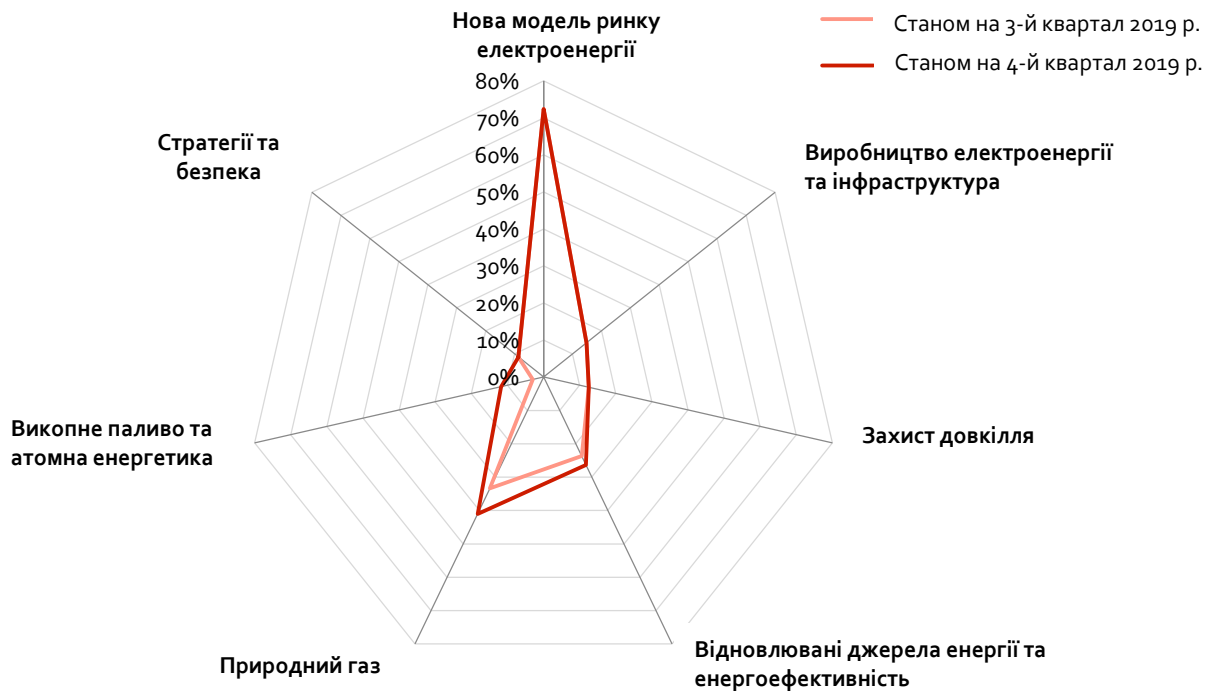


# Квартальний моніторинговий звіт про впровадження Плану дій щодо енергетичного сектору України

Березень 2020



## Короткий огляд

Уряд Гончарука залишив по собі неоднозначну спадщину. Що стосується клімату, то оголошений на початку 2020 року «український Green Deal» дає стратегічний напрям інвесторам та полісімейкерам щодо сталого енергетичного та кліматичного устрою. Але для того, щоб ця концепція могла стати ефективною, її слід підкріпити суттєвими заходами. Національний план з енергетики та клімату, який має бути завершений у другій половині 2020 року, повинен допомогти визначити конкретні політичні заходи. Одним із важливих швидких заходів може стати редизайн поточного податку на викиди CO<sub>2</sub> у податок на видобуток палив. Податок у розмірі близько 1 євро / т, запропонований Міністерством, може допомогти зібрати близько 6 млрд грн.

Новий газовий контракт з Росією також може сприйматись як успіх, оскільки він забезпечив істотну короткострокову вигоду для України та допоміг уникнути багатомісячної «газової війни», яка була би згубною для відносин на лініях Росія-Україна, Росія-ЄС та ЄС-Україна.

З іншого боку, недостатній прогрес був досягнутий у багатьох інших нагальних питаннях. Реформа вугільного сектору не просувалась, а ринок електроенергії досі базується на зарегульованих механізмах і потребує постійних швидких виправлень окремих моментів, таких як, наприклад, прагнення «Укренерго» працювати з системами накопичення енергії. Програми з енергоефективності залишаються нереалізованими, а приватизація ("Центренерго") не відбулася. Новим питанням є інвестиційна невизначеність в світлі обговорюваної концепції реструктуризації «зелених» тарифів для ВДЕ. Зважаючи на швидкозростаючі витрати, інвестори та уряд досі безуспішно намагаються досягти компромісу через медіацію, й існує ризик, що односторонні дії зруйнують довіру та значно збільшать вартість майбутніх іноземних інвестицій.






Supported by:

# Оцінювання по секторах

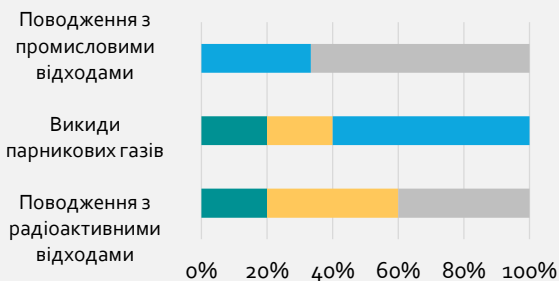
## Загальна інформація

У цьому кварталному моніторинговому звіті ми оцінюємо прогрес України щодо імплементації заходів відповідно до Плану дій в рамках Енергетичної стратегії України до 2035 року (ЕСУ). 206 заходів було згруповано у **сім секторів** із оцінкою статусу їхньої імплементації: завершено, у процесі підготовки (тобто, обговорюється або умовно погоджено), прострочено або відтерміновано. Завершені заходи класифіковані як такі, що відповідають або не відповідають меті, тобто залежно від того, чи сприяють вони досягненню цілей, викладених у Енергетичній стратегії України до 2035 року. Звіт та додаткові матеріали будуть доступні онлайн на [www.LowCarbonUkraine.com](http://www.LowCarbonUkraine.com).

### Умовні позначки

-  Завершено, відповідає меті ЕСУ
-  Завершено, не відповідає меті ЕСУ
-  У процесі підготовки
-  Прострочено
- 

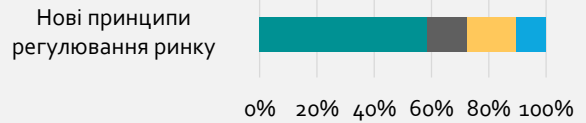
## Захист довкілля



Ступінь реалізації: **13%**  
■ Q3 2019 ■ Q4 2019

Міністерство енергетики та захисту довкілля України (Мінекоенерго) розробило проєкт **Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 р.** (український Green Deal) та започаткувало громадське обговорення. Закон «Про засади моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів» був прийнятий 12 грудня 2019 року та набирає чинності з 2021 року. План дій щодо впровадження **Національного плану скорочення викидів до 2033 року** не був розроблений Мінекоенерго. Прострочено запровадження системи екологічного менеджменту та аудиту (EMAS) на енергетичних об'єктах відповідно до міжнародних стандартів. Триває будівництво **централізованого сховища відпрацьованого ядерного палива**. «Енергоатом» успішно випробував обладнання для транспортування контейнерів HI-STAR та HI-TRAC, призначених для **перевезення відпрацьованого ядерного палива з АЕС**.

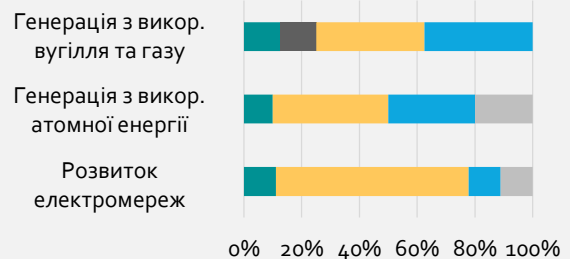
## Нова модель ринку електроенергії



Ступінь реалізації: **72%**  
■ Q3 2019 ■ Q4 2019

Щоб **пом'якшити фінансовий дисбаланс ДП «Гарантований покупець»**, був змінений механізм покладення спеціальних обов'язків (PCO): оператори системи передачі та розподілу (ОСП та ОСР) тепер повинні купувати електроенергію для покриття своїх втрат за цінами ринку «на добу наперед» замість нижчих неринкових цін PCO. Також частка ядерної електроенергії, яку потрібно продавати відповідно до регулювання, скоротилася із 90% до 85%. Повільно проходить процес **анбандлінгу ОСР** – програми відповідності 21 із 34 ОСР були затверджені та опубліковані на веб-сайті НКРЕКП. Регулятор також опублікував для громадського обговорення оновлений проєкт **Правил управління обмеженнями та Порядку розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів** та попередньо затвердив **сертифікацію «Укренерго» як ОСП**. Був запущений **ринку допоміжних послуг**, і перший аукціон був проведений «Укренерго» 12 грудня 2019 року. Реєстр сертифікованих постачальників допоміжних послуг та графік проведення щоквартальних, щомісячних та тижневих аукціонів публікуються ОСП.

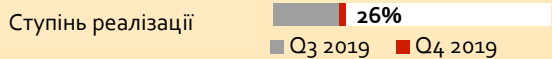
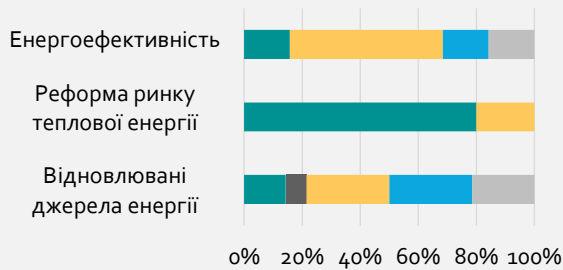
## Виробн. електроенергії та інфраструктура



Ступінь реалізації: **15%**  
■ Q3 2019 ■ Q4 2019

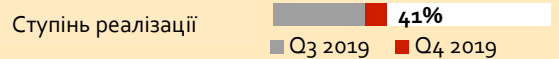
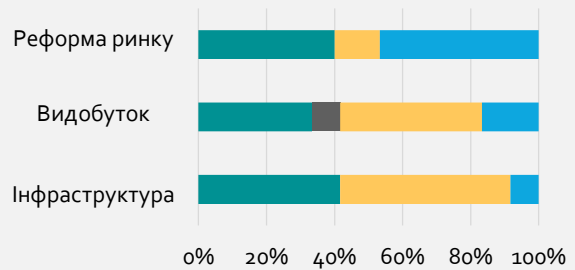
Державна інспекція ядерного регулювання України продовжила термін експлуатації 3-го енергоблоку **Южно-Української АЕС** до 10 лютого 2030 р. Реконструкція **системи технічного водопостачання** на ЮУАЕС прогресує і дозволить забезпечити інтенсивнішу роботу станції протягом літа. 17 ОСР мають на 2020 рік затверджені Мінекоенерго, «Укренерго» та НКРЕКП п'ятирічні **Плани розвитку системи розподілу електроенергії**. НКРЕКП досі не затвердила оновлений **Звіт «Укренерго» з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей та десятирічний План розвитку системи передачі**. Приватизація «**Центренерго**» запланована на 2020 рік, але все ще залишається сумнівною. Затвердження концепції **довгострокового розвитку ядерної енергетики**, а також переліку майданчиків для будівництва нових енергоблоків АЕС вже прострочені.

## ВДЕ та енергоефективність



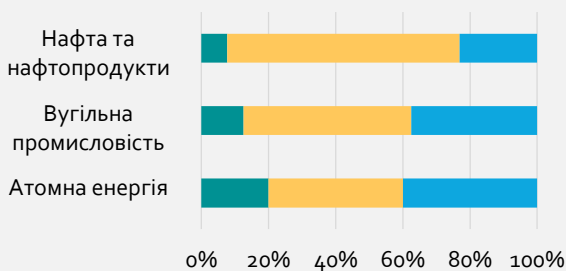
Засідання робочої групи, організовані Мінекоенерго, Мінрегіоном, Держенергоефективності (ДАЕЕ) та міжнародними фінансовими установами, були присвячені новому **законопроекті «Про енергоефективність»**, заснованому на Директиві 2012/27/ЄС. У «марафоні» взяли участь понад 120 посадових осіб, представників суб'єктів господарювання та експертів, які об'єдналися в 12 робочих груп. ДАЕЕ, Українсько-Данський енергетичний центр та GIZ розробили **механізм підтримки промислових підприємств** у впровадженні заходів з енергоефективності та скорочення викидів CO<sub>2</sub>. Законопроект про **ринок «зелених» облігацій** прийнято 19 грудня 2019 року. Кабінет міністрів (КМУ) 29 січня 2020 р затвердив Концепцію реалізації державної політики у сфері забезпечення енергоефективності будівель у частині збільшення кількості **будівель з близьким до нульового рівнем споживання енергії**, а також відповідний Національний план дій. КМУ затвердив **Порядок проведення аукціонів з розподілу квоти підтримки ВДЕ**. Однак досі незрозуміло, коли відбудеться перший аукціон.

## Природний газ



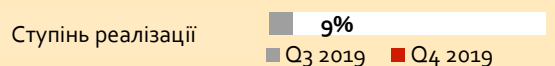
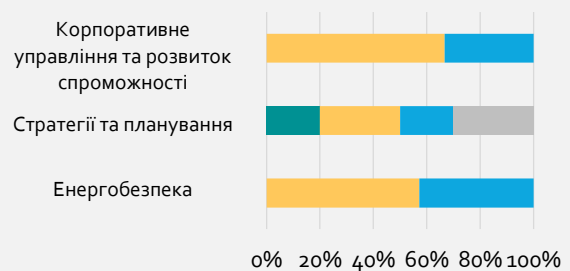
ТОВ «Оператор ГТС України» було **попередньо сертифіковане та юридично відокремлене від «Нафтогазу»**, ставши дочірньою компанією АТ «МГУ» з 1 січня 2020 року. Однак керівництво «Нафтогазу» відверто виступає проти анбандлінгу сховищ газу. НКРЕКП затвердила нові **тарифи на послуги транспортування природного газу для точок входу/виходу (як внутрішні, так і міждержавні)** та нові **тарифи на послуги розподілу**. У першому читанні було прийнято проект закону 2284, спрямований на **вдосконалення законодавства про фінансові ринки** (включаючи товарні ринки), що сприятиме спотовій торгівлі газом. Проект закону про технічне обслуговування побутових систем газопостачання підтримується урядом, але піддається критиці з боку громадськості та ОСББ. Уряд **змінив порядок ліцензування (спеціальний дозвіл на користування надрами лише за результатами продажу на електронному аукціоні)**, порядок використання коштів від продажу геоінформації та запровадив послуги для **надрокористувачів** та випустив Інвестиційний атлас.

## Викопні палива та атомна енергетика



Уряд оприлюднив **перелік підприємств, що підлягають приватизації до 2021 року**, включаючи шахту «Краснолиманська», а також шахти «Львіввугілля», «Селидів-вугілля», «Красноармійськвугілля», «Первомайськвугілля» та «Лисичанськвугілля», а також інші активи. Мінекоенерго вирішило не об'єднувати державні активи в єдину компанію, створивши натомість підприємство «Укрвугілля». Щодо **мінімальних запасів сирої нафти та нафтопродуктів**, то і модель, і проект закону переглядаються Державним агентством резерву. Перші поставки нафти з Лівії прибули в Україну. **Промислова експлуатація (остання стадія кваліфікації) ядерного палива компанією Westinghouse Electric Sweden AB** розпочалась на 3-ому енергоблоці Южно-Української АЕС; дослідно-промислова експлуатація триває на інших АЕС.

## Безпека, стратегія та управління



Мінекоенерго опублікувало **проект Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 р.** – перший в Україні стратегічний документ інтегрованої кліматичної та енергетичної політики. В його основі лежить довгострокове моделювання енергетичної системи, яке використовується для визначення НВВ<sub>2</sub> для України. Політика **вдосконалення корпоративного управління продовжується** із зміною представників уряду в ключових наглядових радах («Укргідроенерго», «Укренерго»). Статути ДП були приведені у відповідність до **стандартів ОЕСР** в листопаді 2019 року. **Приватизація шахти «Краснолиманська»** запланована на 2020 рік, але це може бути складно, оскільки консультанти з Concorde Capital скаржилися на відсутність співпраці з боку уряду.

# Ключові події у енергетичному секторі України

## Концепція «зеленого» енергетичного переходу України до 2050

Мінекоенерго розробило проект Концепції «зеленого» енергетичного переходу України до 2050 р. задля перезапуску системи формування політики та стратегічного управління в секторах енергетики та клімату. Ініціатива була представлена чиновникам ЄС як зобов'язання України досягти цілей Європейського «зеленого» курсу. Концепція повинна стати парасольовим документом, який окреслює подальшу розробку відповідних документів нижчого рівня, а також коригування поточних енергетичних та кліматичних документів для приведення їх у відповідність з Концепцією. Відповідно до заяв Мінекоенерго, Концепція разом із оновленою Стратегією низьковуглецевого розвитку до 2050 року та Національним планом з енергетики та клімату на 2021-2030 рр. можуть замінити чинну Енергетичну стратегію України до 2035 р. Нова ієрархія документів передбачає розробку нового комплексу планів дій, зокрема національних планів дій щодо енергоефективності та ВДЕ до 2030 року.

Концепція в основному зосереджена на скороченні викидів парникових газів, покращенні енергоефективності та активізації використання ВДЕ. Зокрема, Концепція передбачає збільшення частки виробництва електроенергії з ВДЕ до 70%, тоді як частка атомних електростанцій має поступово зменшуватися, а вугільні електростанції мають бути виведені з експлуатації до 2050 року.

## Законодавчі зміни на ринку електроенергії

Задля подолання ризиків та спотворень на ринку електроенергії, 4 грудня 2019 р. було внесено низку змін до Закону «Про ринок електричної енергії». Для підтримки достатньої ліквідності ринку Регулятор може встановити мінімальний обсяг електроенергії, що має бути проданий на ринку «на добу наперед» (РДН), який не повинен становити більше 30% обсягів відпуску одного постачальника. У той же час, мінімальний обсяг електроенергії, що продається на РДН, був збільшений із 10% до 15% для всіх виробників (крім ВДЕ) та імпортерів на період 2020-2025 рр. У разі значних коливань цін на РДН, на внутрішньодобовому ринку (ВДР) або на балансуєчому ринку, НКРЕКП може встановлювати граничні ціни (тимчасові мінімальні та/або максимальні обмеження) на цих ринках. Цінові обмеження мають бути схвалені Антимонопольним комітетом (через попередні консультації) і підлягати перегляду не рідше одного разу на шість місяців.

Більше того, продаж або постачання електроенергії з РФ за двосторонніми угодами або на ВДР заборонено. Щоб уникнути можливих надзвичайних ситуацій на ринку, КМУ може тимчасово скасувати заборону. Більше того, НКРЕКП до 2020 року отримала право обмежувати право використання наявної трансграничної потужності для країн, що не є членами Енергетичного Співтовариства та скасовувати результати аукціонів щодо розподілу потужностей, що передбачає компенсацію компаніям-переможцям.

## Газова транзитна угода

31 грудня 2019 року представники НАК «Нафтогаз України», ТОВ «Оператор ГТС України» та «Газпрому» підписали комплекс угод, що дали змогу продовжити транзит російського газу. Мінімальна гарантована потужність була встановлена у розмірі 65 млрд куб. м. на 2020 рік та 40 млрд куб. м. щорічно в період 2021-2024 рр. НКРЕКП має встановити конкурентний тариф, у порівнянні з тарифами в країнах Західної та Центральної Європи. Домовленості включають врегулювання суперечок, зокрема виплату «Газпромом» майже 2,9 млрд дол. за рішенням Стокгольмського арбітражу, відкликання обома сторонами всіх арбітражних скарг та позовів без остаточного рішення, а також відмову від можливих

скарг та позовів, пов'язаних із контрактами 2009 року. Домовленості не стосується претензій «Нафтогазу» проти Росії щодо активів, втрачених через анексію Криму. За словами тодішнього міністра Олексія Оржеля, контракт пропонує більше переваг, ніж будь-який можливий результат арбітражу, який «Нафтогаз» вирішив припинити.

За підрахунками «ОГТСУ», гарантований дохід з транзиту сягатиме 185 млрд грн (з урахуванням ПДВ) протягом наступних п'яти років, що становить 80% від витрат на експлуатацію системи. Решта 20% надійде від українських компаній, що користуються послугами оператора ГТС. У той же час, за словами виконавчого директора «Нафтогазу» Юрія Вітренка, доходи від законотрагованих мінімальних обсягів повністю прокриють граничні витрати на збереження «транзитного» статусу України. Якби контракт на транзит не був підписаний, тарифні доходи за п'ять років становили би 123 млрд грн, 94% з яких мали б покрити користувачі української ГТС за вищими тарифами. Тому, лише через зниження тарифів, «ОГТСУ» оцінює позитивний економічний ефект протягом п'яти років у приблизно 150 млрд грн.

## Реструктуризація «зеленого» тарифу

Сталість механізму ПСО щодо ВДЕ – у зоні ризику. За словами заступника міністра Костянтина Чижика, дефіцит коштів ДП «Гарантований покупець» на кінець 2019 року становив 400 млн гривень. Залежно від цін на РДН, LCU прогнозує дефіцит в розмірі 15-20 млрд грн у 2020 році. За даними НКРЕКП, для виплат виробникам ВДЕ за «зеленим» тарифом від «Гарантованого покупця» вимагатиметься 43 млрд грн у 2020 році. Враховуючи, що «Гарантований покупець» вже підписав договорів купівлі-продажу електроенергії (pre-PPAs) майже на 12 ГВт, його потенційний дефіцит може ще більше зрости. Ідея добровільної реструктуризації «зеленого» тарифу розглядається як один із способів зменшити дефіцит та зберегти гарантії, надані інвесторам.

Після того, як в листопаді 2019 року Мінекоенерго представило перші пропозиції із реформування «зеленого» тарифу, інвестори запропонували прийняти проект закону з більш м'якими скороченнями ставок «зеленого» тарифу, який проте був відхилений Комітетом ВРУ з питань енергетики. Через невизначеність та затримку аукціонів з ВДЕ кілька інвесторів повідомили про призупинення своїх проектів. З січня медіатором у переговорах між обома сторонами виступає Секретаріат Енергетичного Співтовариства.

Відповідно до останніх пропозицій Мінекоенерго, опублікованих у березні, проекти ВДЕ потужністю понад 1 МВт, які не бажають знижувати свій «зелений» тариф, негайно і повністю мали би перебрати на себе відповідальність за небаланси. Однак проекти ВДЕ можуть добровільно погодитися на зменшення ставок «зеленого» тарифу на -12,5% (СЕС) або -5% (ВЕС) з дня реструктуризації та обмежити відповідальність за небаланси. Другий добровільний варіант передбачає зниження «зеленого» тарифу для СЕС на -15% (<10 МВт), -20% (10-50 МВт) або -25% (> 50 МВт) і для ВЕС на -10% разом з продовженням терміну підтримки до 5-ти років. Найпізнішою датою введення в експлуатацію та підключення до мережі проектів, що підписали договори купівлі-продажу електроенергії, які мають право на отримання «зеленого» тарифу, буде 31 червня 2020 року для СЕС та 31 грудня 2020 року для ВЕС.

# Нормативна база України щодо систем накопичення енергії

ОЕС України знаходиться у ситуації, коли кількість установок ВДЕ швидко зростає. За рік встановлена потужність ВДЕ збільшилась втричі, приблизно із 2 ГВт до 6,4 ГВт на кінець 2019 року. Оператор системи передачі електроенергії (ОСП) «Укренерго» стверджує, що в Україні є крайня необхідність якнайшвидше встановлювати системи накопичення енергії. Тим не менш, проєкт Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей за 2019 рік<sup>1</sup> не дає чіткої оцінки поточного попиту на допоміжні послуги. У звіті особливий акцент зроблений на системах акумуляції енергії у батареях (BESS), тоді як не вистачає оцінки будь-якої іншої технології або існуючого учасника ринку, здатного забезпечити первинний резерв потужності.

12 грудня 2019 року в парламенті України було зареєстровано проєкт закону №2582<sup>2</sup>. Його метою є стимулювання систем накопичення енергії на українському ринку електроенергії. Аналіз проєкту закону, що здійснили аналітики LCU, показує, що замість надання стимулів для встановлення систем накопичення енергії, він може підірвати конкуренцію на ринку допоміжних послуг.

Однією з найбільш суперечливих пропозицій у законопроєкті №2582 є надання дозволу операторам мереж володіти системами накопичення енергії та використовувати їх. Законопроєкт навіть встановлює конкретну межу потужності для BESS, якою можуть володіти системні оператори. Рекомендація LCU – не допустити ситуацію, коли системні оператори мають змогу володіти, розробляти, керувати або використовувати системи накопичення у будь-якому з сегментів ринку електроенергії. Первинне законодавство не повинно намагатися виправити неефективність вторинного законодавства, оскільки це може поставити під загрозу розвиток здорового ринку.

Директива (ЄС) 2019/944 зосереджується на просуванні конкуренції та ринкових механізмів, а також на принципі анбандлінгу операторів енергосистеми. Цей останній принцип забороняє регульованим підприємствам, таким як ОСП та ОСР, брати участь у оптових ринках, а також володіти системами накопичення енергії. Такі обмеження щодо власності на накопичувачі енергії мають на меті запобігти порушенням конкуренції, усунути ризик дискримінації<sup>3</sup>, забезпечити справедливий доступ до послуг зберігання енергії для всіх учасників ринку та сприяти ефективному використанню систем накопичування енергії<sup>4</sup>.

Загальний підхід полягає в тому, що **системний оператор не повинен володіти, розробляти, керувати або**

**використовувати системи накопичення, які залучаються для балансування або управління перевантаженнями.** Тобто, для того, щоб ринки працювали належним чином і мінімізували витрати, **послуги, що їх надають накопичувачі енергії, повинні бути орієнтованими на ринок та конкурентоспроможними.** Однак існують чіткі приписи щодо можливості встановлення винятків з цього правила. Операторам системи може бути дозволено володіти і управляти системами накопичення в разі, коли:

- 1) системи накопичення енергії використовуються як повністю інтегрована складова мережі – після погодження Регулятора;
- 2) ринок не здатний надати необхідну послугу – і рішення приймається Регулятором після належного процесу.

Конкуренція – найкращий метод знайти економічно ефективний спосіб надання допоміжних послуг. ОСП та Регулятор повинні забезпечити, щоб правила ринку, технічні вимоги та тендерні процедури не були упередженими щодо будь-якої технології або конкретного гравця, були технічно досяжними та забезпечували виправдану винагороду постачальнику послуг. Ідея системного оператора, що володіє системою накопичування енергії, яка використовується на ринку, суперечить ринковим принципам, встановленим в Україні.

Якщо ринки на базі чинного регулювання не можуть ефективно надати необхідні системні послуги, першим кроком має бути оцінка відповідності існуючих правил та процедур. В Україні ринок допоміжних послуг на сьогоднішній день не в змозі надати послуги, які вимагає ОСП. На наш погляд, на це є наступні причини:

- Недосконалі правила ринку, які встановлюють високі вхідні бар'єри для нових гравців, а також технічні вимоги до постачальників послуг, які навряд чи можуть бути виконані в реальному житті;
- Швидке запровадження ринку в липні 2019 року, що застало потенційних учасників ринку непідготовленими. Навіть сьогодні лише деяким постачальникам послуг вдалося пройти сертифікацію для участі в ринку;
- Регульовані цінові обмеження (price caps) на ринках балансування та резервів погіршують бізнес-середовище для нових інвесторів;
- Ринкові правила та регулювання постійно піддаються змінам, що спричиняє значну регуляторну невизначеність та стримує нові інвестиції.

Вищезазначені нормативно-правові недоліки зумовлені недосконалими підзаконними актами. Щоб виправити ситуацію, не потрібно змінювати первинне законодавство – однак вторинне законодавство має бути скориговане.

<sup>1</sup> <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/12/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-2019.pdf>

<sup>2</sup> [http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4\\_1?pf3511=67624](http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=67624)

<sup>3</sup> Наприклад, слід уникати перехресного субсидування між функціями накопичування енергії та регульованими функціями розподілу чи передачі.

<sup>4</sup> Директива (ЄС) 2019/944, параграф (62), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>

Важливо не плутати крах ринку із проблемами регуляторної бази. Без ретельної оцінки, влада не повинна приймати жодних передчасних чи необдуманих рішень, які би відміняли ринкові рішення. Така оцінка повинна не тільки зосереджуватись на короткострокових потребах, але й аналізувати довгострокові економічні наслідки для ринку. Наприклад, будь-яке рішення, яке обмежить конкуренцію на ринку допоміжних послуг в Україні, в кінцевому рахунку призведе до збільшення сум у платіжках споживачів.

Перш ніж дозволити ОСП володіти системами накопичення та використовувати їх, ринок повинен бути якісно протестований – і методологія такого "тестування" повинна бути визначена задля уникнення маніпуляцій. **У первинному законодавстві повинен бути встановлений чіткий та належний процес «звільнення» з-під правил (derogation), щоб дозволити операторам систем володіти та використовувати системи накопичення задля уникнення негативних наслідків для всієї ринкової системи.** LCU пропонує процес, описаний на рисунку. Цей процес та обов'язки сторін, які беруть в ньому участь, мають бути загально визначені у законодавстві. Детальний порядок повинен бути визначений у відповідних підзаконних актах.

BESS може відповідати спеціальним системним вимогам (в основному через високу швидкість реакції), які, можливо, не будуть належним чином оцінені зараз через особливості ринку допоміжних послуг. Оскільки такі потужності можуть мати все більший попит через вищу частку ВДЕ, відповідні ринкові правила потребуватимуть коригування для забезпечення адекватних стимулів. Наприклад, первинний резерв може бути диференційований на кілька послуг РПЧ (резерв підтримки частоти) з різним часом реакції. Коротший проміжок часу для угод на балансуєчому ринку, напр. 5 замість 15 хвилин в Україні, може стимулювати більш гнучкі та швидкі технології до виходу на ринок та конкурування з діючими гравцями. Ці зміни можуть бути внесені у вторинне законодавство, з ініціативи регулюючих органів.

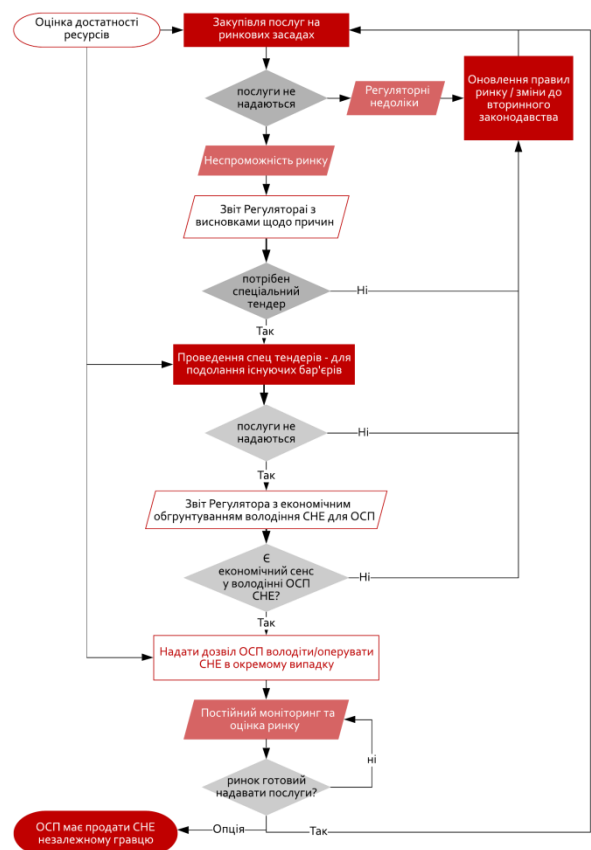
Технологія накопичення енергії може мати цінність не тільки для забезпечення надійності системи, на додачу до резервів та балансуєчих ринків. Системи зберігання енергії можуть використовувати різні учасники ринку для: а) пом'якшення помилок прогнозування (компенсація небалансів), б) пом'якшення коливань ВДЕ (системи накопичення дозволяють перенести втрачений відпуск на пізніше), та в) перенесення енергії або арбітраж (зарядка під час низьких спотових цін та розрядка під час високих цін).

Таке застосування може мати місце як у випадку автономних накопичувачів («standalone»), так і для установок «поза лічильником» («behind-the-meter», у складі існуючої електростанції). Щоб заохотити учасників ринку застосовувати технології зберігання енергії та дати їм можливість використовувати весь свій потенціал шляхом поєднання різних варіантів, ринкові правила та регулювання можуть потребувати змін. Серед них можуть бути такі:

- Запровадження фінансової відповідальності за небаланси ВДЕ;
- Перехід від єдиної моделі купівлі електроенергії, яка базується на кривій потужності та фіксованій ставці «зеленого» тарифу, до перетворення виробників ВДЕ на ринкових гравців;
- Дозволити гнучке формування балансуєчих груп ВДЕ, що відповідають вимогам «зеленого» тарифу, замість обов'язкової участі в одній єдиній балансуєчій групі «Гарантованого покупця»;
- Запровадити динамічну компенсацію виробникам ВДЕ за часом доби, у рамках схеми підтримки на основі результатів аукціонів.

Ще одним важливим типом гравців ринку, який наразі не представлений на українському ринку, є агрегатори. Агрегатори відіграють важливу роль, дозволяючи малій розподіленій генерації (занадто малій для прямої самостійної участі), об'єднатись у достатньо великий портфель та отримати доступ до ринку. Агрегатори (наприклад, віртуальні електростанції) дозволяють мобілізувати прихований резерв у системі та надавати раніше недоступні або необліковані послуги. Законодавці можуть розглянути можливість надання спеціального визначення в законодавстві України щодо діяльності з агрегації та відповідних прав сторін, які беруть участь у договорах про агрегацію.

**Запропонований варіант процесу прийняття рішень для надання операторам систем права на володіння та управління системами накопичування енергії в Україні**



# Оподаткування CO<sub>2</sub> в Україні

З метою боротьби зі зміною клімату український уряд обговорює нові інструменти щодо оподаткування викидів вуглекислого газу.

Одним з обговорених інструментів є оподаткування викидів CO<sub>2</sub> із видобувної промисловості (беручи паливо за основу), тобто оподаткування виробництва та імпорту первинної енергії. У цьому випадку платниками податку є виробник або імпортер енергоносія. У порівнянні з оподаткуванням наступних елементів ланцюга доданої вартості, оподаткування видобутку має декілька переваг. По-перше, воно вирішує існуючі проблеми зі слабким звітуванням великих забруднювачів щодо викидів CO<sub>2</sub>. По-друге, податкову базу для видобувної промисловості можна легше імплементувати. Наприклад, тонни вугілля, що доставляється з шахти, вимірюються легше, ніж обсяг вугілля, яке спалює станція. По-третє, на відміну від оподаткування переробної галузі, будь-які втрати в процесі перетворення первинної енергії у вторинну (електроенергію та тепло), теж підлягатимуть оподаткуванню, а отже не будуть заохочуватися.

LCU розраховує щорічні надходження для двох варіантів дизайну оподаткування: Хоча **варіант I** передбачає рівномірний коефіцієнт викидів – 3 т CO<sub>2</sub> на тону палива, **варіант II** враховує конкретні коефіцієнти викидів на основі вмісту CO<sub>2</sub> на одиницю енергії (ТДж) для кожного виду палива (відповідно до МГЕЗК 2006) та припущення щодо калорійності одиниць об'єму палива. Ми демонструємо, що уряд міг би отримувати податкові надходження від 5,6 до 6,1 млрд грн на рік. Ці оцінки базуються на енергетичному балансі за 2017 рік та на передбачуваній ставці податку в розмірі 1 євро за тону CO<sub>2</sub> (~ 27 грн / т CO<sub>2</sub>). Ця ставка податку була би більш ніж удвічі більшою за поточну ставку в розмірі 0,40 євро / т CO<sub>2</sub> (10 грн / т CO<sub>2</sub>), але все ще буде значно нижчою від поточної ціни в ЄС – близько 25 євро / т. У цьому аналізі були розглянуті наступні види первинної енергії: вугілля та торф, сира нафта, нафтопродукти та природний газ.

## Оцінка податкових надходжень для варіанту I\* та II†

Енерго-носіє	ЗППЕ, тис. т н.е.	ЗППЕ, т палива	Коефіц. викидів, т CO <sub>2</sub> / т палива	Оподатк. викидів, млн т CO <sub>2</sub>	Податк. надходж., млн грн
Вугілля та торф	26,000	43,700	3* 2.4†	131* 107†	3,500* 2,900†
Природний газ	25,000	20,000	3* 2.9†	60* 58†	1,600* 1,600†
Сира нафта	3,000	3,000	3* 3.1†	9* 9†	200* 300†
Нафто-продукти	10,000	9,400	3* 3.1†	28* 29†	800* 800†
Невикопні	26,000	-	-	-	-
<b>Загалом</b>	<b>90,000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>228*</b> <b>204†</b>	<b>6,100*</b> <b>5,600†</b>

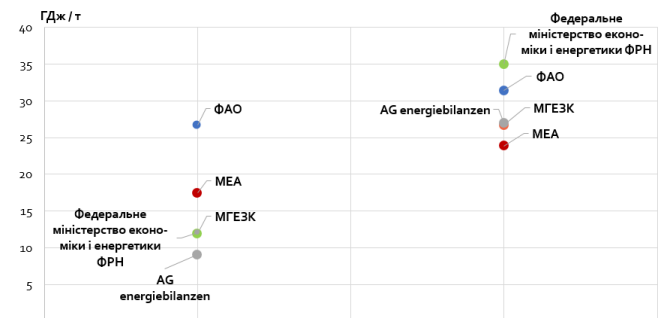
Джерела: Держстат, МГЕЗК 2006, ООН, Агентство з навколишнього середовища (ФРН)

Найбільше зростання цін внаслідок оподаткування викидів в розмірі 1 євро / т CO<sub>2</sub> прогнозується для вугілля (від +3,5 до +4,3%), тоді як підвищення цін на моторне пальне, електроенергію, природний газ та тарифів на централізоване опалення буде помірнішим (між +0,2 і +2,7%). Внаслідок запровадження податку на викиди

вуглецю, виробники невикопної електроенергії можуть фактично отримати прибуток, якщо оптові ціни ще не досягли відповідних цінових обмежень. Надалі ми детально пояснюємо ці дві опції оподаткування CO<sub>2</sub> та їх вплив на ціни.

У таблиці відображені результати нашого аналізу. Рівномірні коефіцієнти викидів для варіанту I встановлюються на рівні 3, тоді як коефіцієнти для варіанту II виражаються в тонах CO<sub>2</sub> на тону палива для кожного енергоносія. Вугілля та торф мають менші викиди на одиницю об'єму через меншу енергоємність, тоді як інші види первинної енергії близькі до коефіцієнту 3. Порівняння оподатковуваних викидів в обох варіантах показує, що їх загальна вартість збільшується в основному за рахунок більшого коефіцієнта викидів з вугілля та торфу. Як результат, уряд отримав би більші податкові надходження, застосовуючи рівномірний коефіцієнт викидів (6,1 млрд грн проти 5,6 млрд грн). Важливо зауважити, що податкові надходження для варіанту II сильно залежать від енергоємності палива. Наприклад, калорійність вугілля значно відрізняється в залежності від його типу та походження. На графіку нижче зображено стандартні показники калорійності бурого вугілля та антрациту, виражені у ГДж / т за підрахунками різних організацій.

## Приблизна калорійність вугілля



Більш високе навантаження на вугілля за рахунок рівномірного коефіцієнта викидів також демонструється шляхом перекладання додаткових витрат на споживачів. Зростання ціни на вугілля є вищим для варіанта I, ніж для варіанта II (+4,3% проти +3,5%), тоді як обидва варіанти оподаткування CO<sub>2</sub> мають незначний вплив на споживчі ціни на неетильований бензин, дизельне паливо, природний газ та тепло – від +0,2% до +0,7%. Більший вплив на споживчі ціни на електроенергію має варіант I, за якого вони зростають від +1,5 до +2,7%. Варіант II призведе до більш помірнього зростання споживчих цін на електроенергію, а саме від +1,2% до +2,2%.

Податок на викиди у розмірі 1 євро / т CO<sub>2</sub> також вплине на доходи виробників електроенергії. В Україні оптові ціни на електроенергію встановлюються щогодини – за електростанцією, яка визначає ціну при маржинальному ціноутворенні, тобто генеруючою установкою з найвищими змінними витратами, яка ще потрібна для задоволення попиту в конкретну годину. Зазвичай цією установкою є ТЕС із низькою ефективністю. Оподаткування CO<sub>2</sub> збільшує граничні витрати цих

станцій і, таким чином, оптові ціни. Як наслідок, доходи для всіх виробників збільшуються, оскільки споживачі платять більш високі ціни. Загалом, податок на викиди двоокису вуглецю збільшить витрати на електроенергію приблизно на 2%, або 5,2 млрд грн відповідно. Однак податкові надходження (1,7 млрд грн) обмежуються часткою вугілля та природного газу в генерації. Це означає значну прибутковість у 3,5 млрд грн для виробників, що не спричиняють викиди CO<sub>2</sub>, таких як АЕС та великі ГЕС. Однак обмеження цін на електроенергію можуть запобігти перекаданню тягаря оподаткування викидів CO<sub>2</sub> на плечі споживачів.

### Вплив на споживчі ціни для варіантів I\* та II\*

Паливо	Вміст CO <sub>2</sub> на тону первинного палива	Одиниця	Ціна	Вміст CO <sub>2</sub>	Податок CO <sub>2</sub>	Δ ціни
	т CO <sub>2</sub> / т палива		грн	кг на одиницю	грн на одиницю	%
Неетил. бензин	3.0*	на літр	28	2.3*	0.1*	+0.2%*
	3.1†			2.3†	0.1†	+0.2%†
Дизель	3.0*	на літр	29	2.5*	0.1*	+0.2%*
	3.1†			2.6†	0.1†	+0.2%†
Природний газ	3.0*	на 1000 куб. м	8,383	2,100*	56.7*	+0.7%*
				2,047†	55.3†	+0.7%†
Вугілля	3.0*	на тону	1,900	3,000*	81.0*	+4.3%*
				2,448†	66.1†	+3.5%†
Тепло	3.0*	на Гкал	1,300	204*	5.5*	+0.4%*
				2.8†	204†	5.5†
Електроенергія	3.0*	на МВт·год	1,250	1,239*	33.5*	+2.7%*
				2.4†	1,011†	27.3†
Електроенергія	3.0*	на МВт·год	2,240	1,239*	33.5*	+1.5%*
				2.4†	1,011†	27.3†

Одиниці вимірювання: неетильований бензин (липень 2019 р., з ПДВ); дизель (липень 2019 року, з ПДВ); природний газ (середня ціна для домогосподарств на I півріччя 2019 року, з ПДВ, і середня ціна для побутових споживачів на I півріччя 2019 року, з ПДВ); вугілля (імпорт ДТЕК, ціна «Роттердам», середина 2019 року); тепло (типова середня ціна на опалення в 2019 році); електроенергія (середня ціна для домогосподарств на I півріччя 2019 року, з ПДВ, і середня ціна для побутових споживачів на I півріччя 2019 року, з ПДВ)

### Порівняння варіантів

Варіант I з рівномірним оподаткуванням легко реалізувати, оскільки відповідні показники калорійності не потрібні для визначення коефіцієнтів викидів. Однак він дискримінує вугілля, яке оподатковується непропорційно щодо його вмісту вуглецю. Варіант II – це справедливе оподаткування, засноване на фактичному вмісті вуглецю, але непросте, оскільки необхідно встановити правильні значення енергоемності.

Важливо зазначити, що податок на викиди на рівні лише 1 євро / т CO<sub>2</sub> є занадто низьким, щоб змінити поведінку суб'єктів ринку. Однак для українського уряду це спосіб зменшити тиск на дефіцит бюджету. Додаткові податкові надходження можуть бути спрямовані на конкретні цілі,

виходячи з політичних чи юридичних зобов'язань, – для так званого «цільового фінансування». Хоча асигнувань як правової моделі слід уникати, комбінування наборів реформ або реформ із компенсаційними заходами може бути корисним. Наприклад, використання податкових надходжень від податку на CO<sub>2</sub> для подальших цілей екологічної політики може збільшити вплив податкової реформи на довкілля.

### Переваги та недоліки

Варіант I – «Єдине оподаткування»	Варіант II – «Роздільне оподаткування за видом палива»
+ Легко реалізувати та збирати	+ Справдливе оподаткування на основі фактичного вмісту вуглецю
- Вугілля оподатковується непропорційно щодо його вмісту вуглецю	- Необхідно встановити правильні значення енергоемності

Окрім обговорення оподаткування викидів CO<sub>2</sub>, український уряд зараз готує запровадження національної системи торгівлі квотами на викиди парникових газів (СТВ). Національна СТВ для України забезпечить прозорий та ефективний інструмент для скорочення викидів CO<sub>2</sub> при низьких витратах у середньостроковій перспективі. Зрештою, національна СТВ підготувала би Україну до інтеграції в СТВ ЄС (EU ETS).

Даний проект є частиною Міжнародної кліматичної ініціативи (IKI) і фінансується Федеральним міністерством із питань довкілля, збереження природи та радіаційної безпеки (відповідно до рішення Бундестагу ФРН).

Всі результати проекту доступні за адресою: [www.LowCarbonUkraine.com](http://www.LowCarbonUkraine.com).

Ми вдячні за відгуки щодо моніторингового звіту, особливо за коментарі з порадами, як зробити звіт ще більш корисним для підтримки втілення Енергостратегії і сприяння розвитку низьковуглецевої політики в Україні. Будь ласка, зв'яжіться з нами:

[info@LowCarbonUkraine.com](mailto:info@LowCarbonUkraine.com).

Редактор: д-р Георг Захманн

Автори: Роман Ніцович, Богдан Серебренніков, Мануель фон Меттенхайм, Олексій Михайленко, д-р Франк Майсснер, Клеменс Штіве

BE Berlin Economics GmbH | Schillerstraße 59 D-10627 Берлін +49 30 / 20 61 34 64 - 0 | [info@berlin-economics.com](mailto:info@berlin-economics.com) | [Контакти](#)