



dixigroup

ANALYTICS
ON DUTY

ПОЗИЦІЙНА ЗАПИСКА

Виробництво електроенергії з відновлюваних джерел: зміни в системі підтримки та фінансові виклики

Україна як держава повинна забезпечити виконання міжнародно-правових зобов'язань в енергетиці. Зокрема, з положень відповідних договорів (Угоди про асоціацію між Україною та ЄС, Договором про заснування Енергетичного Співтовариства, Паризької угоди) впливає **зобов'язання підтримувати розвиток “зеленої” енергетики та перехід до низьковуглецевої економіки**. Директива 2009/28/ЄС про заохочення до використання енергії, виробленої з відновлюваних джерел, вимагає створення схем підтримки ВДЕ на засадах прозорості, недискримінації, конкуренції та економічної доцільності. Таким чином, **підтримка ВДЕ має бути не даниною моді або підіграванням окремим групам інтересів, а пріоритетом національної енергетичної політики**.

Ситуація, що виникла на ринку електроенергії ще восени 2019 року, була спричинена низкою рішень попередніх складів уряду та парламенту. Ці рішення створили систему “зеленого” тарифу, яку уряд був не в змозі підтримати за допомогою існуючих механізмів, а також уповільнили впровадження більш конкурентної та ефективної системи аукціонів.

У результаті, **на ринку виникли дисбаланси як технічного, так і фінансового характеру**. Існуюча система підтримки ВДЕ призвела до перекосу як у технологіях (бурхливе спорудження сонячних електростанцій на противагу об'єктам біоенергетики, де бракує регуляторних стимулів), так і в системі балансування нестабільної генерації з ВДЕ. Через непродуману систему компенсацій “зеленого” тарифу, з боку “Гарантованого покупця” сформувався борг перед генерацією на ВДЕ у розмірі понад 26,7 млрд грн (станом на 23 жовтня 2020 р.)¹. Як наслідок, багато компаній-операторів опинилися перед ризиком банкрутства.

Меморандум про взаєморозуміння, укладений 10 червня 2020 р. між Кабінетом Міністрів України та іншими державними органами, з одного боку, та інвесторами/виробниками електричної енергії з ВДЕ, з іншого боку, **став важливим кроком для стабілізації ситуації**. Ці домовленості, хоч і не були підтримані всіма представниками бізнесу, є альтернативою спорам в міжнародних арбітражах та втраті Україною інвестиційної привабливості.

Слід відзначити оперативне виконання основних положень меморандуму через прийняття Закону “Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення

¹ Розрахунки DiXi Group за даними «Гарантованого покупця»:
<https://www.gpee.com.ua/main/news?id=342>

умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії". Відповідність більшості його положень меморандуму – це можливість швидкої реалізації домовленостей та стабілізації ситуації в секторі ВДЕ.

Умови закону передбачають реструктуризацію "зеленого" тарифу для вже побудованих і нових станцій в бік скорочення (без пролонгації строку застосування), прискорений графік посилення відповідальності виробників з ВДЕ за небаланси та низку інших рішень (див. Додаток 1).

Зміни передбачають **запровадження граничного (максимального) "зеленого" тарифу** для всіх об'єктів, введених в експлуатацію до 1 липня 2015 р., та всіх інших об'єктів, які після реструктуризації отримають вищу ставку тарифу. Таке нововведення **не відповідає добровільному характеру реструктуризації**. Ставки граничного тарифу, визначені у законі², на етапі розгляду не містили відповідного обґрунтування та розрахунків.

На відміну від пропонованого в початковому законопроекті та меморандумі графіку погашення заборгованості, починаючи з IV кварталу 2020 р. (40% боргу) і до кінця 2021 р., закон передбачає відтермінування на 2021-2022 р. Крім того, порівняно із початковою пропозицією, у законі передбачено поступово знижувати "зелений" тариф (на 2,5%, 30% та 60%)³ для СЕС потужністю 1 МВт та більше. Це не відповідає тексту меморандуму, а відтак є односторонньою ініціативою розробників – вочевидь, для стимулювання девелоперів СЕС подаватись на майбутні "зелені" аукціони.

З іншого боку, частина гравців ринку, зокрема сонячної енергетики⁴, не приєдналася до меморандуму з огляду на потенційну **збитковість проєктів (на різних стадіях девелопменту) після реструктуризації "зеленого" тарифу**, особливо в умовах не продовження строку підтримки та ретроактивного характеру змін. Наприклад, зміна умов підтримки для об'єктів потужністю менше 1 МВт може призвести до їх дефолту (зокрема, для проєктів, закредитованих в українських банках під 15-20%) та негативно вплинути на подальшу децентралізацію енергосистеми, розвиток ніші проз'юмерів.

Іншим наслідком законодавчих змін стала **вразливість деяких інвесторів, які брали кредити під реалізацію проєктів**. Хоча Міненерго домовилось з державними банками та НБУ щодо реструктуризації кредитів, як були надані для проєктів ВДЕ⁵, такі дії не захищають інвесторів, які отримали позики у комерційних або іноземних банках. Крім цього, закон уточнює державні гарантії щодо захисту іноземних інвестицій на період дії "зеленого" тарифу в частині непоширення таких гарантій на зміни у податковому законодавстві. З практики міжнародних арбітражів, зміни податків та зборів зазвичай не є аргументом на користь інвесторів у частині захисту законних очікувань (legitimate expectations) та справедливого і рівного ставлення (fair and equitable treatment), а отже теоретично є непрямим інструментом впливу на виробників ВДЕ.

² На рівні ЗТ для наземної СЕС із встановленою потужністю 10+ МВт, яка введена в експлуатацію до 31 березня 2013 р., зменшений на 15%.

³ Для об'єктів потужністю 1-75 МВт: на 2,5% - до 31.10.2020 р.; на 30% - до 31.03.2021 р.; на 60% - з 01.04.2021; для об'єктів потужністю понад 75 МВт: на 60% – з 01.11.2020 р.

⁴ Зокрема, позиція Українська асоціація відновлюваної енергетики (УАВЕ) полягала у тому, що умови документа враховують інтереси інвесторів, які будують великі об'єкти вітрової генерації, і є дискримінаційними по відношенню до виробників електроенергії на СЕС.

⁵ http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245459010&cat_id=35109,

Таким чином, реструктуризація “зеленого” тарифу не була скрупульозно оцінена з точки зору вигід та витрат⁶ (cost-benefit analysis), а базувалась скоріш на поточній фінансовій та політичній кон’юктурі. Більше того, економічна оцінка має виходити за рамки лише енергетики, та системно оцінювати вплив на національну економіку та окремі її сектори, що також не мало місце. На думку експертів DiXi Group, **кращою основою для реструктуризації був би розрахунок обґрунтованої ставки дохідності** (rate of return), що враховує як кон’юктуру ринку, розвиток технологій та пов’язане із цим здешевлення вартості проєктів, так і характерні для сектору і країни ризики. З іншого боку, рівень коригування не повинен перевищувати законних очікувань інвесторів, оскільки позичальники повинні отримати можливість реструктуризації кредитів в українських банках.

Неочікуваним було і прийняття **правок стосовно підтримки металургії**. Так, законом вводиться поняття “зеленої” електрометалургії, яка має відповідати певним вимогам викидів CO₂ на 1 тону продукції (до 250 кг) та використовувати електродугову технологію виробництва. Така технологія є більш екологічною, однак капіталоємною⁷. Для таких підприємств тариф на передачу буде зменшений на розмір витрат на виконання ОСП спеціальних обов’язків перед виробниками ВДЕ.

На думку ініціаторів такого положення, саме значні інвестиції в більш екологічне виробництво вже є сплаченим внеском в менш вуглецеву економіку, а отже й в “зелену” енергетику. Разом з тим, **підприємства електрометалургії вже є порівняно екологічними та навіть отримували підтримку держави через реалізацію проєктів спільного впровадження у рамках Кіотського протоколу** (див. Додаток 2). Крім того, закон не надає аналогічних ініціатив до переходу на екологічно ефективні методи виробництва для підприємств інших енергоємних галузей, що створює дискримінаційні умови для них.

Водночас, **прийняття згаданих змін буде недостатньо для виходу “Гарантованого покупця” на фінансову сталість** для забезпечення своєчасної оплати “зеленої” електроенергії. За оцінками розробників закону, він дозволить зменшити: 1) прогнозований дефіцит кошторису “Гарантованого покупця” на понад 6,4 млрд грн на рік; 2) видатки за врегулювання небалансів, спричинених виробниками з ВДЕ, на понад 1 млрд грн на рік; 3) сумарний обсяг виплат за “зеленим” тарифом на понад 2 млрд євро до 31.12.2029 р.⁸

Очевидно, що для інвесторів ВДЕ **критично важливими є відновлення платоспроможності “Гарантованого покупця” та швидке погашення заборгованості**, для чого уряд задекларував намір залучати кредити і використовувати інші фінансові інструменти.

⁶ За оцінками учасників ринку, втрачені від зменшення “зеленого” тарифу податкові надходження еквівалентні близько 250-300 євро на рік (тобто 2,5-3 млрд євро до 2030 р., натомість можлива економія для уряду складе близько 2 млрд євро). До потенційних втрачених вигід також можна додати ймовірне зменшення інвестицій у сектор, пов’язаних із наявною турбулентністю, а отже додаткових фіскальних надходжень та створення робочих місць у суміжних галузях.

⁷ Лише 7% сталевих продукції в Україні виготовляється за допомогою електродугового виробництва, в країнах ЄС – 50%.

⁸ <http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc34?id=&pf3511=69138&pf35401=529670>

Серед рішень, що уже прийняті для врегулювання дефіциту "ГарПока", варто відзначити наступні:

- використання частини доходів ОСП (70%) від продажу потужностей міждержавних перетинів⁹, що прямо передбачено законом, причому лише половина з цих коштів спрямовуються на виплати ВДЕ (інша половина – на виплати "Енергоатому");
- перегляд урядом механізму ПСО для населення в частині ціни продажу електроенергії з боку "Енергоатома" та "Укргідроенерго" для "ГарПока" (10 грн/МВт·год)¹⁰;
- надання "Гарантованому покупцю" права продавати електроенергію виробників з ВДЕ на ринку двосторонніх договорів¹¹ (перший аукціон відбувся 5 жовтня¹²).

Інші нетарифні механізми фінансового забезпечення, які поки не схвалені або санкціоновані, включають:

- залучення "Укренерго" кредитів міжнародних фінансових установ¹³ через отримання держгарантій¹⁴ – відповідний законопроект¹⁵, який відкривав шлях до надання державних гарантій для міжнародних кредитів ОСП та/або державних генеруючих компаній, було провалено в ході голосування;
- бюджетні видатки, прямо передбачені законом на рівні як мінімум 20% вартості виробленої "зеленої" електроенергії, що прогнозується "ГарПок" на рівні 60 млрд грн у 2021 році¹⁶ – у проекті держбюджету на наступний рік¹⁷ ці видатки не були закладені; Міненерго передбачає виділення на ці потреби 11,55 млрд грн¹⁸;
- випуск 5-річних ОВДП, який у законі згаданий у контексті задачі для КМУ підготувати відповідний законопроект, – народними депутатами внесено законодавчу ініціативу¹⁹, що передбачає надання права Мінфіну здійснити випуск ОВДП на 8,96 млрд гривень (40% заборгованості "ГарПоку", відповідно до меморандуму) та 10,64 млрд гривень (як джерело забезпечення бюджетних видатків на оплату поточних зобов'язань за серпень-грудень 2020 р.) та пропонує внести відповідні зміни до Державного бюджету на 2020 рік.

При цьому, залучення таких додаткових джерел надходжень матиме свою ціну для українців. Адже **це також борги, які доведеться потім виплачувати, або фінансові ресурси, які були призначені на інші статті бюджетних витрат.** Фінансування ВДЕ виходить за периметр перерозподілу коштів на ринку електроенергії (з надходжень

⁹ <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-IX#Text>

¹⁰ <https://www.gpee.com.ua/main/news?id=398>, <https://www.kmu.gov.ua/news/uryad-udoskonaliv-mehanizm-pso-energoatom-ta-ukrgidroenergo-otrimali-zmogu-prodavati-bilshe-elektroenergiyi-za-vigidnimi-umovami>

¹¹ http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245475066

¹² <https://www.gpee.com.ua/main/news?id=445>

¹³ За даними "Укренерго", мова йде про 128 млн євро (3,8 млрд грн) від ЄБРР та 92 млн євро (2,8 млрд грн) від ЄІБ; Міненерго оцінює обсяг необхідного кредитування на рівні до 10 млрд грн.

¹⁴ http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=71A6035C1894E001AF7F8DEBCA044AB8.app1?art_id=245475520&cat_id=35109

¹⁵ http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=69645

¹⁶ https://www.gpee.com.ua/files/%D0%9F%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B5%D1%86%D1%8C_%D0%93%D0%9F_2020_09_17.pdf

¹⁷ http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=69938

¹⁸ http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=71A6035C1894E001AF7F8DEBCA044AB8.app1?art_id=245475118&cat_id=35109

¹⁹ http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=70054

від тарифу на передачу електроенергії) та частково перекладається на усіх платників податків (замість лише споживачів електроенергії).

Проте, у законі не прописані “компенсатори” цих бюджетних витрат, тобто джерела додаткових доходів або статті, з яких будуть перерозподілені видатки. До прикладу, джерелом надходжень міг би бути вуглецевий податок, який наразі повністю потрапляє до загального фонду держбюджету. Однак, надходження від податку на викиди CO₂ становлять близько 1 млрд грн на рік, і навіть якщо підвищити його ставки у 2-3 рази та повністю спрямувати на виплати ВДЕ та погашення заборгованості, цього не буде достатньо²⁰. Наразі незрозуміло, звідки надходитимуть додаткові фінансові ресурси, а тому існує ймовірність, що держава накопичуватиме нові борги перед виробниками.

З урахуванням цього, експерти DiXi Group бачать наступні кроки в якості найбільш ефективних засобів відновлення фінансової збалансованості схеми підтримки ВДЕ:

1) Перегляд джерел фінансування послуг "ГарПока", передусім врегулювання боргу "Укренерго"

Законом “Про ринок електричної енергії” передбачено, що спеціальні обов’язки для забезпечення загальносуспільного інтересу із збільшення частки виробництва енергії з альтернативних джерел покладаються на “Гарантованого покупця”, постачальників універсальних послуг (ПУП) та Оператора системи передачі (ОСП). Попри те, що серед джерел фінансування “зеленої” енергетики вказані доходи “Гарантованого покупця”, саме тариф на передачу наразі є основним джерелом покриття вказаних спеціальних обов’язків.

Слід зазначити, що останній процес перегляду тарифу - це не бажання ОСП, а **наслідок дефіцитів, які накопичилися на ринку електроенергії, та недоліків існуючого механізму покладання спеціальних обов’язків (ПСО)**. За рішенням НКРЕКП, з 1 серпня 2020 р. тариф на передачу “Укренерго” зріс у 1,5 рази - до 240,2 грн за МВт·год²¹. Це забезпечило додаткові джерела надходжень для виплат ДП “Гарантований покупець” за “зеленим” тарифом, але не вирішило проблему дефіциту коштів “Укренерго” на виконання спеціальних обов’язків.

Влітку 2020 р. ОСП пропонував підвищити тариф до 596,5 грн за МВт·год, а згодом – і до 327,9 грн за МВт·год; нові розрахунки у вересні 2020 р. вказували на потребу переглянути тариф до 640,48 грн за МВт·год у листопаді-грудні 2020 р. та до 501,03 грн/МВт·год з 2021 р.²²; тоді як у листопаді НКРЕКП схвалила підвищення тарифу з 1 грудня 2020 року до 312,76 грн/МВт·год²³.

При перегляді тарифу на передачу електроенергії **важливо знайти баланс між необхідністю підтримки розвитку ВДЕ та інтересами промислових й інших побутових споживачів**, адже зростання тарифного навантаження відобразиться не

²⁰ За оцінками експертів DiXi Group, для покриття 20% нарахувань виробникам ВДЕ з держбюджету при існуючому рівні викидів вуглецю, необхідно підвищити такий податок щонайменше в 11 разів (112 грн/т при існуючій базі оподаткування; 201 грн/т – при оподаткуванні лише викидів сектору енергетики).

²¹ <http://www.nerc.gov.ua/?id=53029>

²² https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/09/2020_Informatsijne_povidomlennya_peredacha_15.09.20.v.2.pdf

²³ <http://www.nerc.gov.ua/?id=54816>, <http://www.nerc.gov.ua/?news=10716>

лише на їх конкурентоздатності (зокрема на зовнішніх ринках), а й на вартості комунальних послуг для населення та всіх інших товарів і послуг, що виробляються в країні. Тариф "Укренерго" повинен бути економічно обґрунтованим, зокрема, з урахуванням його мультиплікаційного ефекту. Це дозволить передбачувано та неупереджено (спів)фінансувати дотування ВДЕ.

Інші способи врегулювання виплат "Укренерго" на користь "ГарПока" (спрямування частини доходів від розподілу потужності міждержавних з'єднань, залучення кредитів під держгарантії) **не є сталими, оскільки негативно впливають на фінансовий стан ОСП**, відбирають ресурси, що могли би бути спрямовані на модернізацію об'єктів системи передачі, посилення операційної безпеки та стратегічний розвиток. Запропоновані ж рішення, які впливають на систему публічних фінансів, в тому числі прямі бюджетні видатки, боргові інструменти (ОВДП) – недоцільно розглядати як постійне джерело коштів.

У майбутньому оптимальним шляхом врегулювання проблеми буде **виключення складової підтримки ВДЕ з тарифу на передачу та монетизація такої підтримки через спеціальну надбавку до ціни на електроенергію**. Такий підхід дозволить солідарно розподілити фінансове навантаження, пов'язане із "зеленим" енергетичним переходом, на всіх споживачів.

У довгостроковій перспективі доцільним буде впровадження механізму, який надавав би можливість гарантовано отримувати енергію з відновлюваних джерел. Це можуть бути певні сертифікати походження електроенергії з ВДЕ із зобов'язаннями для постачальників. Такий механізм успішно діє у США (Renewable Energy Certificates), у ЄС (Guarantees of Origin) та інших країнах. Звичайно, такий інструмент матиме попит на стадіях більшої зрілості ринку, коли ціна на "зелену" енергію знизиться.

Закон №810-IX вже передбачає розробку законопроекту про надання права виробникам з ВДЕ виходити з балансуєчої групи "ГарПока" та вільно продавати електроенергію на ринку (з компенсацією різниці між "зеленим" тарифом або аукціонною ціною та ринковою ціною). **Механізм договорів на різницю (contracts for difference) дозволить зменшити залежність від фінансів "ГарПоку"²⁴ і може бути проміжним етапом до моменту повноцінної участі в ринку всіх виробників з ВДЕ**. Інший механізм, який можна запроваджувати вже зараз – двосторонні договори з покупцями (corporate PPAs), які готові купувати "зелену" електроенергію за ціною вище ринкової.

2) Приведення регульованих цін для населення до ринкового рівня

Підхід до ціноутворення для побутових споживачів має відображати повну економічну вартість виробництва, транспортування та постачання електроенергії (cost-reflective pricing), в т.ч. подальшу відмову від перехресного субсидування. Наразі ж **ціни на електроенергію є однаковими для всіх категорій населення і не змінювались з 1 березня 2017 року**. Тобто нинішня модель ПСО передбачає захист не лише економічно вразливих, а й заможних споживачів, що видається економічно невиправданим. До того ж, в Україні вже тривалий час діє подвійна система соціального захисту – регульовані ціни на електроенергію та адресна допомога (житлові субсидії).

Згідно з найкращою європейською практикою, **доцільно поступово приводити ціни для населення до ринково обґрунтованого рівня, а економічно вразливих споживачів підтримувати через прямі монетизовані субсидії** для оплати енергоносіїв та інших

²⁴ <https://www.epravda.com.ua/columns/2020/08/20/664222/>

комунальних послуг. Першим кроком до такої дерегуляції може стати скасування пільгового блочного тарифу за перші 100 кВт·год на місяць для побутових споживачів з одночасним визначенням критеріїв соціально вразливих категорій, що потребують адресного субсидювання²⁵; другим - прийняття програми поступового приведення цін до ринкового рівня.

За попередніми оцінками DiXi Group станом на літо 2020 року, при одномоментній разовій відміні діючого механізму ПСО та приведенні цін для населення до ринкового рівня, середня ціна для домогосподарств у торговій зоні ОЕС України становила би близько 2,4 грн за кВт·год, а в зоні Бурштинського острова - 2,66 грн за кВт·год²⁶. При цьому, за різними регіонами ціна могла би варіюватись від 2,02 (м. Київ) до 3,04 (Луганська обл.) грн за кВт·год.

Такий підхід сприятиме поступовій нормалізації роботи ринку, забезпечуватиме коректні цінові сигнали для інвесторів і споживачів та більш раціональну економічну поведінку всіх учасників ринку. Нарешті, це дозволить посилити конкуренцію на оптовому та роздрібному сегментах ринку, запровадити можливість вибору і зміни постачальника побутовими споживачами, що у свою чергу може принаймні стримувати зростання роздрібних цін на електроенергію.

3) Перехід від товарної до фінансової моделі ПСО (фПСО)

Зміни полягатимуть у переході від фізичної передачі електроенергії між учасниками ринку, на яких покладені спеціальні обов'язки (коли встановлений обсяг електроенергії продається державними виробниками за фіксованими цінами, що нижчі за ринкові), до прямих фінансових розрахунків (коли державні виробники будуть продавати енергію за ринковими цінами та компенсувати постачальникам різницю між ринковою ціною та фіксованою ціною для населення)²⁷. Це дозволить **не лише вільний продаж усієї виробленої електроенергії “Енергоатома” та “Укргідроенерго” на всіх сегментах ринку, а й більш оперативне отримання коштів “Гарантованим покупцем”**.

Проект фПСО, погоджений із Секретаріатом Енергетичного Співтовариства, має бути якнайшвидше доопрацьований Міненерго та представлений для обговорення²⁸. Сам перехід до фПСО має відбутися за дотримання кількох критеріїв, у т.ч. ефективного моніторингу ринку двосторонніх договорів, змін до Правил ринку щодо деконцентрації (обсяги/лоти, що виставляються на продаж), ретельного моніторингу діяльності постачальників універсальних послуг (ПУП) і безумовного виконання договорів.

²⁵ За оцінками USAID Проекту енергетичної безпеки, кількість таких домогосподарств складає 3,6 млн

²⁶ Оцінка ринкових цін для населення може змінюватись у відповідності до динаміки закупівельних цін електроенергії постачальниками на оптових сегментах ринку, а також при зміні інших фіксованих компонентів роздрібної ціни (тарифів на передачу, розподіл, постачання).

²⁷ <https://www.facebook.com/usaidesp/posts/1350203955173405>

²⁸ <https://www.kmu.gov.ua/news/olga-buslavcev-obgovorila-z-sekretariatom-energetichnogo-spivtovaristva-pitannya-stabilizaciyi-situaciyi-v-energetici>, <http://reform.energy/news/nkreku-otstavaet-finansovuyu-model-pso-na-rynke-elektroenergii-soglasovannuyu-s-sekretariatom-energosoobshchestva-15151>

Зміна умов підтримки ВДЕ, передбачена законом, може на певний період пригальмувати (якщо не зупинити) розвиток сектору. Відтак, політика щодо підтримки “зеленої” енергетики має враховувати інші важливі питання:

1) Вдосконалення дизайну аукціонів з розподілу квоти підтримки

Нещодавні зміни до Закону “Про альтернативні джерела енергії” передбачають низку змін у частині організації та проведення аукціонів. Зокрема, встановлення річних квот підтримки у певних регіонах та зменшення мінімальної частки їх обов’язкового розподілу за окремими технологіями (до 10%) створює **можливість підтримувати проєкти з мінімальним впливом на роботу енергосистеми, посилювати її гнучкість** через ВДЕ (напр., балансування через біоТЕС) та спрямування квоти в області з дефіцитом генеруючих потужностей (і/або обмежувати квоти для областей з профіцитом).

Встановлення обмеження на максимальну потужність об’єкта на відповідному аукціоні та дозвіл на участь в аукціонах проєктів СЕС, розміщених на дахах та/або фасадах будівель та інших капітальних споруд, – сприятимуть **децентралізації енергосистеми та скороченню втрат при передачі електроенергії, а також розвитку малого та середнього бізнесу у сфері ВДЕ.**

З іншого боку, виключення критерію мінімальної кількості аукціонів на рік або граничних календарних термінів їх проведення теоретично може дозволити уряду взагалі не планувати їх. Відтермінування першого аукціону і оголошення квот підтримки, ймовірно, спричинене низькою економічною активністю під час пандемії COVID-19, а також стурбованістю інвесторів через нещодавню зміну правил гри, що поки не стабілізувала розрахунки. Сукупно це може призвести до низького інтересу до участі в аукціонах та, як наслідок, слабкої конкуренції, а отже потенційного програшу для кінцевого споживача. Це також розширює період невизначеності для всієї галузі ВДЕ, адже аукціони мали бути проведені раніше, як це передбачено чинним законом, – із грудня 2019 року.

Встановлення граничних значень для цінових пропозицій (bid cap)²⁹ може мати як позитивні, так і негативні наслідки. Проте, ключовим питанням є **критерії, на основі яких були встановлені bid caps – на нашу думку, вони мають бути прозорими та враховувати економічно обґрунтовану ставку дохідності для відповідних технологій.** У даному контексті важливими факторами є ризики (у т.ч. регуляторні)³⁰ та вартість доступу до боргового фінансування. Обмеження для інших, ніж СЕС і ВЕС, технологій може негативно вплинути на розвиток біоенергетики, яка значно відстає від цілей Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (на 01.01.2020 р. встановлено лише 17% запланованих потужностей).

2) Запуск механізму компенсації виробникам з ВДЕ у випадку системних обмежень

НКРЕКП затвердила проєкт змін до Правил ринку щодо компенсації невідпущеної електроенергії для виробників, що здійснюють продаж за “зеленим” тарифом або аукціонною ціною, а також методику обрахунку обсягу таких обмежень³¹. Регулятор пропонує, щоб компенсацію здійснював ОСП через механізм балансуєчого ринку (крім

²⁹ Для СЕС та ВЕС - на рівні 9 євроцентів/кВт·год (до 31.12.2024 р.) та 8 євроцентів/кВт·год (з 01.01.2025 р.); для інших технологій - 12 євроцентів/кВт·год.

³⁰ До прикладу, через підвищення регуляторних вимог у травні 2019 р. в Німеччині на аукціонах було розподілено лише 45% виставлених квот.

³¹ <http://www.nerc.gov.ua/?id=51838>

випадків надання диспетчерських команд у разі системних обмежень, що є наслідком дії обставин непереборної сили). Тим часом, “Укренерго” запроваджує систему керування обмеженнями для генерації з ВДЕ, яка спрощує обмін інформацією та дозволяє керувати профіцитом електроенергії³². **Своєчасне впровадження такого механізму дозволить уникнути непрогнозованих недоотриманих доходів у бізнес-планах інвесторів ВДЕ.**

3) Заходи з технічної інтеграції ВДЕ в енергосистему України

Комплекс можливих рішень включає проведення конкурсів щодо будівництва маневрових генеруючих потужностей та здійснення заходів з управління попитом, розвиток систем акумулювання та “розумних” мереж, а також удосконалення технологій прогнозування погодних умов та прогнозування виробництва електричної енергії з ВДЕ. Іншим потенційним інструментом є редиспетчеризація, причому не тільки для сектору ВДЕ, а для всіх видів генерації. Не останню роль відіграє планування розвитку ВДЕ, місць розташування та приєднання об’єктів у контексті кращого планування розвитку мереж передачі та розподілу електроенергії.

Використання таких методів дозволить **посилити операційну безпеку ОЕС України** та не припиняти (обмежувати) видачу технічних умов на приєднання установок виробників електроенергії з ВДЕ. Також важливо своєчасно ввести відповідальність виробників за небаланси, відповідне регулювання має бути запроваджене з початку 2021 року без затримок.

4) Скасування субсидій на викопні джерела енергії, запровадження ефективного податку на викиди CO₂

Поступове усунення субсидій та введення достатньо високого податку на викиди у складовій собівартості електроенергії вугільних (та інших джерел енергії викопного походження) ТЕС, найімовірніше, матиме **позитивний вплив на бізнес-кейс проєктів ВДЕ при прийнятті інвестиційних рішень і створить можливість реалізації електроенергії з ВДЕ без дотування**. Ці кроки створили би можливість акумулювання частини коштів (напр., через цільові фонди) та розробки відповідних механізмів для підтримки ВДЕ, в т.ч. дрібної розподіленої генерації.

Запровадження такого механізму також важливе з огляду на реалізацію ЄС нової стратегії “Європейський зелений курс” (European Green Deal). Зокрема, цей документ передбачає запровадження механізму вуглецевого коригування імпорту (carbon border adjustment mechanism)³³, що може значно ускладнити експорт електроенергії та енергоємних товарів з України до ЄС, а також мати вплив на конкурентоспроможність експортоорієнтованих галузей української економіки³⁴.

³² <https://ua.energy/renewables/ukrenergo-testuye-systemu-keruvannya-obmezhennyamy-vde/>

³³ Публічні консультації в ЄС щодо механізму вуглецевого коригування імпорту почались у липні 2020 р., з подальшим впровадженням відповідних законодавчих ініціатив у II кварталі 2021 р.

³⁴ Станом на 2019 р., енергоємність ВВП промислової продукції в Україні більш ніж учетверо вища за аналогічний середній показник у ЄС.

Додаток 1. Огляд змін до законодавства щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з ВДЕ

За час опрацювання законопроекту №3658, до нього надійшла 1281 поправка від народних депутатів, 30 з яких враховані (у тому числі редакційно та частково), а решта – відхилені. Відносно прийнятого у першому читанні законопроекту, у прийнятому Законі №810-IX включено деякі відмінні положення та доповнення:

- Введено поняття підприємства «зеленої» електрометалургії, критерії кваліфікації та період дії положення (правки н.д. Д. Кисилевського).
- Передбачається видатки державного бюджету на фінансову підтримку «Гарантованому покупцю» для оплати електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел, відповідно до бюджетних запитів Міненерго та на підставі рахунків, наданих НКРЕКП, у розмірі не менше 20% виробництва електроенергії з ВДЕ відповідно до прогнозованого енергетичного балансу у відповідному році (правки н.д. А. Геруса). Таким чином, фінансування ВДЕ виходить за периметр перерозподілу коштів на ринку електроенергії (з надходжень від тарифу на передачу електроенергії та доходів «ГарПока») та частково перекладається на платників податків.
- Внесено правки щодо гарантії іноземних інвестицій на період дії «зеленого» тарифу щодо непоширення таких гарантій на зміни у податковому законодавстві.
 - З практики міжнародних арбітражів зміни податків та зборів зазвичай не є аргументом на користь інвесторів у частині захисту «законних очікувань» (legitimate expectations) та справедливого і рівного ставлення (fair and equitable treatment, FET). Цю правку можна пов'язувати не лише з потенційними фіскальними змінами, але й із уже запропонованим НКРЕКП акцизом на електроенергію з ВДЕ, про що зазначали представники Регулятора під час засідань щодо зміни тарифу на передачу електроенергії у червні-липні 2020 р.
- Збільшено можливий максимальний розмір надбавки до «зеленого» тарифу до 20% за умови використання обладнання українського обладнання з часткою 70% та більше протягом перших 6 років експлуатації об'єкта ВДЕ (надалі надбавка до 10%).
- Збережено чинну норму щодо обмеження частки кінцевого бенефіціара, який має право отримати не більше 25% обсягу річної квоти підтримки на відповідний рік (у 1-му читанні було запропоновано 35%).
- Продовжено термін pre-PPA по «зеленого» тарифу для об'єктів біоенергетики до 01.01.2023 р.
- Збільшення граничного розміру потужності об'єктів ВДЕ приватних домогосподарств із 30 кВт до 50 кВт, за якими є обов'язок викупу електроенергії за "зеленим" тарифом після вирахування власного споживання, а також зазначено пріоритетність таких оплат у кожному розрахунковому періоді.
- 70% коштів, отриманих оператором системи передачі (НЕК "Укренерго") від розподілу пропускної спроможності міждержавного перетину станом на 01.07.2020 р., використовуються на погашення заборгованості перед «Гарантованим покупцем» за надані послуги із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел. З цих коштів, 50% «Гарантований покупець» зобов'язаний перерахувати ДП "Енергоатом", ще 50% - виробникам ВДЕ.
- Пропонується розробити законопроект щодо відшкодування заборгованості (станом на 01.08.2020 р.) перед виробниками ВДЕ протягом 2021-2022 рр. шляхом випуску ОВДП з терміном обігу 5 років.
- Зафіксовано розмір «зеленого тарифу», відповідальність за небаланси та терміни погашення заборгованості «Гарантованого покупця» (див. таблицю).

Вид енергії	Встановлена потужність об'єкта	Період введення в експлуатацію об'єкта	Пропонований розмір скорочення згідно з меморандумом між представниками інвесторів та КМУ (та пов'язаних урядових структур) ³⁵	текст проєкту Закону №3658	текст Закону України №810-IX
1. Скорочення «зеленого» тарифу					
1.1. введені в експлуатацію з 01.01.2020					
СЕС	≥ 1 МВт	01.01.2020 – 31.07.2020	Виробники ВДЕ приймають умови обмеження строків введення нових об'єктів СЕС за "зеленим" тарифом до 31.07.2020	2.5%	-
		з 01.08.2020		60%	
	≥1<75 МВт	01.01.2020 – 31.10.2020		-	2.5%
		01.11.2020 – 31.03.2021			30%
	≥75 МВт	з 01.04.2021		60%	
		з 01.11.2020		60%	
	<1 МВт	з 01.01.2020		2.5%	-
не вказано	з 01.01.2020	2.5%	-		
ВЕС	не вказано	з 01.01.2020	2.5%	-	
1.2. введені в експлуатацію до 31.12.2019					
СЕС	≥ 1 МВт	01.07.2015 – 31.12.2019	15%		
СЕС	<1 МВт	01.07.2015 – 31.12.2019	10%	7.5%	
ВЕС	≥ 2 МВт (одиночно встановлена)	01.07.2015 – 31.12.2019	7.5%		
усі види	не вказано	до 30.06.2015	граничний (максимальний) "зелений" тариф на рівні тарифу, встановленого для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними	граничний (максимальний) "зелений" тариф, що дорівнює "зеленому" тарифу, встановленому	граничний (максимальний) "зелений" тариф дорівнює "зеленому" тарифу, встановленому

³⁵ Меморандум не розповсюджується на споживачів електричної енергії, у тому числі енергетичні кооперативи та приватні господарства, генеруючі установки яких виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії та для яких на дату підписання меморандуму встановлено "зелений" тариф

			об'єктами електроенергетики, встановлена потужність яких перевищує 10 МВт і які введені в експлуатацію до 31 березня 2013 р. включно, зменшений на 15 відсотків. Якщо "зелені" тарифи для об'єктів електроенергетики з урахуванням вищезазначених умов реструктуризації перевищують граничний "зелений" тариф, "зелені" тарифи для таких об'єктів знижуються до рівня граничного "зеленого" тарифу.	для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики, встановлена потужність яких перевищує 10 МВт, які введені в експлуатацію до 31 березня 2013 року включно, помноженому на понижуючий коефіцієнт 0,85.	для електроенергії, виробленої з енергії сонячного випромінювання наземними об'єктами електроенергетики встановленою потужністю більш як 10 МВт, що введені в експлуатацію до 31 березня 2013 року включно, помноженому на понижуючий коефіцієнт 0,95.
--	--	--	---	---	--

2. Відповідальність за небаланси

Меморандум	текст проєкту Закону №3658	текст Закону України №810-ІХ
Відповідальність виробників ВДЕ за небаланси: 50% - з 01.01.2021; 100% - з 01.01.2022	<p>1) для виробників ВДЕ, потужність об'єктів яких перевищує 1 МВт до 31.12. 2020— 0%; з 1.01.2021 року – 50%; з 1.01.2022 року – 100%;</p> <p>2) для виробників ВДЕ, потужність об'єктів яких не перевищує 1 МВт: до 31.12. 2020 – 0%; з: 1.01.2021 року – 10%; 1.01.2022 року – 20%; 1.01.2023 року – 30%; 1.01.2024 року – 40%; 1.01.2025 року – 50%; 1.01.2026 року – 60%; 1.01.2027 року – 70%; 1.01.2028 року – 80%; 1.01.2029 року – 90%; 1.01.2030 року – 100%</p>	

Розмір допустимої можливої похибки при прогнозуванні для ВЕС - 10%; СЕС – 5%

3. Терміни погашення заборгованості гарантованого покупця перед виробниками ВДЕ

Меморандум	текст проєкту Закону №3658	текст Закону України №810-ІХ
40% у ІV кварталі 2020 р., по 15% щокварталу у 2021 р.		протягом 2021-2022 рр. шляхом випуску ОВДП

Додаток 2. Проєкти спільного впровадження у металургійній промисловості в рамках Кіотського протоколу

Підприємство	Спільний проєкт	Залучені для реалізації кошти, тис. дол. США	Скорочення викидів у 2008-2012 рр., еквівалент 1 т CO ₂	Паспорт проєкту
Електродугове виробництво сталі				
Електросталь	Будівництво електросталеплавильного виробництва	N/A	1570285	https://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/4THB9WT0PK6F721UQA5H6PTHZEXT4C/details
Енергомашпецсталь ³⁶	Програма підвищення енергоефективності	40,2		http://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/YOUSNWZU9QFKA57O4JCZ5391FTGK5/details
Доменне виробництво сталі				
Дніпровський металургійний комбінат	Технічне переозброєння аглодоменного виробництва	20	3526662	http://www.carbonunitsregistry.gov.ua/en/publication/281
Дніпровський металургійний комбінат	Спорудження двох сортових МНЛЗ і двох установок піч-ковш	20	1770205	http://www.carbonunitsregistry.gov.ua/en/publication/277
Азовсталь	Впровадження заходів з енергоефективності	N/A	4123407	https://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/SH8R5WAZQ92CWBIXEZPJMSGCVXT2KS/details
Єнакієвський металургійний завод	Впровадження заходів з енергоефективності	N/A	1749295	http://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/FX1G65CCXNL6DMJKCKODRF3QL2Z3EF/details
Донецьксталь-металургійний завод ³⁷	N/A	N/A		https://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/CCTIDAF9UUF942RRWVV5D0NCO5GJOI/details
АрселорМіттал Кривий Ріг	Інвестиційна програма підвищення енергоефективності	20	354626	https://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/JQ756K3VCDKV3E8T8G4GGFNP4C4IDC/details

³⁶ Електродугове обладнання радянського періоду

³⁷ Не введений в експлуатацію

Алчевський металургійний комбінат	Технічне переозброєння та модернізація	N/A	3893882	http://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/V75OZ8TQOFTB325LEDMXE2628ZD548/details
Алчевський металургійний комбінат	Технічне переозброєння та модернізація	20	3377745	http://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/SH71YMI81FDOBHK65V7RHU1AOSQCX1/details
Алчевський металургійний комбінат	Впровадження нової системи утилізації відхідного тепла на алчевському коксохімічному заводі		913794	https://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/1D4N29Y8OQJEF2BPYY0WSRW4WWDWGT/details
Алчевський металургійний комбінат	Технічне переозброєння аглодоменного виробництва	20	9246556	https://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/SH71YMI81FDOBHK65V7RHU1AOSQCX1/details
Запоріжсталь	Підвищення енергоефективності сталеплавильного і агломераційного виробництв	20	434176	http://ji.unfccc.int/JIITLProject/DB/JOQRPTLWUXD0B7CWP2ZLYT47D3YXW1/details

Згадки у ЗМІ щодо продажу квот:

- «ІСТІЛ Україна» (ДЕМЗ)³⁸
- «Інтерпайп Сталь»³⁹

³⁸ <https://www.epravda.com.ua/publications/2007/02/14/152431/>

³⁹ <https://www.epravda.com.ua/publications/2007/02/28/151911/>