоку під час пускових операцій потрібно 100-150 МВт потужності, яка може бути забезпечена такими незалежними установками.

Подробиць щодо реалізації проєкту наразі немає, але скоріш за все мова йде про 14 мобільних газових електростанцій встановленою потужністю 50 МВт. Щодо необхідності придбання установок такої потужності [повідомляли](#) представники депутатського корпусу ще в кінці минулого року. Видання Forbes [наводить](#) інформацію, що закупити таке обладнання планують в Європі та Азії. Частково обладнання буде нове, частково – вживане, що дозволить мінімізувати вартість проєкту, яка оцінюється в 225 млн дол. Для транспортування, встановлення та підключення таких станцій достатньо 1-3 місяців.

Як заявив [в інтерв'ю «Голосу Америки»](#) голова правління «Укренерго» Володимир Кудрицький, високоманеврові генеруючі установки зможуть частково покрити дефіцит електроенергії в пікові години. Мініелектростанції, за словами Кудрицького, можна підключити до існуючої підстанції або електростанції для підтримки балансу енергосистеми.

Частка газу у виробництві електричної енергії, %



Джерело: BP Statistical Review of World Energy, Ember; дані отримано [Our World in Data](#)

На відміну від масового використання дизельних генераторів, які вже [назвали](#) «паралельною енергетичною системою» загальною потужністю більше 1 ГВт, газотурбінні та

газопоршневі електростанції більш економічні та стануть важливою частиною ОЕС України. *Встановлення високоманеврових мініелектростанцій цілком вкладається в стратегічні плани України з розвитку розподіленої генерації та збільшення частки ВДЕ в енергетичному балансі.* В європейських країнах саме газова генерація використовується для покриття пікових навантажень та балансування (поруч із системами накопичення) нестабільних відновлюваних джерел. Згідно з [даними](#) Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей у 2020 році, для максимізації обсягів виробітку електроенергії з ВДЕ необхідно 2 ГВт високоманеврової генерації та не менш ніж 0,5 ГВт об'єктів energy storage.

Для запровадження мережі розподіленої газової генерації в Україні потрібно, в першу чергу, визначитись із майданчиками для розміщення обладнання. Тут можна розглядати декілька варіантів.

Варіант 1. Майданчики компресорних станцій (КС)

Ще до початку повномасштабного російського вторгнення однією з найбільш перспективних пропозицій для розвитку мережі високоманеврової газової генерації вважалось розміщення електростанцій 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 доцільно розмістити додаткові генеруючі потужності.

Проблемним питанням тут є заборона на діяльність із виробництва електричної енергії операторам мереж. Тобто ані оператор системи передачі, ані оператор ГТС не можуть виробляти і реалізовувати електричну енергію згідно з умовами ліцензійної діяльності. Таким чином, розміщення генеруючого обладнання на КС можливо лише із залученням приватного бізнесу або державних компаній шляхом надання в оренду підготовлених майданчиків з необхідною газовою та електричною інфраструктурою.

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, юридичне право виробляти та реалізовувати електричну енергію.

Не менш важливим є наявність діючого 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 природного газу, які неминучі за нинішніх граничних цін на ринку електричної енергії.

Варіант 3. Мобільні станції

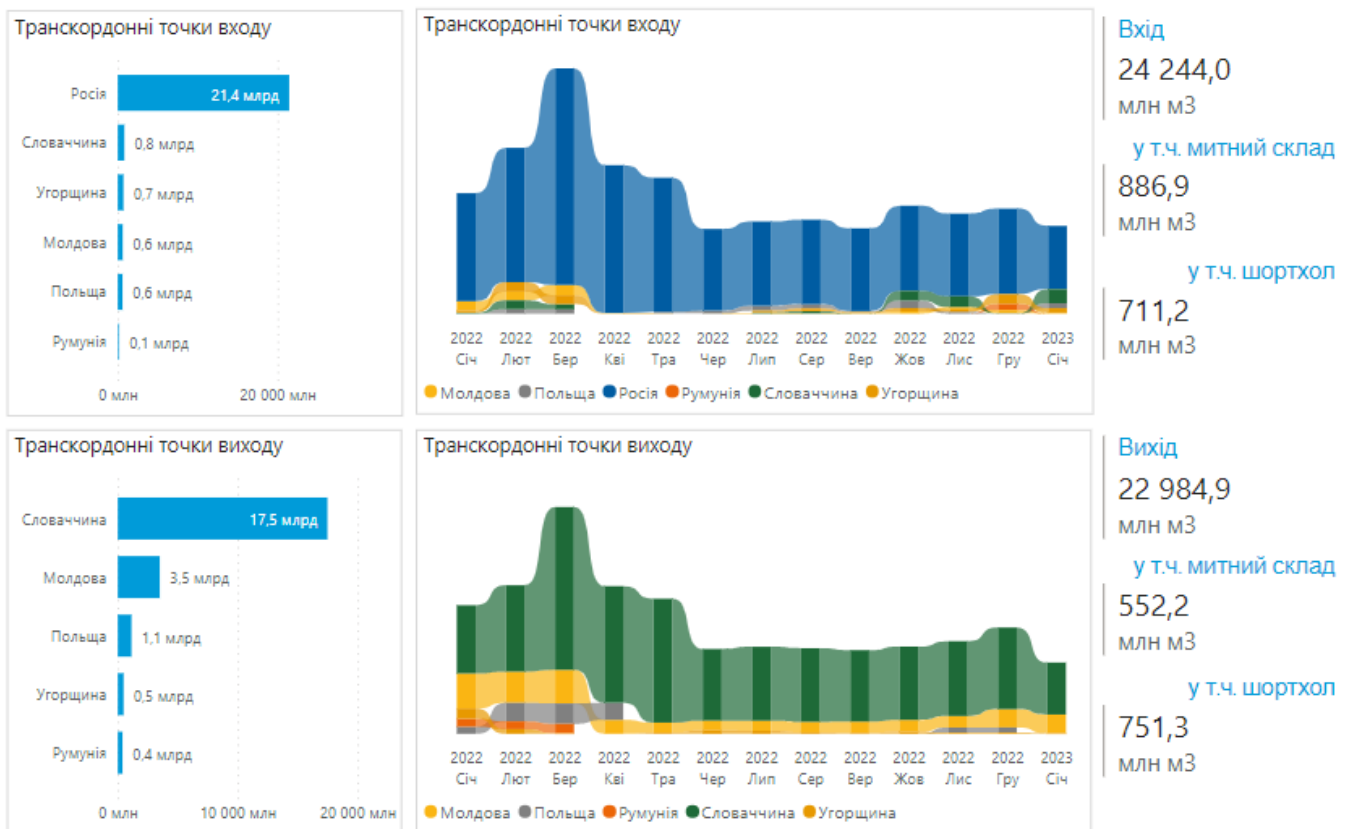
В умовах постійної загрози енергетичній безпеці України мобільні генеруючі об'єкти можуть використовуватись для забезпечення живлення об'єктів водо- і тепlopостачання великих міст. За потреби вони можуть розміщуватись на залізничних платформах або автомобільних шасі та оперативно переміщуватись туди,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

Заміщення вугільної генерації, яка сильно постраждала внаслідок ворожих атак, на газові мініелектростанції повинно стати проміжним кроком в реалізації зобов'язань України щодо скорочення викидів. В подальшому при стабілізації ситуації в країні і затвердженні чітких планів щодо «зеленого» переходу такі об'єкти можуть бути переведені на спалювання біометану.

Молдова відкрила віртуальний реверс газу. Що це значить для України?

На початку нового року урядом Молдови [схвалено](#) всі необхідні рішення для відкриття доступу до віртуального реверсу газу у точках з'єднання з/до ГТС України, з гарантованим обсягом до 17 млн куб. м на добу. Фактично, молдовський оператор ГТС Moldovatransgaz почав підтверджувати операції у режимі backhaul ще 28 вересня 2022 року, але такою можливістю користувались лише замовники із самої Молдови. Повідомляється, що 27 січня українською компанією «ЕРУ» була [здійснена](#) перша реверсна поставка імпортного газу з ринків Південно-Східної Європи через транзит напрямком Молдова->Україна обсягом більше 2 тис. куб. м.

Комерційні перетоки: транскордонні точки, за останні 12 місяців



Джерело: [Платформа прозорості «ОГТСУ»](#)

У підготовленому Секретаріатом Енергетичного Співтовариства у вересні 2022 року [звіті SEE GAS Regional Transmission Routes](#) відзначається затримка Молдови із впровадженням послуги backhaul на кордоні як головна перешкода регіональній інтеграції. Також зволікання із введенням нового режиму балансування спричинило недоотримання доходу молдовським оператором: Moldovatransgaz мав змогу отримати на 44% вище доходу у 2020 та 2021 роках, ніж наведено у звітах компанії. Як вказує документ, необхідність диверсифікації поставок газу відродила інтерес до потужностей Трансбалканського коридору. Саме цей транспортний маршрут може забезпечити поєднання LNG-терміналів Греції та Туреччини, джерел постачання з Каспійського регіону (через Південний газовий коридор) та об'єкти газовидобутку на морському шельфі в Румунії, Болгарії та Туреччині.

Для України поява послуги віртуального реверсу на кордоні з Молдовою означає не тільки підвищення енергетичної безпеки, але й великий крок у напрямку розвитку газового ринку:

- Глибша інтеграція: користування Трансбалканським коридором в обох напрямках та, як наслідок, відкриття нових ринків для українських компаній. Потужність Трансбалканського коридору оцінюється до 20 млрд куб. м газу на рік, молдовський реверс має гарантовані обсяги в [3 млрд куб. м газу на рік](#) (обидва напрямки).
- Підвищення попиту на українські газові сховища як надійне рішення для зберігання стратегічних запасів газу країн ЄС. Після відкриття реверсу в Україні можна зберігати газ, що надходить через грецькі та турецькі LNG-термінали.
- Збільшення інвестицій у розвиток газотранспортної інфраструктури України через розвиток коридорів напрямку «Північ-Південь».

Українська сторона докладает максимальних зусиль для повноцінного запуску реверсу через Трансбалканський коридор. Із 1 серпня 2022 року потужність вимірювання обсягу газу в точці з'єднання «Гребеники» [зросла](#) у 1,5 рази і складає 6,12 млн куб м на добу. Для повноцінного використання українських газових сховищ країнами ЄС потрібно зробити ще один важливий крок: провести сертифікацію оператора газосховищ за європейськими правилами. Зі сторони АТ «Укртрансгаз» вже [подано](#) до Регулятора всі необхідні документи. Після отримання попереднього рішення НКРЕКП буде зрозумілим, чи вдасться пройти процедуру у стислі терміни.

Незважаючи на всі перспективи, війна в Україні стримує розвиток українського газового ринку, зокрема в частині надання послуг компаніям-нерезидентам. Проблемним питанням в залученні міжнародних компаній залишається геополітичний ризик, який може зберігатись і після закінчення військових дій.

Для компенсації таких ризиків доцільно на законодавчому рівні спрощувати доступ міжнародних компаній до українського газового ринку. Як один з можливих кроків Секретаріатом Енергетичного Співтовариства в [SEEGAS REPORT, опублікованому в вересні 2022 року, запропоновано](#) звільнити операції на газовому ринку (транскордонна торгівля) від сплати ПДВ. Також потрібні подальші кроки для підвищення операційної ефективності ГТС за рахунок оптимізації мережі, відновлення ліквідності та розвитку торгівлі короткостроковими продуктами, формування цінових індикативів.

В ЄС погодили нові амбітні плани щодо розвитку офшорних ВДЕ

Країни ЄС [погодили](#) плани по розвитку офшорних (морського базування) об'єктів ВДЕ, які будуть розміщені у п'яти морських басейнах, прилеглих до європейського континенту. Амбітний план охоплює довгостроковий період до 2050 року та містить проміжні цілі, які мають бути досягнені до 2030 та 2040 років. Відповідно до [Стратегії офшорної відновлюваної енергетики](#), запропонованої у 2020 році, всього планується встановити до 317 ГВт офшорних потужностей, 60 ГВт з яких повинно було бути введено в експлуатацію вже до 2030 року. Але, відповідно до опублікованої заяви, темпи реалізації будуть прискорені, і до кінця десятиліття буде введено до 111 ГВт додаткових потужностей. Обсяги нової ВДЕ-генерації розраховувались на підставі національних планів з енергетики і клімату, потенціалу кожного з морських басейнів і цілей ЄС щодо декарбонізації енергетики.

Встановлення нових потужності ВЕС в Європі (2012-2021)



Джерело: [WindEurope](#)

Базою для формування таких амбітних планів став [перегляд](#) Регламенту ТЕН-Е. Змінами запроваджено скоординоване довгострокове інтегроване планування розвитку офшорних відновлюваних джерел енергії. Над конкретизацією планів буде працювати Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E), яка має дати чіткі орієнтири для інвесторів, ланцюгів постачання, операторів мереж.

Розвиток офшорних (морського базування) ВДЕ – це великий потенціал для забезпечення потреб споживачів у електроенергії. На фоні стрімкого зростання загроз енергетичній безпеці ЄС через війну росії проти України, значне скорочення споживання природного газу, нафти та нафтопродуктів за рахунок розвитку сегменту ВДЕ - єдиний шлях для забезпечення стабільного економічного розвитку.

Для української енергетичної стратегії сегмент офшорних ВДЕ, зокрема стаціонарна вітроенергетика, вбачається одним з найбільш привабливих. Світовий банк у 2020 році [оцінював](#) потенціал України з розвитку офшорної вітрогенерації в 251 ГВт (разом з водами, що прилягають до окупованих територій), з яких на частку стаціонарних установок відводиться 183 ГВт.

В чому основні переваги офшорної вітрогенерації?

- Вітер на морі більш потужний та тривалий, що дозволяє отримувати більш рівномірний графік виробітку електроенергії у різні години доби;
- Потужність вітротурбін для морського розміщення більша ніж для тих, що встановлюються на суші;

- За рахунок великого простору є можливість будувати крупні об'єкти поблизу великий міст на узбережжі, покриваючи зростаючий попит на електроенергію;
- Вібрації та шум вітрогенераторів не впливають на людей;
- Можливість прокладання нових інтерконекторів між Україною та країнами-сусідами по Чорному морю, що значно збільшить потенціал торгівлі електроенергією.

Вітряна генерація характеризується більш простим диспетчерським управлінням у порівнянні з фотоелектричними установками, переважна більшість виробляє електроенергію в денній зоні і вимагає значних зусиль для компенсації коливань: встановлення систем накопичення, розгортання потужностей високотехнологічної генерації.

Вартість встановлення офшорної електростанції – єдиний вагомий стримуючий фактор для розвитку цього сегменту в світі. За оцінками IRENA, в порівнянні зі встановленням таких об'єктів на суші, інвесторам потрібно вкладати у 2,5 рази більше фінансових ресурсів в розрахунку на 1 кВт встановленої потужності. Тим не менш, дані агентства показують динаміку зниження вартості будівництва офшорних ВЕС, що дає змогу закладати більше такого ресурсу у стратегічні плани.

Вартість будівництва ВДЕ-установок (2020)

Тип генерації	Загальна вартість установки			Коефіцієнт використання встановленої потужності			Приведена вартість електроенергії (LCOE)		
	дол./кВт			%			дол./кВт		
	2010	2020	Зміна	2010	2020	Зміна	2010	2020	Зміна
Біоенергетика	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0,076	0,076	0%
Геотермальна	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0,049	0,071	45%
Гідроенергетика	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0,038	0,044	18%
Сонячна (фотоелектричні)	4 731	883	-81%	14	16	17%	0,381	0,057	-85%
Сонячна (концентровані)	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0,34	0,108	-68%
Вітрова (наземні)	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0,089	0,039	-56%
Вітрова (морського базування)	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0,162	0,084	-48%

Джерело: [IRENA](#)

Матеріалами проекту [Плану відновлення України](#), представленого у липні 2022 року, до 2032 року передбачена побудова сонячних та вітрових генеруючих установок загальною потужністю до 7 ГВт. Мова йде про проекти побудови традиційних вітряних та сонячних електростанцій, на частину з яких вже видано дозвіл на будівництво. На даний час уряд не має окремих планів та механізмів підтримки будівництва електростанцій морського базування, незважаючи на надзвичайний потенціал цього сегменту.

Включення офшорних (морського базування) об'єктів ВДЕ в плани відновлення України та стратегію розвитку офшорної енергетики як окремого сегменту відновлюваної енергетики дозволить розробити механізми стимулювання розвитку саме цього виду генерації.

Безперечно, першочерговим завданням для України вирішення кризи виплат виробникам ВДЕ: держава повинна чітко дотримуватись взятих зобов'язань. Наступна задача – законодавство та регулювання для об'єктів ВДЕ морського базування. Тільки після цього Україна буде мати можливість стати майданчиком для реалізації нових інвестиційних проєктів.