



# Посилення України шляхом децентралізації енергетичної системи

Дорожня карта збільшення використання  
розподілених енергетичних ресурсів в Україні  
до 2030 року

International  
Energy Agency



# INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

---

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 32 Member countries, 13 Association countries and beyond.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA.  
International Energy Agency  
Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)

## IEA Member countries:

Australia  
Austria  
Belgium  
Canada  
Czech Republic  
Denmark  
Estonia  
Finland  
France  
Germany  
Greece  
Hungary  
Ireland  
Italy  
Japan  
Korea  
Latvia  
Lithuania  
Luxembourg  
Mexico  
Netherlands  
New Zealand  
Norway  
Poland  
Portugal  
Slovak Republic  
Spain  
Sweden  
Switzerland  
Republic of Türkiye  
United Kingdom  
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

## IEA Association countries:

Argentina  
Brazil  
China  
Egypt  
India  
Indonesia  
Kenya  
Morocco  
Senegal  
Singapore  
South Africa  
Thailand  
Ukraine



# Анотація

Дорожня карта МЕА *"Посилення України шляхом децентралізації енергетичної системи"* окреслює шлях до відновлення та модернізації енергетичного сектору України на тлі постійних атак на її енергетичну інфраструктуру.

Після повномасштабного вторгнення Росії в Україну в лютому 2022 року майже дві третини диспетчерських потужностей України було окуповано, пошкоджено або зруйновано. У звіті підкреслюється, що розподілені енергетичні ресурси (РЕР) є життєво важливим рішенням для подолання дефіциту електроенергії, яке одночасно підвищує енергетичну безпеку, стійкість та маневреність України. Розподілені енергоресурси, такі як сонячна та вітрова енергія, акумуляторні станції та малі модульні газові турбіни дозволяють виробляти електроенергію на місцевому рівні, зменшуючи при цьому вразливість до цілеспрямованих атак. Аналіз МЕА показує, що різнопланове поєднання РЕР пропонує економічно ефективний та стійкий шлях для відновлення енергосистеми України.

Невідкладні заходи включають розгортання малих газових турбін та РЕР, таких як сонячні фотоелектричні модулі та акумулятори, для подолання прогнозованого зимового дефіциту електроенергії у 6 ГВт у 2024/2025 роках. Рух до більшого рівня децентралізації у виробництві електроенергії також може допомогти Україні в досягненні довгострокових цілей декарбонізації, визначених Національним планом з енергетики та клімату до 2030 року та Енергетичною стратегією до 2050 року. Дорожня карта також містить сім ключових політичних рекомендацій для України щодо побудови більш стійкої та сучасної енергосистеми шляхом формування бачення децентралізації та зміцнення нормативно-правової бази, механізмів координації, ринків електроенергії та відповідних технічних вимог.

# Подяки, автори та джерела

Цей звіт підготували та скоординували Крейг Харт, енергетичний аналітик, і Талія Ватман, менеджер Каспійсько-Чорноморської програми, під керівництвом Пабло Хевія-Коха, керівника підрозділу RISE, і Алі Аль-Саффара, керівника відділу EMAL.

Основними авторами звіту є Крейг Харт, Талія Ватман і Тереза Гебхардт. Ключовий внесок зробили Флоріс ван Дедем, Оттавія Валентіні та Джон Феннеллі. Роботу з моделювання виконав Крейг Харт.

Звіт був підготовлений завдяки цінним матеріалам, коментарям та відгукам вищого керівництва MEA та багатьох інших колег з MEA, зокрема, Мері Варлік, Херіба Бланко, Есри Бозкір Брукман, Яго дель Барріо, Зузани Доброткової, Паоло Франкла, Тіма Гулда, Денніса Хесселінга, Хав'єра Хоркера Копіра, Брайана Матервея, Камілли Пайяр, Антті Раухала, Алана Роулінс Більбао, Брендана Рейденбаха, Сесілії Там та Жака Варіше.

Нікола Кларк відповідав за редагування.

Висловлюємо подяку Офісу комунікацій та цифрових технологій MEA за допомогу у підготовці звіту та матеріалів для веб-сайту. Особливу подяку висловлюємо Гаель Брюно, Поелі Бохоркес, Астрід Дюмонд, Джулії Горовіц, Джетро Муллен, Ізабель Нонен-Семелін та Вонджик Ян.

Дякуємо також Крістіні Даброк, Сергію Капустяну та Крістофу Вінклеру з Jülich Systems Analysis, Forschungszentrum Jülich за їхню співпрацю в аналізі сонячного потенціалу дахів в Україні.

Багато високопосадовців та міжнародних експертів надали інформацію та переглянули попередній проект звіту. Їхні коментарі та пропозиції були дуже цінними. Серед них: колеги з Міністерства енергетики України; Джинсун Лім (**Азійський банк розвитку**); Фредерікке Лаурсен, Пернілле Хагедорн-Расмуссен та Крістіан Ернан Кабрера Перес (**Данське енергетичне агентство**); Олена Павленко (**DiXi Group**); Михайло Круцяк (**ДТЕК**); Анна Петрусь (**EU4Energy**) Олександр Антонюк (**Європейський інвестиційний банк**); Крістоф Вінклер (**Jülich Systems Analysis, Forschungszentrum Jülich**); Сюзанна Ніс (**Green Deal Ukraine**); Хелена Жерар (**VITO**); Борис Додонов (**Київська школа економіки**); Ігор Горових (**Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг**); Ірина Дороніна (**Технічний університет Мюнхена**); Крістофер Метц (**Уряд Сполученого Королівства**); Скотт Грініп, Юхані М

Платт, Ерік Магданц та Джефф Пайєтт (Державний **департамент США**); Ян Петтер Норе (**Університет Норд і Норд**); Назар Холод (Тихоокеанська **північно-західна національна лабораторія**); Тім Булман (**ОЕСР**); Жужанна Пато (**RAP**); Луїс Мунуера (**ПРООН**); Маттео Тронсія (**Папський університет Комільяс**); Роман Грабчак та Юрій Лиховид (**Укренерго**); та Сільвія Мартінес Ромеро (**Світовий банк**).

Особи та організації, які долучилися до підготовки цього звіту, не несуть відповідальності за будь-які думки чи судження, що містяться в ньому. За всі помилки та упущення несе відповідальність виключно МЕА.

Примітка: через вторгнення, яке наразі триває, значна частина енергетичних даних України була обмежена і недоступна для громадськості. Усі дані та інша інформація в цьому звіті ґрунтуються на загальнодоступних джерелах.

# Зміст

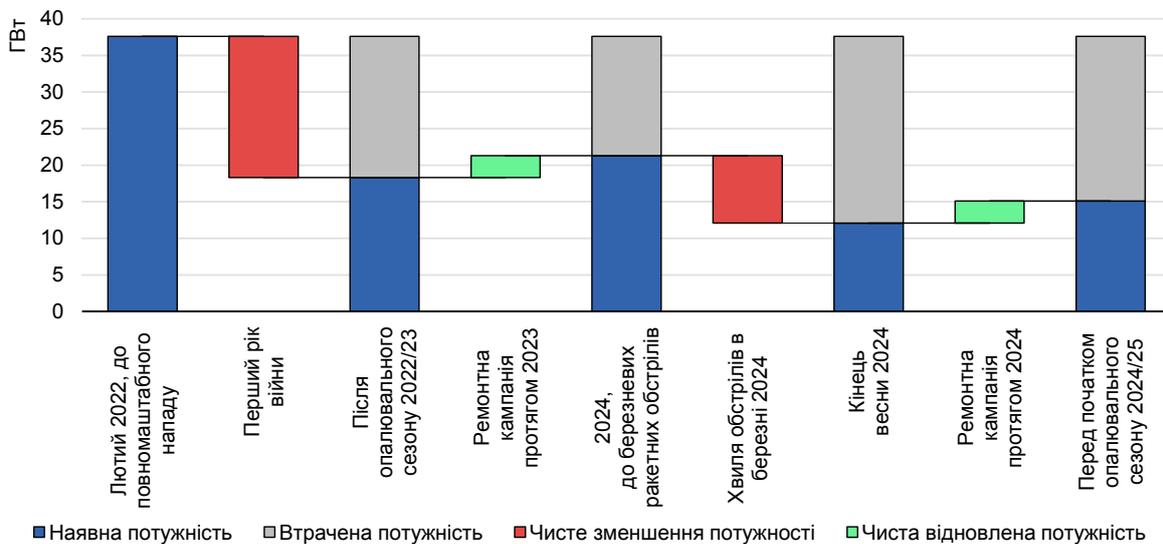
Резюме .....	7
Вступ.....	13
Розділ 1. Енергетичні потреби України та як розподілені енергетичні ресурси можуть допомогти їх задовольнити .....	14
Україна гостро потребує нових генеруючих потужностей .....	15
Гнучкість - ключова вимога для України.....	17
Довгострокові цілі можна досягти за допомогою більш децентралізованої системи.....	19
Для збільшення масштабу розгортання РЕР необхідні реформи енергосистеми та приватне фінансування.....	20
Децентралізація може бути ключовим напрямком у підвищенні стійкості системи .....	21
Розділ 2. Децентралізоване бачення перебудови енергосистеми України.....	27
Огляд моделі.....	27
Припущення моделі.....	30
Моделювання середньострокового бачення до 2030 року.....	36
Поєднання нагальних потреб у 2025 році із середньостроковим баченням на 2030 рік .....	39
Розділ 3. Побудова маршруту до безпечного, сталого та децентралізованого майбутнього .....	54
Принципи пріоритизації заходів .....	55
План дій щодо побудови більш децентралізованої та сучасної енергосистеми .....	56
Дорожня карта для досягнення стратегічного бачення України до 2030 року.....	73
Додатки.....	79
Огляд енергетичного сектору України .....	79
Методологія моделювання .....	83
Скорочення та аббревіатури .....	95
Одиниці виміру.....	96

# Резюме

## Систематичні обстріли енергосистеми України загрожують знищенням надійного доступу до електроенергії

Систематичні цілеспрямовані обстріли енергетичної інфраструктури України, починаючи з лютого 2022 року, завдали безпрецедентних ушкоджень енергосистемі країни. Навесні 2024 року після посилення атак майже дві третини диспетчеризованих генеруючих потужностей країни були захоплені, пошкоджені або зруйновані. У той час як Україна після кожної атаки працює над ремонтом та реконструкцією, Росія продовжує обстріли енергетичних об'єктів країни та інфраструктури передачі електроенергії. Заходи протиповітряної оборони та пасивного захисту відбили більшу частину атак, але не змогли запобігти значним руйнуванням.

### Наявна встановлена потужність диспетчеризованої генерації в Україні



MEA. CC BY 4.0.

Джерела: Аналіз MEA на основі обміну інформацією з ENTSO-E, Європейською Комісією, Green Deal Ukraine, Київською школою економіки; ПРООН (2023), [оцінки енергетичних збитків за червень 2023 року. На шляху до зеленого переходу енергетичного сектору в Україні](#); Українська правда (2024), [Росія знищила 9.2 ГВт української генерації, - посол ЄС](#); Енергореформа (2024), [Енергетикам на початок ОЗП вдалося відновити приблизно 3 ГВт пошкодженої РФ генерації - радник прем'єра](#).

**Ці атаки мали руйнівний вплив на повсякденне життя громадян по всій Україні, вплинувши на доступ до електроенергії, опалення та водопостачання.** Українці по всій країні живуть з наслідками віялових та позапланових відключень електроенергії. Більшість громадян стійко

витримують ці щоденні відключення електроенергії, але обмежена доступність електроенергії впливає на послуги, починаючи з сектору освіти й до охорони здоров'я, ускладнюючи тим самим повсякденне життя. Оскільки піковий попит цієї зими може сягнути 18,5 гігават (ГВт), очікується, що дефіцит пропозиції збільшиться до 6 ГВт, що призведе до більш тривалих і масштабних відключень електроенергії. Незважаючи на потужну ремонтну кампанію напередодні зими, подальші російські атаки означають, що цей дефіцит, швидше за все, нікуди не зникне в найближчій перспективі. Подолання цієї негайної кризи вимагає від України планування на роки вперед. Без термінових інвестицій країна зіткнеться з дефіцитом електроенергії не лише під час піку зимового попиту, але й у літні місяці, коли технічне обслуговування інфраструктури АЕС та неготовність теплоелектроцентралей (ТЕЦ) обмежуватимуть наявні обсяги постачання.

## Реконструкція енергетичного сектору створює можливості для модернізації енергосистеми України

**Рішення щодо відновлення енергетичного сектору України мають враховувати як нагальні потреби у виробництві електроенергії, так і довгострокові цілі модернізації.** У короткостроковій перспективі країна потребує швидкого збільшення потужностей у виробництві електроенергії, підвищення енергоефективності та посилення стійкості системи з метою протистояння обстрілам і відновлення після них, а також впровадження термінових дій для забезпечення безпеки постачання до 2025 і 2026 років. У майбутньому Україна планує розбудовувати сучасну декарбонізовану енергосистему, повністю інтегровану з європейськими ринками, і це бачення викладено у ключових політичних документах, таких як Енергетична стратегія до 2050 року та Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року (НПЕК). Ключове завдання полягає в забезпеченні того, щоб сьогоднішні рішення щодо реконструкції енергетичного сектору, структури ринку та нових генеруючих активів невідкладно підвищили б безпеку енергопостачання і одночасно сприяли б довгостроковій трансформації.

**У міру того, як Україна відновлює свій енергетичний сектор, маневреність системи стає критично важливим викликом.** До повномасштабного вторгнення Україна справлялася з коливаннями попиту та зростаючими рівнями змінної відновлюваної енергетики (ЗВЕ) за рахунок своїх вугільних блоків та гідроелектростанцій. Постійні атаки Росії призвели до того, що Україна зараз не має достатньої кількості гнучких генеруючих потужностей. Хоча активи ЗВЕ також постраждали, їхній вплив був меншим: частка ЗВЕ в структурі генерації залишається в основному стабільною - 8,7% у 2024 році порівняно з 9,4% у 2021 році. У міру того, як Україна реконструює

свою енергосистему та збільшує використання ЗВЕ, що зумовлено потребами енергетичної безпеки, конкурентоздатною ціною та цілями декарбонізації, більш важливою стає потреба у гнучких ресурсах для управління добовими коливаннями попиту та моделями ЗВЕ-генерації.

## Аналіз показує, чому розподілені енергетичні ресурси слід покласти в основу процесу відновлення

**Розподілені енергетичні ресурси (РЕР) стають ключовим рішенням, яке може задовольнити нагальні потреби України й водночас сприяти її довгостроковій перспективі.** РЕР включають у себе різноманітний набір технологій – разом із сонячними фотоелектричними станціями, вітровими електростанціями, акумуляторами та малими модульними газовими турбінами - які пропонують численні стратегічні переваги. Їх географічний розподіл по мережі підвищує стійкість системи до цілеспрямованих атак, що дозволяє виробляти електроенергію ближче до центрів споживання. Водночас, їхня модульна природа забезпечує швидке розгортання для подолання дефіциту генерації там, де це необхідно. Проведений МЕА в рамках цього звіту моделюючий аналіз взаємопов'язаних сценаріїв на 2025 та 2030 роки демонструє, як РЕР можуть вирішити подвійну проблему України: задовольнити нагальні потреби в генерації, підвищивши стійкість системи, а також підтримати довгострокові цілі декарбонізації за рахунок збільшення використання сонячних та вітрових електростанцій, що слугуватиме надійній системній інтеграції за рахунок збільшення гнучкості наявних ресурсів.

**РЕР можуть задовольнити потреби енергосистеми України до 2025 року, забезпечуючи при цьому оптимальне за вартістю рішення.** Моделювання МЕА показує, що перебудова енергосистеми України на основі лише малих модульних газових турбін та двигунів потребуватиме 13,4 млрд доларів США початкових інвестицій. Більш диверсифіковане використання РЕР, включно з відновлюваними джерелами енергії та акумуляторами, потребуватиме від 15,5 до 23 мільярдів доларів США початкових капіталовкладень. Однак це найбільш економічно ефективне рішення, якщо врахувати поточні витрати на паливо. За наявності відповідної політики та нормативно-правових актів, цей сценарій використання різних видів РЕР знизить річні витрати на експлуатацію системи приблизно на 5,6 % за рахунок операційної економії, зокрема, витрат на паливо та імпорт електроенергії. Це щорічне скорочення витрат може зрости до 6,3% за умови посилення взаємозв'язку із системою континентальної Європи (лише за рахунок додаткових 500 МВт імпорتنих потужностей), що також зменшить потреби в авансовому фінансуванні майже на 2 млрд. доларів США. Крім того, РЕР забезпечують значну загальносистемну стійкість, цінність якої не врахована в цих порівняннях витрат.

**Шлях України до досягнення своїх енергетичних цілей до 2030 року ґрунтується на невідкладному впровадженні розподілених енергоресурсів.** Україна встановила чіткі цілі у своєму Національному плані з енергетики та клімату (НПЕК) на період до 2030 року. Базовий сценарій МЕА показує, що ці цілі можуть бути досягнуті, якщо зосередитися на оптимальному поєднанні РЕР та нових газових генеруючих потужностей, а не лише на відновленні втрачених теплових потужностей. Якщо припустити, що експлуатацію нинішньої інфраструктури атомних станцій України буде продовжено до 2030 року, досягнення цілей НПЕК потребуватиме приблизно 24 ГВт сонячних, 11 ГВт вітрових та 6 ГВт накопичувальних потужностей на додаток до існуючих активів. Такий шлях розгортання відповідає заявленим цілям інтеграції України до Європейського Союзу та її цілям декарбонізації.

## Сім ключових рекомендацій для побудови більш децентралізованої та сучасної енергосистеми

На основі аналізу потреб енергосистеми України в 2025 та 2030 роках у цьому звіті представлено сім ключових рекомендацій для підтримки як швидкої реконструкції, так і довгострокової трансформації. Ці рекомендації мають на меті закласти основу для розширення масштабу впровадження РЕР та реалізації бачення сучасної децентралізованої енергосистеми України. Деякі заходи потребують швидкого впровадження задля швидкого розгортання РЕР та подолання поточного дефіциту, в той час як інші потребують якнайшвидшого початку через більш тривалі строки їх реалізації. Рекомендації структуровані таким чином, щоб відобразити як нагальність вирішення невідкладних потреб енергосистеми, так і складність деяких інституційних та регуляторних змін, необхідних для отримання максимальних переваг від використання РЕР в довгостроковій перспективі.

**Створити бачення децентралізованої енергосистеми для України.** Розробивши цілісну стратегію РЕР, Україна може узгодити відновлення енергосистеми в найближчій перспективі зі своїми майбутніми цілями, пріоритетами для яких є стійкість, декарбонізація та економічна доступність. Така успішна еволюція вимагає скоординованої роботи між різними секторами та зацікавленими сторонами, від розширення ланцюгів постачання та місцевого виробництва до підвищення кваліфікації робочої сили в енергетичному секторі. Узгодження регуляторних та законодавчих норм є ключовим для забезпечення того, щоб бачення сучасної децентралізованої енергосистеми стало реальністю.

**Вдосконалити нормативно-правову базу.** Хоча це складне завдання, особливо у воєнний час, Україна може почати вживати кроки для швидкої післявоєнної регуляторної перебудови. Усунення регуляторних та адміністративних бар'єрів, які непропорційно впливають на розгортання РЕР,

може закласти важливі підвалини та забезпечити різноманітний набір ресурсів. Тарифні реформи можуть сприяти підвищенню ролі споживачів, підтримці розгортання та експлуатації РЕР на стороні споживача, а також кращому управлінню попитом і впровадженню більш ефективних пристроїв, що зменшить пікові потреби в потужності.

**Реформувати ринки електроенергії.** Структура ринків електроенергії та допоміжних послуг в Україні має враховувати обсяги та різноманітність РЕР, необхідних для безпечної, стійкої та доступної енергосистеми. Регулятори та системні оператори повинні покращити доступ до ринку для малих ресурсів, забезпечуючи при цьому, щоб цінові сигнали точно відображали системні вимоги. Усунення ринкових викривлень та запровадження часової та локальної деталізації може спрямувати інвестиції на оптимальний за вартістю набір технологій. Правила побудови ринку повинні дозволяти РЕР та акумуляторам надавати різноманітні системні послуги як на локальному, так і на системному рівнях.

**Посилити пропускну спроможність та координацію на рівнях передачі та розподілу.** Зі збільшенням частки генерації в розподільчій мережі розподільчі компанії повинні будуть відігравати більшу роль у плануванні, експлуатації та нагляді за енергосистемою. Це вимагатиме розбудови потенціалу комунальних підприємств, щоб вони могли виконувати свою зростаючу роль у більш децентралізованій енергосистемі. З точки зору планування, це означатиме перехід від традиційного підходу через пропозицію до більш інтегрованого та скоординованого, із залученням суб'єктів з усього енергетичного сектору, а також з усіх елементів ланцюга постачання електроенергії. Враховуючи дедалі більш децентралізований характер енергосистеми, важливо, щоб оператори системи передачі (ОСП) та оператори системи розподілу (ОСР) тісно між собою співпрацювали, тоді як політики та регулятори повинні вжити заходів для чіткого перерозподілу ролей та обов'язків ОСР з метою створення надійної та ефективної енергосистеми.

**Встановити чіткі технічні вимоги до приєднання нових об'єктів.** Оскільки в енергосистемі України зростає частка РЕР, коди мереж передачі та розподілу потребують оновлення для забезпечення якості та надійності постачання, а також достовірної інформації про роботу системи. Вимоги мають варіюватися від покращеного прогнозування ресурсів, що знаходяться поза лічильником, до мінімальних технічних стандартів поведінки РЕР під час несправності. Системні оператори та регулятор повинні співпрацювати з українським органом стандартизації для встановлення технічних стандартів для виробників оригінального обладнання (ВОО), які б забезпечували дотримання вимог мережевих кодексів.

**Покращення видимості, моніторингу та контролю активів для забезпечення безпеки системи.** Децентралізована система вимагає надійної інфраструктури даних для системного планування, експлуатації та нагляду. Це означає не лише розуміння того, де розташовані нові об'єкти на стороні споживача, завдяки таким заходам, як реєстри РЕР та вдосконалена інфраструктура обліку (AMI) електроенергії, але й можливість моніторингу низьковольтних мереж, у яких буде розміщена значна частина цих нових потужностей. Дедалі більш "розумна" мережа підвищить безпеку системи та забезпечить участь споживачів за допомогою цінових сигналів і моделей-агрегаторів, таких як віртуальні електростанції (ВЕС). Загалом, це вимагає високого рівня кібербезпеки та співпраці між учасниками енергетичного сектору, зокрема, системними операторами та регуляторами.

**Створити відповідні законодавчі засади та фінансові інструменти для масштабування процесу розгортання РЕР.** Швидка децентралізація вимагає інноваційних механізмів фінансування, особливо у воєнний час. Поєднання державних, донорських та приватних коштів може допомогти знизити високу вартість капіталу в енергетичному секторі України. Законодавча та регуляторна база для інвестицій приватного сектору має бути створена вже зараз, аби забезпечити фінансування після закінчення війни та уможливити широкомасштабну інтеграцію РЕР. Підтримка інвестицій на регіональному та муніципальному рівнях через розбудову потенціалу та фінансову допомогу має вирішальне значення для більш широкого впровадження РЕР.

# Вступ

Від початку повномасштабного вторгнення Росії в Україну в лютому 2022 року енергетичний сектор став головною мішенню. Станом на листопад 2024 року Росія окупувала, пошкодила або зруйнувала майже дві третини диспетчеризованих потужностей української енергетики. Хоча атаки на енергетичні об'єкти відбувалися майже щодня з початку війни, у 2024 році атаки на енергосистему України посилилися до безпрецедентного рівня. Частина країни, включно зі столицею Києвом, зазнавали перебоїв з електропостачанням протягом усього року, часто тривалістю понад 12 годин на добу. Мережева інфраструктура країни зазнала значних пошкоджень, а масштабні ремонтні роботи змогли лише сповільнити подальше погіршення стану. На Україну чекають суворі зими та гуманітарні кризи, кожна з яких загрожує доступу населення не лише до електроенергії та опалення, але й до [водопостачання, водовідведення та очистки води](#). Без суттєвих структурних змін в енергетичному секторі Україна залишається в полоні дороговартісного циклу постійних ремонтів і нових атак.

Перехід до більш децентралізованої системи, що спирається на розподілені енергетичні ресурси (РЕР), дозволить Україні краще вирішувати найбільш нагальні системні проблеми, такі як дефіцит електроенергії, одночасно прокладаючи шлях до більш безпечної, стійкої, доступної та справедливої енергетичної системи. Уряд України вже дав зрозуміти, що швидка децентралізація енергетичної системи та підвищення її стійкості є необхідними для досягнення таких цілей. У середньостроковій перспективі це призведе до створення гібридної системи, в якій централізовані застарілі електростанції працюватимуть поряд з низкою децентралізованих технологій. Однак з часом стає очевидним, що збільшення частки розподілених енергоресурсів у поєднанні з ефективним управлінням попитом та політикою енергоефективності, сприятиме загальній економічній та політичній стабільності в Україні.

Ця дорожня карта ґрунтується на останньому аналізі енергетичної системи України напередодні зими 2024/2025 рр. "[Енергетична безпека України та прийдешня зима](#)", підготовленому МЕА. МЕА розробило спеціальну модель енергосистеми, щоб дослідити потенціал використання РЕР для відновлення та реконструкції енергосистеми України. Вона містить практичні рекомендації, які допоможуть Україні задовольнити нагальні потреби на наступний рік, а також подолати розрив між нагальними потребами та середньостроковим баченням уряду до 2030 року.

# Розділ 1. Енергетичні потреби України та як розподілені енергетичні ресурси можуть допомогти їх задовольнити

Розподілені енергетичні ресурси (PER) - це, як правило, невеликі<sup>1</sup> модульні енергетичні ресурси, розташовані поблизу місця споживання електроенергії, включно із сонячними фотоелектричними станціями (СЕС) на дахах будинків та накопичувачами енергії. Для задоволення нагальної потреби України в диспетчирезованих потужностях сюди також можуть бути включені [такі технології, як дизельні або газові двигуни внутрішнього згоряння, малі модульні газові турбіни та малі гідроелектростанції](#). Залежно від наявності палива, теплові потужності можуть також працювати на біопаливі. Однак, PER не обмежуються лише об'єктами генерації та накопичення. Вони також охоплюють розумні, керовані та більш ефективні споживчі пристрої, такі як теплові насоси або електромобілі - рішення, які можуть допомогти змінити попит та оптимізувати енергоспоживання в міру електрифікації нових кінцевих споживачів.

Це означає, що PER часто є активами, що знаходяться на стороні споживача ("за лічильником"), хоча вони також можуть бути встановлені в розподільчій мережі, розташованій на стороні енергопостачальника ("перед лічильником"). Таким чином, хоча PER мають велику цінність для української енергосистеми, їх невеликі масштаби, модульна та розподілена природа створює унікальні виклики як для планувальників, так і для операторів системи. Зокрема, ресурси на стороні споживача потребують спеціальної інфраструктури та механізмів для належного стимулювання їхнього впровадження та максимізації їхньої цінності як на системному, так і на місцевому рівнях.

<sup>1</sup> Малий масштаб - це відносний термін, але зазвичай вважається, що він не перевищує 10 МВт.

## Ресурси на стороні споживача змінюють топологію енергосистем



MEA. CC BY 4.0.

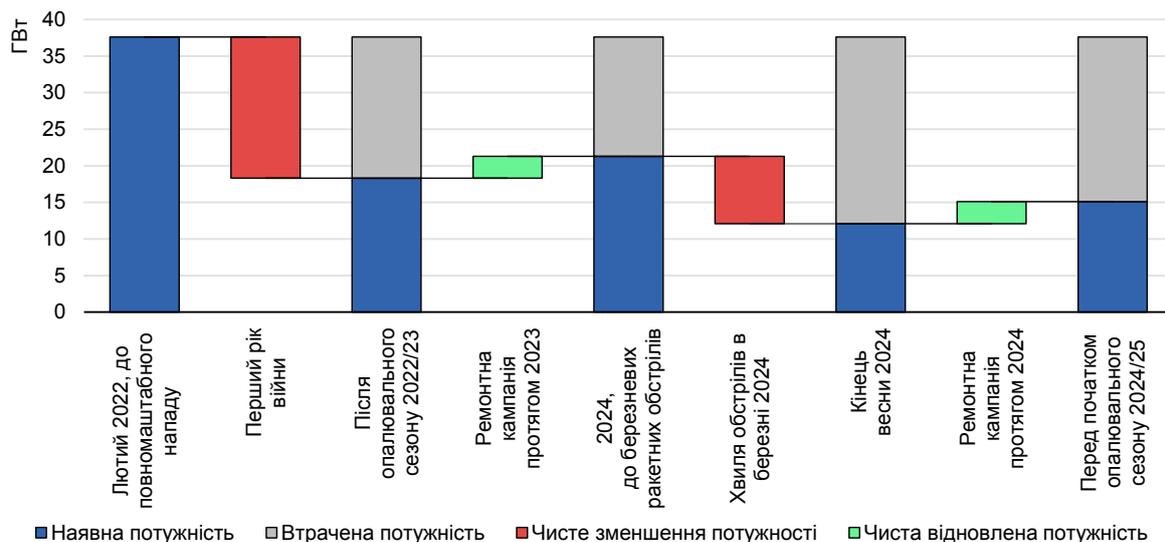
Джерело: MEA (2022), [Розкриття потенціалу розподілених енергетичних ресурсів](#).

## Україна гостро потребує нових генеруючих потужностей

Від початку свого повномасштабного вторгнення Росія націлилася на весь енергетичний сектор України, особливо сильно постраждала енергосистема. Генеруючі потужності в регіонах (областях) України, а також інфраструктура передачі та розподілу електроенергії були серйозно пошкоджені, особливо на сході та півдні - територіях, найближчих до лінії фронту. Станом на осінь 2024 року [всі теплові електростанції України](#) (ТЕС) постраждали від обстрілів, і майже всі гідроенергетичні потужності були зруйновані. Лише з березня по липень 2024 року було пошкоджено або зруйновано [9.2 ГВт генеруючих потужностей](#), що призвело до втрати майже половини наявних генеруючих потужностей. До літа 2024 року віялові відключення та інші незаплановані перерви в електропостачанні стали нормою, обмежуючи доступ до електроенергії в найбільш постраждалих регіонах лише кількома годинами на добу. Відновлення 3 ГВт потужностей теплової генерації та завершення сезону планово-профілактичних ремонтів на АЕС збільшило доступну потужність на осінь 2024 року. Однак очікується, що взимку 2024/2025 року попит [сягне відмітки від 18 до 19 ГВт залежно від](#) суворості

зими. Як наслідок, малоімовірно, що Україні вдасться уникнути скидання навантаження: Напередодні зими [МЕА оцінювало дефіцит електроенергії на рівні 6 ГВт](#) протягом сезону 2024/2025 років, залежно від переважаючих температур та потенційного впливу подальших російських атак. Незважаючи на потужну ремонтну кампанію напередодні опалювального сезону, подальші російські атаки означають, що цей дефіцит, швидше за все, залишиться в найближчій перспективі. Більше того, дефіцит електроенергії, ймовірно, збережеться і взимку 2025/2026 року.

### Наявна встановлена потужність диспетчеризованої генерації в Україні



МЕА. CC BY 4.0.

Джерела: Аналіз МЕА на основі обміну інформацією з ENTSO-E, Європейською Комісією, Green Deal Ukraine, Київською школою економіки; ПРООН (2023), Оновлення [оцінки енергетичних збитків за червень 2023 року. На шляху до зеленого переходу енергетичного сектору в Україні](#); Українська правда (2024), [Росія знищила 9,2 ГВт української генерації, - посол ЄС](#); Енергореформа (2024), [Енергетикам на початок ОЗП вдалося відновити приблизно 3 ГВт пошкодженої РФ генерації - радник прем'єра](#).

Крім того, [інфраструктура передачі електроенергії неодноразово ставала мішенню](#), востаннє під час масштабного обстрілу 17 листопада 2024 року. Окрім фізичної шкоди, з початку повномасштабного вторгнення до січня 2023 року кількість [кібератак на енергетичні об'єкти та компанії](#) зростає втричі.

Перевагою розподілених енергоресурсів є можливість їх швидкого розгортання там, де вони найбільше потрібні. Крім того, багато технологій РЕР є масштабованими, що робить їх пристосованими до мінливих потреб системи - не лише на етапах проектування та встановлення, але й у відповідь на динамічну ситуацію на місцях та пов'язані з цим виклики. До них відносяться відновлення окупованих або пошкоджених генеруючих ресурсів і постачання палива, відновлення попиту та реалізація заходів з підвищення енергоефективності, сприяння електрифікації та управління витратами.

Генеруючі потужності, а також системи передачі та розподілу стали об'єктами атак, що призвело до збільшення інтенсивності навантаження та мережевих перевантажень в енергосистемі. Оскільки РЕР часто розташовані поблизу центрів споживання, вони мають можливість постачати енергію туди, де вона найбільше потрібна, що допомагає зменшити потребу в певній модернізації мережі та дозволяє визначити пріоритетність інших ремонтів чи модернізацій. Враховуючи, що ці ж РЕР також розташовані на краю мережі, вони можуть надавати важливі системні послуги для розподільчої мережі, зменшувати перевантаження та вигравати час для відтермінування інвестицій у нову розподільчу інфраструктуру. Це, в свою чергу, підвищує гнучкість у плануванні та експлуатації.

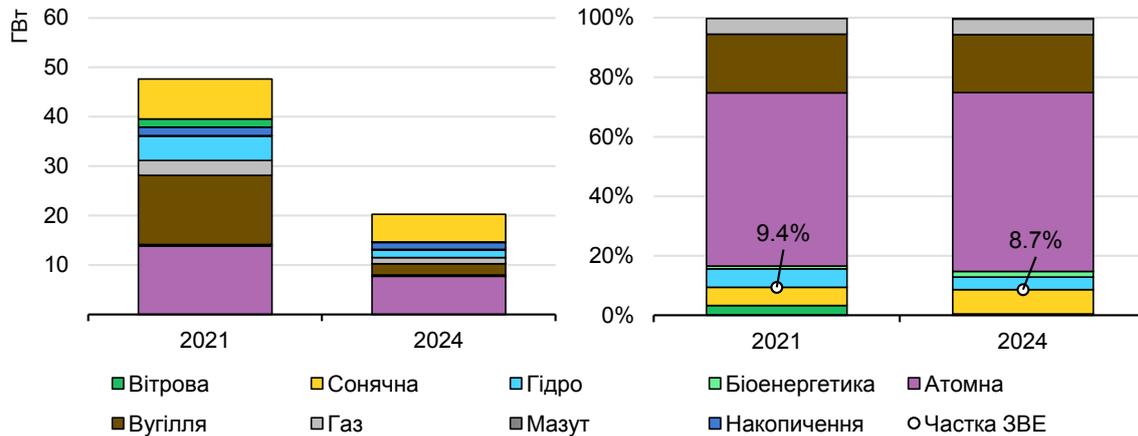
## Гнучкість - ключова вимога для України

Ще до повномасштабного вторгнення енергосистемі України не вистачало гнучкості для ефективного управління мінливими та невизначеними попитом і пропозицією на електроенергію. До 2022 року енергосистема України покладалася на атомні та вугільні електростанції для забезпечення базового навантаження. Це було наслідком рішення зменшити залежність України від газової генерації після [серйозної суперечки з Росією у 2009 році](#). Оскільки атомні електростанції України не пристосовані для регулювання навантаження, вугільні електростанції, спочатку призначені для базового навантаження, були перепрофільовані для збалансування коливань попиту та пропозиції. Однак вугільні електростанції з їх повільним нарощуванням потужності, високими мінімальними навантаженнями і тривалими циклами роботи погано підходять для цієї ролі. Вугільні потужності були доповнені більш гнучкими гідроенергетичними потужностями, які до війни становили 5% від загального балансу потужностей в Україні, включаючи 1,7 ГВт гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС). Газові потужності становили 9,5% від довоєнної загальної потужності, хоча вони були сконцентровані на негнучких теплоелектроцентралях (ТЕЦ). Тим часом, зростання виробництва електроенергії з відновлюваних джерел енергії (РЕР) в Україні відбувалося без компенсаційних заходів, спрямованих на підвищення гнучкості української енергосистеми. Відсутність високоманеврових електростанцій, акумуляторних систем накопичення енергії (BESS), напівпікових електростанцій та інших технологій, які могли б підвищити гнучкість енергосистеми, ще більше ускладнює ці виклики.

Через значні втрати диспетчеризованих потужностей, особливо у вугільній генерації та гідроенергетиці, гнучкість енергосистеми України з початком повномасштабного вторгнення ще більше послабилася. Незважаючи на втрату близько 40% сонячних фотоелектричних та вітрових потужностей, частка ЗВЕ в структурі генерації залишається подібною до рівня 2021 року

через зниження попиту на електроенергію на 30%. Як наслідок, потреби у гнучкості системи залишилися досить схожими, хоча генеруючі потужності для забезпечення цієї гнучкості значно зменшилися

### Зміна наявної встановленої потужності та оціночна частка генерації в Україні за технологіями



MEA. CC BY 4.0.

Зі збільшенням частки ЗВЕ система повинна бути більш гнучкою в різних часових горизонтах. Це включає в себе гнучкість нарощування потужності для балансування короткострокових коливань та пікову потужність для забезпечення адекватності системи. Наразі балансування значною мірою залежить від скорочення пулу диспетчеризованих генеруючих потужностей, і все більше покладається на транскордонні міждержавні підключення для імпорту електроенергії, коли виникає дефіцит, та експорту, коли з'являється надлишок. Хоча міждержавні ЛЕП забезпечують критично важливу гнучкість, вони є дорогими та мають свої обмеження, що підкреслює потребу в інвестиціях у внутрішні сховища та модернізацію мережі. Унікальні характеристики РЕР роблять їх придатними для забезпечення гнучкості як на місцевому (наприклад, для розподільчих мереж), так і на системному рівні. Наприклад, оскільки розподілені ресурси розташовані на краю мережі й часто є інверторними, вони можуть швидко регулювати свою потужність, забезпечуючи важливу локальну гнучкість у слабших низьковольтних мережах, наприклад, для підтримки напруги. Тим часом, диспетчеризовані РЕР - такі як акумулятори та невеликі газові турбіни або двигуни - можуть забезпечити життєво важливу гнучкість у різні часові періоди, включаючи можливість нарощування та зміщення попиту з періодів низького попиту на високий. Тому завдання полягає в тому, щоб знайти баланс між різноманітним набором ресурсів, який би відповідав як енергетичним вимогам, так і критеріям гнучкості в той час і в тому місці, де вони будуть

потрібні. Важливо, щоб ці ресурси були видимими, передбачуваними й контрольованими для забезпечення гнучкості системи, що, у свою чергу, вимагає правильних регуляторних рамок та інфраструктури.

## Довгострокові цілі можна досягти за допомогою більш децентралізованої системи

Зусилля України з декарбонізації тісно пов'язані із тіснішою інтеграцією з Європою, причому не лише через фізичний взаємозв'язок, а й точки зору політики, нормативно-правових актів та законодавства. У жовтні 2024 року Україна прийняла новий [закон про кліматичну політику](#), який узгоджує національні цілі з цілями Європейського Союзу, включно із перенесенням цільового показника щодо досягнення нульового балансу CO<sub>2</sub> з 2060 року на 2050 рік. Крім того, восени 2024 року Україна провела [перші пілотні аукціони у відновлюваній енергетиці](#), переслідуючи свою мету щодо збільшення частки відновлюваних джерел енергії до 27% від загального енергоспоживання до 2030 року. Водночас, уряд також впорядковує процеси виділення земельних ділянок, отримання дозволів, підключення до електромереж та оцінки впливу на навколишнє середовище, наближаючи Україну до ключових європейських норм та законодавства.

Україна сподівається "відбудувати краще, ніж було" і з часом стати нетто-експортером екологічно чистої електроенергії до Європи, а це означає, що збільшення пропускної здатності фізичного взаємопідключення між державами також матиме важливе значення. [Синхронізація України з континентальною європейською мережею](#) стало важливою віхою, оскільки це одразу дозволило передавати 1,2 ГВт імпортованих потужностей в об'єднані системи України та Молдови. З часом цей показник поступово збільшувався. З 1 грудня 2024 року цей максимальний об'єм потужності було збільшено до 2,1 ГВт з можливістю імпортувати ще 250 МВт на короткі проміжки часу в надзвичайних ситуаціях. Тим часом, експортна потужність також поступово зросла до 550 МВт.

РЕР, такі як сонячні фотоелектричні модулі та акумулятори, пропонують чудову можливість зменшити залежність України від викопних видів палива та допомогти країні досягти своїх цілей з декарбонізації. Електрифікація нових кінцевих точок споживання, такими пристроями як теплові насоси та електромобілі, може перетворити їх на "розумні" та керовані точки навантаження, які функціонують як частина ширшого комплексу РЕР. Це не лише підвищує гнучкість системи, але й підтримує зусилля України з декарбонізації інших секторів, таких як опалення та транспорт.

## Для збільшення масштабу розгортання РЕР необхідні реформи енергосистеми та приватне фінансування

Енергетичний сектор України відображає структурні економічні проблеми, характерні для багатьох пострадянських країн, з переважно олігополістичним ринком, на якому домінує контроль над цінами та значне перехресне субсидювання. Ці проблеми ускладнюються поширеними неплатежами та заборгованістю споживачів, які обтяжують комунальні підприємства. При цьому зберігаються проблеми з корпоративним управлінням та прозорістю, що підриває зусилля, спрямовані на задоволення потреб України (наприклад, відсутність незалежного нагляду або прозорого фінансового управління). Тарифи на електроенергію для домогосподарств залишаються частково субсидованими через механізм покладання спеціальних обов'язків (ПСО) для забезпечення доступності, тоді як непобутові споживачі купують електроенергію за цінами, що визначаються ринком. Це призводить до перехресного субсидювання, підриває конкурентоспроможність промисловості та призводить до зростання операційних витрат. Це також створює фінансове навантаження на комунальні підприємства, обмежуючи їхню здатність інвестувати у критично важливу інфраструктуру. Механізм ПСО також спотворює цінові сигнали для споживачів, що ускладнює створення повністю конкурентного ринку електроенергії. Тривають тарифні реформи, зокрема поступове підвищення тарифів для домогосподарств, що має на меті краще відображати фактичну собівартість постачання та зменшити залежність від субсидій. Однак економічні виклики та триваюче вторгнення зірвали або відтермінували деякі з цих реформ.

Масштабування РЕР вимагає потужних фінансових стимулів при одночасному збереженні у пріоритетності питань доступності та справедливості. Це передбачає два ключові елементи: по-перше, структура ринку повинна забезпечити ширшу участь малих та розподілених ресурсів, таких як акумулятори та малі газові турбіни, на оптовому ринку електроенергії та ринку допоміжних послуг. По-друге, споживчі тарифи мають бути структуровані таким чином, щоб стимулювати ефективне споживання електроенергії, впровадження РЕР «за лічильником», таких як сонячні електростанції та акумулятори на дахах будинків, а також експлуатацію цих ресурсів у спосіб, що забезпечуватиме загальносистемні вигоди.

Розвиток сталої та більш децентралізованої енергетичної системи в Україні залежить від вирішення серйозної кризи боргів та неплатежів, що охопила ринок електроенергії. Будівництво нових розподілених генеруючих потужностей, систем накопичення енергії та модернізація електричних

мереж потребують значних капіталовкладень. Саме тому забезпечення стабільно високого рівня платіжної дисципліни на ринку матиме вирішальне значення.

За оцінками Київської школи економіки від серпня 2024 року, підхід до відновлення енергетичного сектору України за принципом "відбудувати краще, ніж було" потребуватиме приблизно [50,5 мільярдів доларів США нових інвестицій](#). З огляду на масштаб потреб енергетичного сектору України, основним джерелом капіталу має стати приватний сектор. Іноземна допомога у вигляді грантів та пожертвувань може допомогти зменшити інвестиційні ризики та знизити високу середньозважену вартість капіталу (WACC). Приватні інвестиції мають бути розблоковані шляхом створення безпечного та прозорого інвестиційного середовища на основі послідовної державної політики. Це включає в себе існуючі [програми пільгового кредитування як для домогосподарств, так і для громад](#), а також механізми розподілу ризиків, створені міжнародними партнерами. В цей процес можуть бути залучені експортно-кредитні агентства, такі як [Данський експортно-інвестиційний фонд](#) або [німецька програма гарантування інвестицій та страхування експорту](#).

## Децентралізація може бути ключовим напрямком у підвищенні стійкості системи

Стійкість енергосистеми України матиме вирішальне значення для процесу її відновлення. Централізована енергосистема країни виявилася дуже вразливою до атак, а великі генеруючі установки слугують легкими мішенями для російських ракетних ударів і безпілотників. Починаючи з 2022 року, Україна та її партнери працюють над захистом енергетичної інфраструктури, використовуючи комплекс заходів протиповітряної оборони, критично важливого обладнання, заходів пасивної оборони та резервних систем. Ключовою метою політики децентралізації в Україні є підвищення стійкості системи - як в умовах війни, що триває, так і проти більш широких фізичних ризиків, включаючи кліматичні загрози. [Стійкою вважається така енергосистема](#), що здатна підготуватися до руйнівних подій, адаптуватися до поступових змін у фізичному середовищі та протистояти їм, продовжувати роботу в умовах ударів та потрясінь, таких як фізичні напади або екстремальні погодні явища, а також відновлювати роботу після збоїв у роботі. Концепція фізичної стійкості визначає її за чотирма критичними вимірами:

- **Готовність** - це здатність оцінювати, передбачати й готуватися до змін у фізичному середовищі, в якому працює енергосистема. Наприклад, комплексне планування енергосистеми, яке б повністю враховувало фізичну стійкість як з точки зору її цінності для системи, так і з точки зору її вартості.
- **Витривалість** - це здатність енергосистеми протистояти поступовим, довготривалим змінам у фізичному середовищі та продовжувати роботу. Хоча в більш загальному сенсі це стосується зміни клімату, це поняття також включає безперервну роботу енергосистеми, незважаючи на зміни в ланцюгах енергопостачання, спричинених геополітичними або ринковими подіями.
- **Ресурсозабезпеченість** - це здатність продовжувати роботу під час безпосередніх потрясінь, таких як фізичні напади або екстремальні погодні явища. Наприклад, фізичне зміцнення генеруючих активів або здатність розподілених енергоресурсів залишатися в мережі під час і після збою.
- **Відновлюваність** - це здатність відновлювати роботу після збоїв, спричинених фізичними атаками або екстремальними погодними умовами. Наприклад, більш стійка електроенергетична система з добре скоординованим планом на випадок надзвичайних ситуацій, що охоплює комунікації, тимчасові активи та робочу силу системи, швидше відновиться після перебоїв, спричинених такими подіями.

### Концептуальні засади фізичної стійкості електроенергетичної системи



Джерело: Адаптовано з IEA (2022), [Стійкість до зміни клімату для енергетичної безпеки](#).

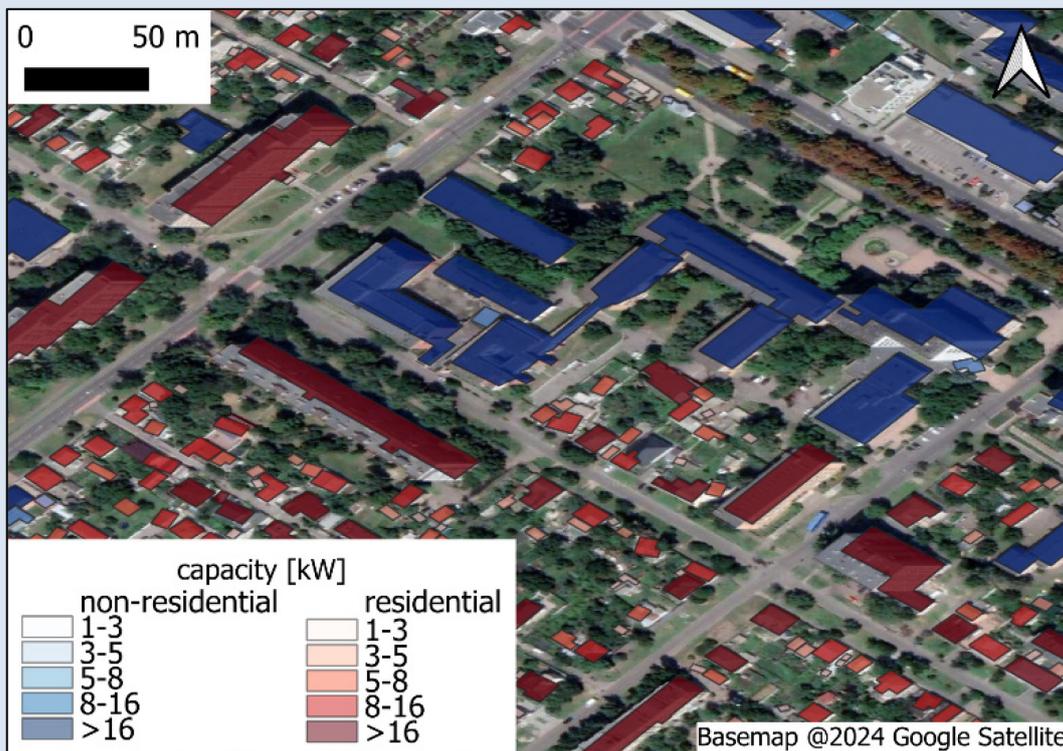
Завдяки своїй невеликій, модульній та розподіленій природі, а також різноманітності складових елементів, РЕР мають низку переваг, які можуть підвищити стійкість енергосистеми України - як під час теперішнього вторгнення, так і після нього. Наприклад, їх невеликий розмір полегшує їх приховування та ускладнює ураження. У разі пошкодження, втрата одного блоку має менший вплив на систему ніж втрата великого, централізованого блоку. Це також має значення для зменшення ризиків інвесторів і зниження вартості фінансування таких проектів.

Коли відключення електроенергії все ж таки відбуваються, дуже важливо підтримувати безперервність постачання критично важливих об'єктів інфраструктури. Від початку повномасштабного вторгнення Україна потерпає від постійних віялових відключень електроенергії, й ця ситуація значно погіршилася після того, як у березні 2024 року Росія відновила націленість на об'єкти енергетичної інфраструктури. Традиційні системи резервного живлення, такі як дизель-генератори, є різновидом РЕР і довели свою ефективність. Однак, вони потребують високих витрат на паливо й мають обмежену цінність для великої системи за нормальних умов. Ширший погляд на РЕР, який враховує як їхні довгострокові переваги в стабільних умовах, так і їхню здатність працювати в "острівному режимі" для підтримки критичної інфраструктури в надзвичайних ситуаціях, пропонує більш стійку й економічно ефективну альтернативу. Більше того, здатність таких систем сприяти відновленню після збоїв - наприклад, [відновленню електропостачання після відключення електроенергії](#) - ще раз демонструє, як РЕР, якщо вони розроблені для забезпечення стійкості, можуть підвищити загальну стабільність системи.

## Аналіз потенціалу дахів в Україні

Дахові сонячні фотоелектричні станції (СЕС) відіграють важливу роль у децентралізованій енергосистемі. Хоча існує кілька низхідних оцінок потенціалу дахових СЕС в Україні, загальному підходу бракує рівня деталізації та надійності, необхідного для розробки стратегій трансформації енергосистеми.

### Приклад потенціалу для міста Черкаси, зображення на рівні окремих будинків

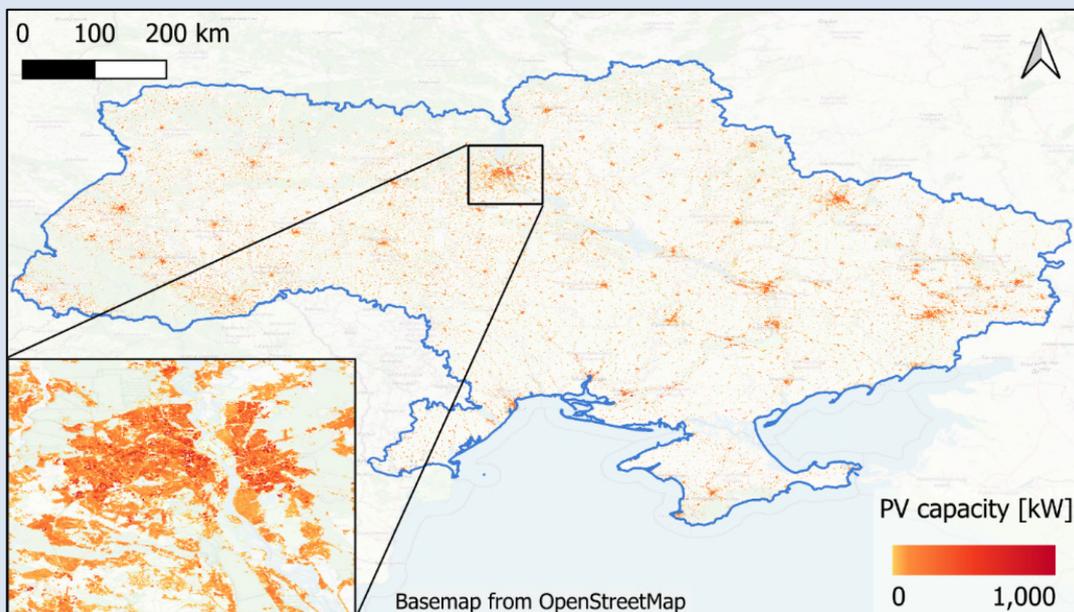


Джерело: MEA та Юліх Системний аналіз, Дослідницький центр Юліх, [Оцінка потенціалу сонячних електростанцій на дахах будинків з високою роздільною здатністю для стійкої енергетичної системи в Україні](#).

Для створення нового набору даних із високою роздільною здатністю щодо об'ємів та потенціалу генерації в Україні [було розроблено новаторський, детальний, висхідний підхід](#). Цей набір даних, включно з погодинними часовими рядами, також доступний для завантаження і продовження роботи над фотоелектричними установками на дахах будинків у країні. Через відсутність даних із високою роздільною здатністю про площу будівель та дахів в Україні в національному масштабі для того щоб «навчити» модель були використані 3D дані про будівлі та фотоелектричні потужності з Німеччини, а також два глобальних супутникових набори даних про площу будівель. Дані зі східної Німеччини були відібрані спеціально для посилення схожості будівельних конструкцій комуністичної епохи, а можливість перенесення даних саме таким чином була перевірена на основі невеликої вибірки з України. Для корекції

площі забудови супутникові полігональні дані для України були масштабовані з використанням німецьких даних, які використовуються в навчальних цілях. Коефіцієнти площі даху, відповідності критеріям та потенційної потужності були застосовані до кожного полігону будівлі в залежності від типу її використання, а також від ступеня урбанізації відповідного району. Максимальна потужність кожної будівлі була візуалізована як показано на рисунку вище. Потенціальна потужність була перевірена на основі існуючих оцінок, а також реальних українських даних. Дані про неї є доступними в розрізі окремих адміністративних одиниць або у вигляді національних растрових даних із роздільною здатністю 100м x 100м 39,8 ГВт, за винятком систем, орієнтованих на північ (на які потенційно припадає ще 48,2 ГВт).

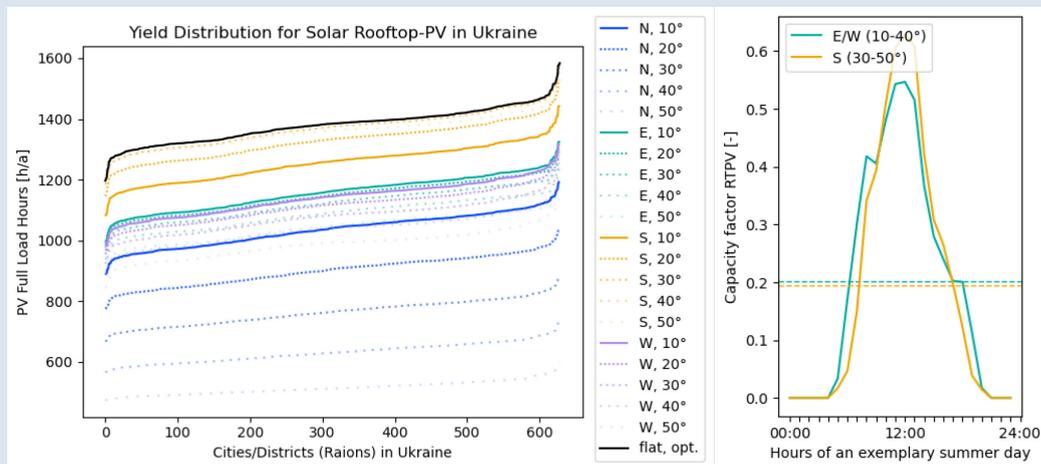
### Растрований потенціал сонячних електростанцій на дахах в Україні



Джерело: MEA та Jülich Systems analysis, Forschungszentrum Jülich, [Оцінка потенціалу сонячних електростанцій на дахах будинків з високою роздільною здатністю для стійкої енергетичної системи в Україні.](#)

За допомогою інструменту ETHOS.RESkit було змодельовано вихід енергії по районах для кожної азимутальної та нахиленої конфігурації, щоб оцінити вплив різних орієнтацій дахів в Україні. Річна кількість годин повного навантаження (FLH) 1239-1457 год/рік для оптимальної орієнтації системи, при тенденції до зростання на південному сході, робить Україну перспективним місцем для сонячної енергетики. Системи, орієнтовані на схід і на захід, виробляють значно менше енергії щороку через зимовий мінімум, але порівняння погодинних часових рядів показує їх переваги в ранкові та вечірні години влітку.

**Години повного навантаження за районами, азимутом та нахилом даху (ліворуч) та типові літні часові ряди виробництва для системи, орієнтованої на південь у порівнянні з орієнтацією на схід/захід (праворуч)**



MEA. CC BY 4.0.

Джерело: MEA та Jülich Systems analysis, Forschungszentrum Jülich, [Оцінка потенціалу сонячних електростанцій на дахах будинків з високою роздільною здатністю для стійкої енергетичної системи в Україні](#).

Максимальний потенціал сонячної генерації на дахах будинків в Україні (за винятком орієнтованих на північ) становить 290,1 ТВт-год. Очікується, що повна приведена вартість електроенергії (LCOE) у 2030 році становитиме 6,41 дол.

# Розділ 2. Децентралізоване бачення перебудови енергосистеми України

## Огляд моделі

Складність перебудови енергосистеми України в умовах переходу до більш децентралізованого майбутнього вимагає складних аналітичних інструментів для прийняття політичних та інвестиційних рішень. Традиційні підходи до планування енергосистеми, які зазвичай спираються на історичні закономірності та поступову еволюцію системи, є недостатніми з огляду на безпрецедентні обставини, в яких опинилася Україна. Руйнування основних генеруючих активів, швидке розгортання розподілених ресурсів та невизначеність темпів відновлення створюють безпрецедентний виклик для планування, яке передбачає проведення детального сценарного аналізу. Крім того, взаємодія між нагальними потребами у відновленні та довгостроковими цілями децентралізації вимагає ретельного вивчення того, як різні варіанти вибору технологій та політичних рішень, що приймаються сьогодні, вплинуть на розвиток системи до 2030 року. Кількісне моделювання може допомогти виявити потенційні синергії та конфлікти між короткостроковими рішеннями та довгостроковими цілями, а також оцінити загальносистемні наслідки різних політичних рішень.

Щоб дослідити потенційні переваги децентралізації у відновленні енергосистеми України, MEA розробило комплексну модель енергосистеми за допомогою програмного забезпечення для сфери енергетичного моделювання PLEXOS®. Модель включає в себе компоненти розширення потужностей та виробничих витрат, що дозволяє детально дослідити, як така система може розвиватися та функціонувати. Компонент розширення потужностей досліджує найменш витратні варіанти вирішення проблеми дефіциту електроенергії в Україні, в той час як модель виробничих витрат оцінює, як енергосистема працює на погодинній основі, щоб підтримувати безпеку постачання в умовах дедалі більш децентралізованого енергетичного ландшафту.

Модель представляє дві основні схеми енергосистеми України з використанням наступного підходу:

- **2025 (тобто на даний момент):** Вивчення можливостей України щодо задоволення нагальних системних потреб, забезпечуючи при цьому доступні, справедливі та низькоризикові рішення для громадян та економіки.
- **2030 (тобто середньострокова перспектива):** Конспект бачення нової української енергосистеми, перебудованої для повної відповідності її політичним цілям щодо декарбонізації, європейської інтеграції та підвищення безпеки електроенергії.

Ці два аналізи взаємопов'язані, оскільки рішення, прийняті сьогодні для задоволення нагальних системних потреб України, матимуть вплив на шлях, обраний до 2030 року й далі. Цей напрямок буде визначатися державною політикою, нормативно-правовими актами та структурою ринку, які визначатимуть не лише розвиток нових генеруючих потужностей, але і способи використання електроенергії та роль, яку відіграватимуть споживачі.

Інтегруючи ці дві схеми, модель має на меті визначити ключові дії, яких можуть вжити зацікавлені сторони в енергетичному секторі України для більш тісного узгодження нагальних потреб країни з її довгостроковими цілями.

### Огляд підходу до моделювання для визначення ключових політичних та регуляторних важелів у відновленні української енергосистеми



MEA. CC BY 4.0.

Питання, що розглядаються в кожній з цих схем, відрізняються, так само як і основні уразливі місця, визначені в рамках дослідження. У 2025 році основна увага приділяється невизначеності, пов'язаній з генеруючими потужностями та попитом на тлі поточного російського вторгнення. У 2030 році акцент зміщується на те, як політика, структура ринку та регулювання можуть вплинути на майбутню траєкторію розвитку енергосистеми України. В схемах 2025 та 2030 року відповідним чином змодельовані уразливі місця.



MEA. CC BY 4.0.

Модель має на меті дослідити такі ключові питання:

1. Які мінімальні рівні диспетчеризованих потужностей необхідні для задоволення потреб системи як у короткостроковій, так і в довгостроковій перспективі?
2. У якій мірі технології розподіленої чистої енергії, такі як сонячна фотоелектрична енергія (PV), вітрова та акумулятори, можуть обмежити потребу в нових газових потужностях для задоволення нагальних потреб?
3. Які є поточні та середньострокові вимоги до системи, і які регуляторні та ринкові умови необхідні для збільшення частки чистих розподілених технологій, які задовольняли б ці потреби, забезпечуючи при цьому доступність та справедливість системи?
4. Які стимули потрібні для того, щоб активи по ту сторону лічильника більше відповідали системним вимогам за рахунок у найближчій та середньостроковій перспективі?
5. Як еволюціонують вимоги щодо гнучкості енергосистеми України з моменту повномасштабного вторгнення та в умовах реалізації різних

шляхів відновлення енергосистеми? Які умови необхідні для забезпечення цієї гнучкості за рахунок зростання частки РЕР?

6. Як об'єм імпортно-експортних операцій України в галузі електроенергетики з континентальною європейською мережею впливає на реконструкцію її енергосистеми?

Важливо, що ця модель ілюструє те, наскільки вагомими важелями у процесі реконструкції української енергосистеми є державна політика та регулювання. Однак в них немає того рівня деталізації, який був би необхідний для того, щоб замінити повну й комплексну модель щодо планування розширення потужності. Така модель повинна враховувати, серед іншого, повний горизонт планування із більш детальним прогнозом попиту, а також ґрунтуватися на детальних дослідженнях енергосистеми для забезпечення точного врахування відповідних вузьких місць у мережі та витрат на її посилення.

## Припущення моделі

Модель поділена на сім регіонів на основі енергетичних регіонів, визначених Укренерго, кожен з яких, як правило, складається з декількох областей. Хоча більша частина Донецької та Луганської областей на Донбасі окупована й більше не є частиною Об'єднаної енергосистеми України (ОЕС), райони, які все ще з'єднані з ОЕС, розглядаються як єдиний вузол. Крим виключено з моделі, оскільки він більше не є частиною ОЕС України.

**Огляд регіонів України включених в модель**

Примітки: ЦР = Центральний регіон, ПНР = Північний регіон, ПДР = Південний регіон, ПдЗР = Південно-Західний регіон, ЗР = Західний регіон.

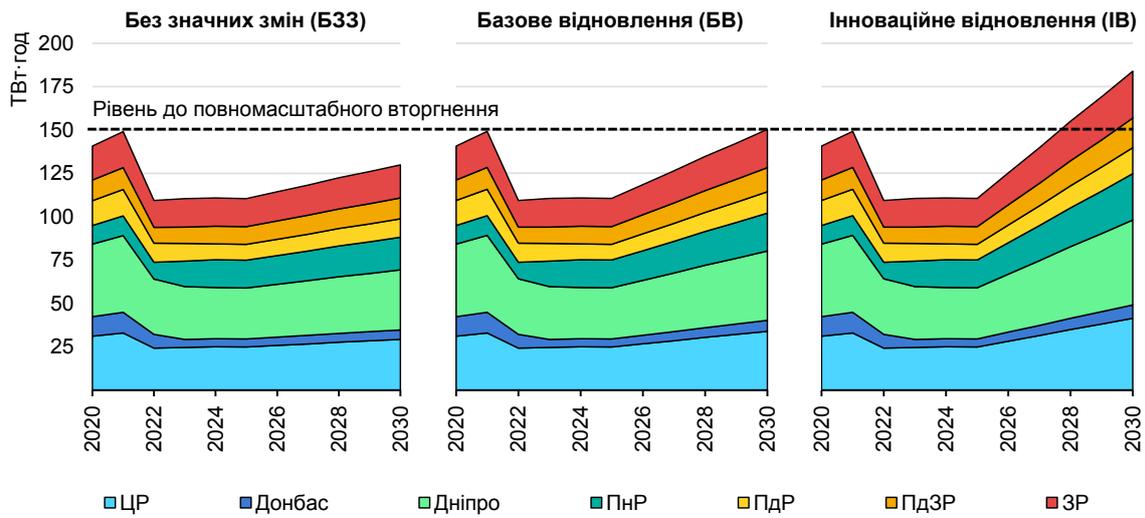
Допущення щодо міжрегіональних об'ємів передачі електроенергії та міжсистемних підключень із європейськими сусідами (Угорщиною, Польщею, Румунією та Словаччиною) робляться на основі наявної інформації про мережеву інфраструктуру та пропускну спроможність між Україною та цими сусідами. Для цілей цього моделювання Молдова в ньому не представлена, щоб обмежити вплив невизначеності щодо роботи Молдовської ДРЕС (MGRES) потужністю 2520 МВт, найбільшої електростанції Молдови, яка розташована в сепаратистському регіоні Придністров'я. Однак, мережа Молдовської ДРЕС розглядається як така, що проходить через територію України. Однак її мережа розглядається як наскрізний шлях для імпорту та експорту електроенергії до Румунії та з Румунії.

**Попит на електроенергію та вимоги до резервів**

Попит на електроенергію в Україні в моделі базується на поєднанні історичних погодинних профілів на національному рівні, регіональних знімків погодинного попиту в окремі дні до та після вторгнення, а також майбутніх прогнозів річного та пікового зростання навантаження (2025-2030 рр.) відповідно до [Дорожньої карти чистої енергії розробленої Ініціатива «Світ з нульовими викидами»](#) для України, Ці прогнози розділені на три сценарії - "Робота в звичайному режимі" (Business as Usual (BAU), "Базове відновлення" (Base Recovery (BR) та "Інтенсивне відновлення" (Intense

Recovery (IR). Кожен сценарій враховує різні рівні відновлення економіки, електрифікації та заходів з енергоефективності для досягнення секторальних скорочень викидів. Отримана модель річного попиту показана нижче. Вона висвітлює падіння попиту після повномасштабного вторгнення, зміщення попиту до Північного регіону та відновлення (з різною швидкістю) за різними сценаріями зростання попиту.

### Огляд передбачуваного зростання попиту на електроенергію за трьома різними сценаріями

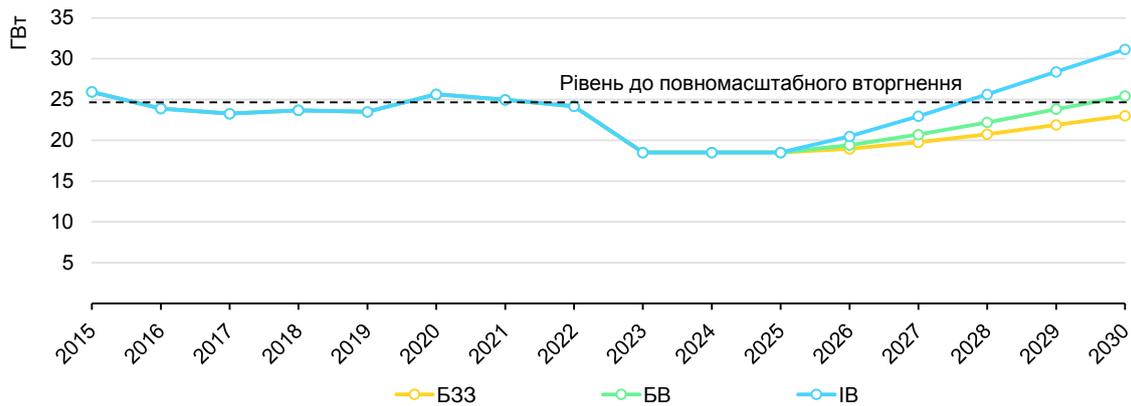


MEA. CC BY 4.0.

Примітки: ЦР = Центральний регіон; ПнР = Північний регіон; ПдР = Південний регіон; ПдЗР = Південно-Західний регіон; ЗР = Західний регіон

Джерела: Аналіз MEA на основі Ініціативи «Світ з нульовими викидами» (2023), [Дорожньої карти чистої енергії](#), доповнений інформацією з "Зеленого курсу України" (2024), ["Шість варіантів збільшення перетоків електроенергії з континентальної Європи в Україну на наступні дві зими"](#), а також дані Укренерго та Міністерства енергетики України.

Основні вимоги, змодельовані MEA для української енергосистеми, базуються на потребах системи в енергії та нарощуванні потужності, які визначаються потребами в пікові періоди. Крім того, є вимоги до оперативного резерву потужності, з урахуванням обертового резерву, що базується на найбільшій непередбачуваній ситуації в системі – відключенні одного з найбільших блоків АЕС - і на тій частині, яка стосується прогнозованого попиту на регулюючі резерви потужності. Нижче приводиться піковий попит, як історичний, так і прогнозований за сценарієм.

**Огляд змодельованих системних вимог з точки зору пікового попиту**

МЕА. СС BY 4.0.

Джерела: Аналіз МЕА на основі Ініціативи «Світ з нульовими викидами» (2023), [Дорожньої карти чистої енергії](#), доповнений інформацією з "Зеленого курсу України" (2024), ["Шість варіантів збільшення перетоків електроенергії з континентальної Європи в Україну на наступні дві зими"](#), а також дані Укренерго та Міністерства енергетики України.

**Генеруюча потужність**

Існуючі та майбутні генеруючі потужності, їх технічні характеристики та вартісні параметри базуються на даних, зібраних із різних джерел, включаючи інформацію з відкритих джерел та прямі дані від комунальних підприємств та Міністерства енергетики України. За відсутності даних щодо конкретних електростанцій, було зроблено припущення щодо загальних характеристик на основі технології електростанцій та найкращих практик. Стан існуючих генеруючих потужностей є динамічним, на нього впливають постійні атаки на енергосистему, з одного боку, та ремонтні роботи, з іншого. Дані про встановлену та доступну потужність для кожної електростанції були звірені з оцінками звітів про пошкодження та публічною інформацією, щоб відобразити найактуальніші дані. Це забезпечує більш точне представлення наявних потужностей за технологіями та регіонами, що допомагає моделювати поточний та майбутній дефіцит потужностей в Україні. Дані про виробництво електроенергії збираються на рівні станції для великих об'єктів, таких як теплові електростанції, великі гідроелектростанції та атомні станції. Менші електростанції та відновлювані джерела енергії агрегуються за технологіями та регіонами.

Більш детальну інформацію про модель можна знайти в технічному додатку.

**Показники стійкості та швидкість розгортання**

Варіанти розширення генерації представлені на регіональному рівні з урахуванням вартості будівництва, технічного строку експлуатації та фінансових припущень. Оскільки модель нарощування потужності базується на оптимізації за критерієм найменшої вартості, вона, природно, надає перевагу технологіям із більшими установками, що стають економічно

вигідними за рахунок економії на масштабі, таким як вітрові, сонячні фотоелектричні установки та великі газові турбіни, що використовуються в комунальному господарстві. Однак, повна вартість кожної технології з точки зору стійкості врахована не повністю. Наприклад, невеликі газові турбіни можна легко приховати від потенційних атак, тоді як газові двигуни можна швидко розгорнути.

Аналогічно, розподілену сонячну енергетику важче атакувати, ніж комунальні сонячні станції, оскільки вона не має єдиної точки відмови, як підстанція. Тим часом, діапазон різних варіантів фінансування, стимулів та швидкості розгортання також суттєво різнитимуться залежно від технології. Щоб належним чином врахувати **швидкість розгортання та стійкість** у моделі нарощування потужності, ці фактори розглядаються як частина обмежень у планах можливого розширення на 2025 та 2030 роки, що базуються на аналізі Данського енергетичного агентства та його [Каталогу екстрених технологій](#)

#### Огляд різних технологій РЕР відносно ключових системних вимог

Технологія децентралізованої генерації	Виробництво в зимовий період	Стійкість	Швидкість розгортання
Малі модульні газові турбіни	Високий	Середньо-високий	Середньо-високий
Газові / дизельні двигуни	Високий	Високий	Середньо-високий
Розподілені фотоелектричні станції з акумулятором	Низький	Високий	Високий
Сонячні фотоелектричні станції для комунальних підприємств	Низький	Середній	Середній
Прибережний вітер	Середній	Середній	Низький
Мережева акумуляторна батарея	Середній	Середньо-високий	Середньо-високий

Примітки: Стійкість оцінюється на основі комбінації факторів: ризик припинення постачання палива, можливість приховування, залежність від спеціальних запасних частин та вразливості до нападів через розмір і розподіленість системи. Швидкість розгортання враховує всі процеси, пов'язані з повним розгортанням проекту, в тому числі планування і погодження компетентних органів, придбання і монтаж запчастин. Ці параметри класифікуються за такими рівнями: високий ( $\leq 6$  місяців), середньо-високий ( $\leq 1$  рік), середній ( $\leq 2$  роки), низький ( $> 2$  років).

Джерело: Аналіз МЕА на основі даних Данського енергетичного агентства (2024), [Каталог екстрених технологій для українського енергетичного сектору](#).

Час розгортання різних технологій децентралізованої генерації має вирішальне значення для подолання поточного та екстреного дефіциту потужності в Україні. Наприклад, розподілені сонячні фотоелектричні станції та мережеві акумулятори можуть бути розгорнуті протягом шести місяців, в той час як акумулятори та газові двигуни можуть бути розгорнуті протягом

року. Час розгортання можна ще більше скоротити за рахунок скорочення часу на отримання дозволів від компетентних органів. Хоча невеликі модульні газові турбіни, як правило, розгортаються майже два роки, передбачається, що цей час скоротиться вдвічі завдяки скороченню часу на отримання дозволів від компетентних органів і розміщенню в тих місцях, де вже є мережева потужність.

Разом з тим, всі розглянуті технології були оцінені як принаймні помірно стійкі до фізичних ризиків, пов'язаних з поточною війною. Однак менші за масштабом і більш розподілені ресурси - такі як газові двигуни та розподілені фотоелектричні станції, розміщені разом з акумуляторами, - демонструють більшу стійкість. Ці технології мають нижчий профіль ризику й більш розподілені точки відмови. Вони також добре обладнані, щоб допомогти системі витримати й відновитися після збоїв, спричинених військовими діями.

Щоб відобразити основні переваги розподілених ресурсів порівняно з альтернативами мережевого масштабу, було приведено фізичні та експлуатаційні обмеження на розгортання різних технологій у 2025 і 2030 роках, як показано в таблиці нижче.

#### Огляд технологічних співвідношень у моделях розширення потужності до 2025 та 2030 років

Технологія	Обмеження розширення - 2025 рік	Обмеження розширення - 2030 рік
Газ	60% мала газова турбіна 40% газові двигуни	60% мала газова турбіна 40% газові двигуни
Вітрова	Не розглядається	Обмежений приблизно у співвідношенні 70:30 між сонячною енергією (мережевий масштаб та розподілена фотовольтаїка (DPV) та вітровою енергією
Сонячні фотоелементи	100% розподілена сонячна енергія	25% мережеві 75% розподілені
Акумуляторні батареї	2 ГВт мережеві	50% мережеві, 50% за лічильником

Примітки: На основі співвідношення вітрової та сонячної енергії у базовому сценарії відновлення, взятого з Дорожньої карти Ініціативи «Світ з нульовими викидами». DPV = розподілені сонячні фотоелектричні станції.

# Моделювання середньострокового бачення до 2030 року

## Сценарії середньострокового бачення для України

На середньострокове бачення України впливає кілька факторів. По-перше, уряд окреслив свої довгострокові цілі для енергетичного сектору в [Національному плані з енергетики та клімату \(НПЕК\) до 2030 року](#), а також в Енергетичній стратегії України на період до 2050 року. Обидва документи встановлюють амбітні цілі щодо декарбонізації енергетичного сектору країни та забезпечення сталого, доступного та безпечного енергопостачання для її громадян. Ця мета підкріплюється завданням тіснішої інтеграції з енергосистемами континентальної Європи.

По-друге, поточні бойові дії не лише зруйнували енергетичну інфраструктуру України, а й створили значну невизначеність щодо шляхів її відновлення. Ця невизначеність стосується як відновлення попиту, який з лютого 2022 року впав приблизно на 30%, так і того, якою мірою можуть бути відновлені або відремонтовані генеруючі потужності. Сценарії попиту базуються на трьох сценаріях Ініціативи «Світ з нульовими викидами» (NZWI), представлених у попередньому розділі (BAU, BR та IR), а стислий виклад сценарію відновлення генерації приводиться нижче.

### Огляд сценаріїв відновлення генеруючих потужностей у 2030 році

Сценарій	Опис
Оптимістичний сценарій відновлення	Відновлення всієї пошкодженої, зруйнованої або окупованої генерації. Вважається, що Запорізька АЕС втрачена.
Песимістичний сценарій відновлення	Відновлення всієї пошкодженої генерації, окрім вугільних активів. Виходимо з припущення, що Запорізька АЕС втрачена, а вугільна генерація, відремонтована до початку опалювального сезону 2024/2025 рр. виведена з експлуатації.
Оптимістичне відновлення з розширенням атомної енергетики	Подібно до «оптимістичного сценарію відновлення», але з продовженням експлуатації 4,4 ГВт атомної енергії, які наразі мають бути виведені з експлуатації до 2030 року
Песимістичне відновлення з розширенням атомної енергетики (посилання)	Подібно до «песимістичного сценарію відновлення», але з продовженням терміну експлуатації 4,4 ГВт атомної енергії, які наразі мають бути виведені з експлуатації до 2030

Щоб проілюструвати можливе бачення до 2030 року, використовується модель розширення потужності, яка дає змогу створити моментальний знімок 2030 року з урахуванням вищезазначених факторів чутливості. Вона також відображає економічні стимули для декарбонізації системи на основі ціни на вуглеводні в 75 доларів США за тонну, що приблизно еквівалентно поточній ціні в Європі. В якості відправної точки в моделі розглядаються всі існуючі генеруючі потужності станом на 2024 рік, з урахуванням пошкоджень та відновлення, як описано вище. Мета аналізу - визначити, якою мірою PER можуть допомогти задовольнити потреби системи у 2030 році, враховуючи економічні стимули до декарбонізації та можливість торгівлі надлишковою електроенергією з сусідніми європейськими системами.

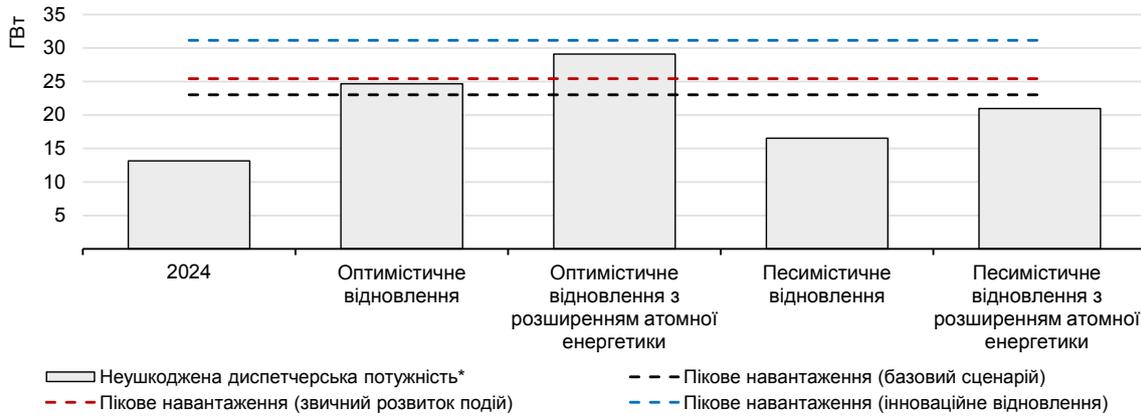
## Бачення до 2030 року

Ці результати представляють доволі різноманітні перспективи розвитку системи в 2030 році, включаючи рівні диспетчерської потужності та накопичувачів, необхідних для задоволення попиту при забезпеченні належної безпеки системи. Важливо, що вони підкреслюють діапазон потужностей газової та відновлюваної генерації, а також потужностей накопичення, необхідних для задоволення системних вимог в умовах перехідного енергетичного ландшафту.

Наприклад, необхідна генеруюча потужність в Україні у 2030 році залежатиме від рівня попиту, на який впливають темпи відновлення попиту та швидкість реалізації заходів, спрямованих на досягнення цілей зі скорочення викидів. Базовий сценарій відновлення (BR) прогнозує піковий попит на рівні близько 25 ГВт, виходячи з відновлення попиту, досягнення секторальних цілей зі скорочення викидів та заходів з енергоефективності, які зазначені в НПЕК. Саме тому він вважається базовим сценарієм попиту. Однак прогноз попиту коливається від 23 ГВт до 31 ГВт, залежно від сценарію, що призводить до дефіциту в 8 ГВт для задоволення пікових потреб системи.

Аналогічно, наявна потужність існуючої атомної генерації залежатиме від того, що вдасться відновити на пошкоджених або захоплених блоках, а також від продовження терміну експлуатації ядерного флоту, який вдалося зберегти. За останніми даними, це може становити від 16,5 ГВт до 29,1 ГВт

### Огляд потреб в піковій потужності у 2030 році у порівнянні з неушкодженими об'ємами диспетчеризованої генерації за різними сценаріями

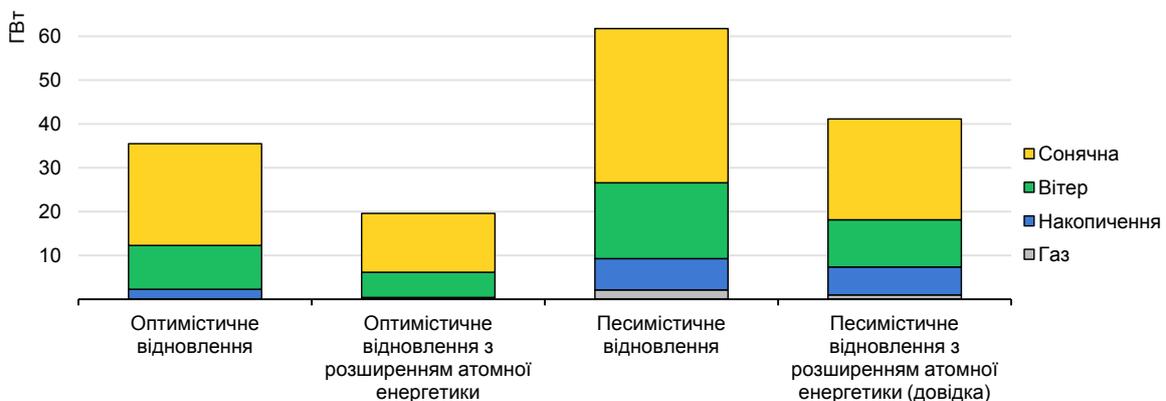


MEA. CC BY 4.0.

\* Неушкоджена диспетчерська потужність = диспетчерська потужність, яка існувала у 2021 році та яка ймовірно буде в експлуатації відповідно до цього сценарію.

При використанні базового сценарію як орієнтиру, реконструкція енергосистеми суттєво відрізняється залежно від відновлення пошкоджених або окупованих об'ємів генеруючих. Наявність диспетчеризованих об'ємів генерації між різними сценаріями справді може відрізнятися на 12,6 ГВт. Слід відзначити, що навіть за сценарієм з достатньою диспетчеризованою потужністю для задоволення пікового попиту (оптимістичне відновлення з розширенням атомної енергетики) модель, виходячи з економічних стимулів для декарбонізації енергосистеми, передбачає інвестиції у 20 ГВт вітрових та сонячних фотоелектричних станцій. Це показує двійний виклик для України, який полягає в одночасному відновленні та декарбонізації енергосистеми і який гарантує, що вона стане безпечною, доступною та сталою.

### Найменш витратне розширення генерації виходячи з рівня попиту, який відповідає сценарію базового відновлення (BR), з урахуванням різних комбінацій розширення та відновлення інфраструктури АЕС



MEA. CC BY 4.0.

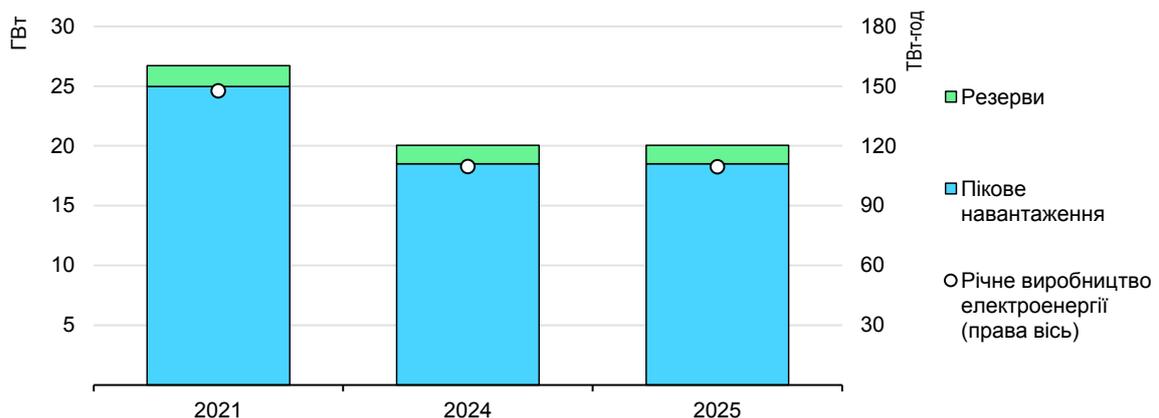
Враховуючи масштаб пошкоджень теплових електростанцій та труднощі, з якими Україна зіткнеться при залученні міжнародного фінансування для відновлення цих активів, у якості базового було прийнято песимістичний сценарій відновлення генерації, в якому передбачається, що серйозно пошкоджені або зруйновані вугільні потужності будуть втрачені. Крім того, припускається, що термін експлуатації атомних електростанцій, які мають бути виведені з експлуатації до 2030 року, буде продовжено. Таким чином, для цілей цього аналізу песимістичний сценарій відновлення із продовженням експлуатації атомних електростанцій використовується як базовий сценарій для представлення бачення до 2030 року.

## Поєднання нагальних потреб у 2025 році із середньостроковим баченням на 2030 рік

### Нагальні системні потреби України у 2025 році

Основні потреби української енергосистеми, змодельовані на 2025 рік, визначаються трьома основними параметрами: річне споживання енергії, піковий попит на електроенергію та операційні резерви<sup>1</sup>. Попит на електроенергію змінюється як протягом доби, так і протягом року, причому піковий попит на електроенергію припадає на зимові місяці, що зумовлено попитом на опалення.

#### Основні вимоги до змодельованої української енергосистеми



MEA. CC BY 4.0.

Примітка: "Резерви" складаються з первинних (обігових) резервів та резервів для цілей регулювання. Резерви для регулювання частоти оцінюються на основі їх вартості під час пікового попиту.

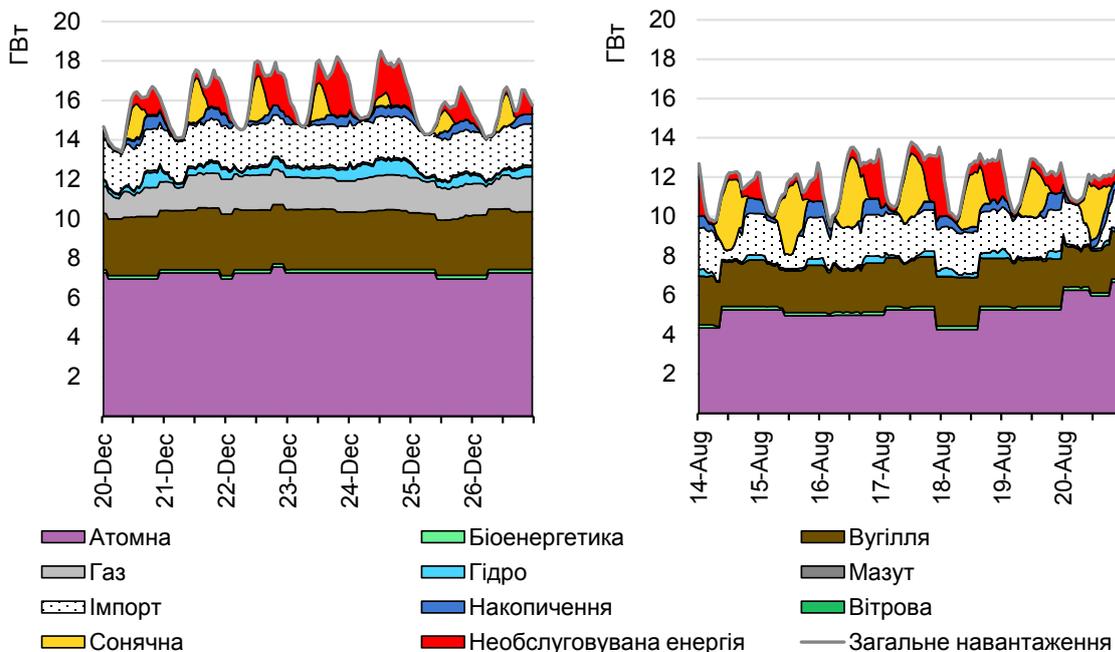
<sup>1</sup> Операційні резерви складаються з 1 ГВт резерву підтримки частоти для покриття найбільших непередбачених витрат та балансуючих резервів, які змінюються протягом року, виходячи з ризику, що навантаження може становити 3%.

Крім того, наявна диспетчеризована потужність у системі для задоволення цього попиту також змінюється протягом року. Так відбувається через поєднання цілої низки чинників: технічного обслуговування, вимушених відключень та недоступності теплоелектроцентралей (ТЕЦ) після зимових місяців, оскільки вони не можуть працювати лише в режимі виробництва однієї електроенергії.

Незважаючи на ремонтну кампанію напередодні опалювального сезону 2024/2025 рр., яка дозволила відремонтувати приблизно 3 ГВт потужностей теплоелектростанцій, невизначеність щодо стійкості решти потужностей зберігається з огляду на продовження російських обстрілів енергетичної інфраструктури. Тому передбачається, що лише половина відремонтованих потужностей буде доступною в кожен окремий взятий момент, що залишає приблизно 13,6 ГВт доступної диспетчеризованої потужності, яка не буде в технічному обслуговуванні та відключеною.

За цим сценарієм, без нових інвестицій українська енергосистема не матиме достатньої потужності, необхідної для задоволення як пікового попиту, так і потреб в електроенергії протягом року. Це відбувається не лише в зимові місяці, коли спостерігається піковий попит і наслідки дефіциту можуть бути найбільш серйозними, але й у літні місяці, коли деякі блоки АЕС та теплоелектроцентралі не працюють.

### Структура генерації в 2025 році без нових інвестицій, що демонструє невідпущену енергію протягом (а) зимових та (б) літніх місяців



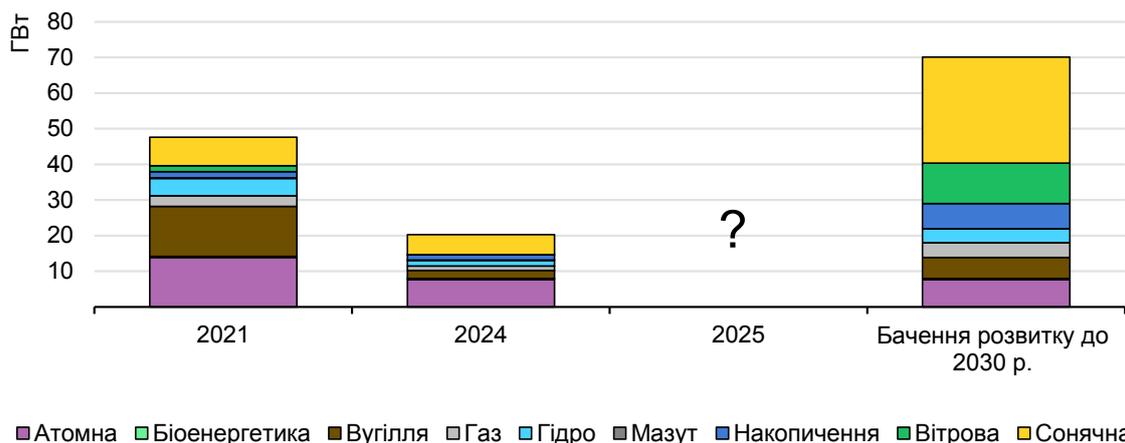
MEA. CC BY 4.0.

## Сценарії задоволення нагальних потреб системи в 2025 році на основі державної політики

З огляду на нагальні потреби української енергосистеми, багато рішень щодо державної політики, які приймаються зараз, можуть вплинути на те, як ці першочергові потреби задовольнятимуться в майбутньому. Це включає запровадження стимулів для прискорення розгортання децентралізованих ресурсів, які можуть бути швидко задіяні для задоволення цих потреб і підвищення стійкості системи. Аналогічно, рішення, прийняті на більш широкому регіональному рівні, наприклад, Європейською мережею операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E), можуть вплинути на обсяг потужностей, доступних для імпорту та експорту в межах континентальної європейської системи. Тим часом, шлях до європейської інтеграції та узгодження внутрішньої енергетичної політики з законодавчими рамками Європейського Союзу - включаючи Третій енергетичний пакет та Систему торгівлі квотами на викиди (СТВ) - суттєво впливатимуть на оптимальний підхід до перебудови енергосистеми України.

Результати моделювання, представлені в попередньому розділі, встановлюють бажану ціль для енергосистеми України, яка відповідає довгостроковим цілям енергетичного сектору. У цьому розділі розглядається, яким чином різні політичні та регуляторні механізми можуть бути використані для спрямування інвестицій як на задоволення нагальних потреб системи, так і на поглиблення її сумісності з цим середньостроковим баченням.

### Які нагальні потреби енергосистеми України з огляду на бачення її розвитку до 2030 року



МЕА. СС BY 4.0.

Для охоплення усього спектру можливих шляхів вирішення енергетичних потреб України та подолання дефіциту, було змодельовано декілька

сценаріїв. Ці сценарії аналізують зміни у структурі генерації, вимогах до маневрової генерації, її постачальників та торгівлі з континентальною європейською системою. Вони також досліджують вплив певних політичних та регуляторних рішень на розгортання потужності та експлуатацію розподілених ресурсів. Сюди входять такі аспекти, як стимули для розгортання РЕР та усунення бар'єрів, що дозволяють використовувати системні акумулятори як маневрові активи для інтеграції більшої частки сонячних фотоелектричних станцій. Крім того, включення механізми, які відповідають довгостроковим амбіціям України (і майбутнім можливостям європейської торгівлі), може суттєво вплинути на те, як країна масштабуватиме свій сектор відновлюваної енергетики для задоволення нагальних потреб системи.

### Огляд сценаріїв розширення потужностей, змодельованих для задоволення нагальних потреб системи в 2025 році

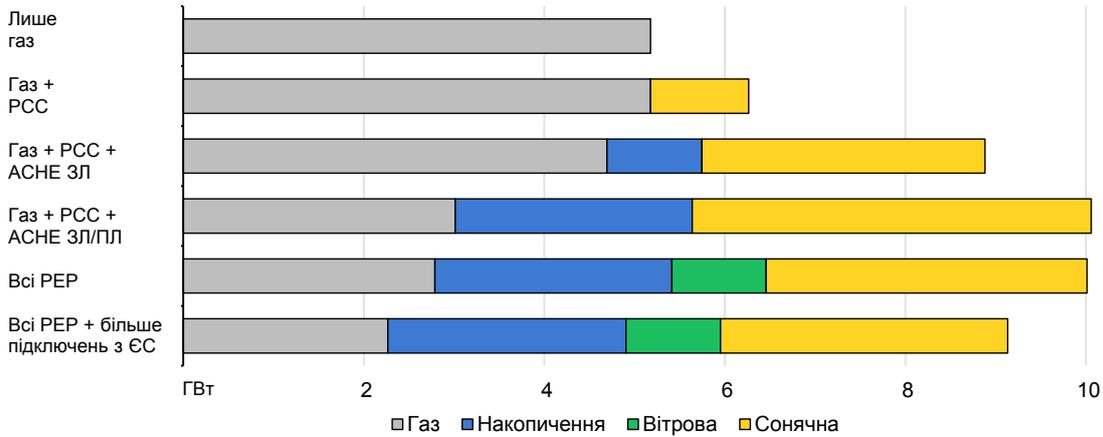
Сценарій розширення	РСС	Газ	Вітрова	ПЛ АСЗЕ	ЗЛ АСЗЕ (спільно з РСС)	Обмеження на імпорт до ЄС
Тільки газ.	-	Так.	-	-	-	2,1 ГВт
Газ + РСС	Так.	Так.	-	-	-	2,1 ГВт
Газ + РСС + ЗЛ АСЧЕ	Так.	Так.	-	-	1 ГВт	2,1 ГВт
Газ + РСС + ЗЛ/ПЛ АСЧЕ	Так.	Так.		<= 1,5 ГВт	1 ГВт	2,1 ГВт
Всі РЕР	Так.	Так.	<= 1 ГВт	<= 1,5 ГВт	1 ГВт	2,1 ГВт
Всі РЕР + Збільшення підключень з ЄС	Так.	Так.	<= 1 ГВт	<= 1,5 ГВт	1 ГВт	2,6 ГВт

Примітка: РСС = розподілені сонячні фотоелектричні станції; ПЛ = перед лічильником; ЗЛ = за лічильником; АСЧЕ = акумуляторна система накопичення енергії; ІС = міжсистемне з'єднання.

## Огляд результатів

Результати моделювання представляють найменш економічно оптимальні рішення з урахуванням системних вимог та обмежень. Вони підтверджують, що Україна терміново потребує додаткових об'ємів генерації для подолання дефіциту електроенергії. Однак структура цих об'ємів значною мірою залежить від політики сприяння та регулювання, які визначатимуть шлях відновлення країни. Наприклад, якщо відновити виробництво електроенергії майже на тому ж рівні, що й раніше, покладаючись виключно на диспетчеризацію викопних видів палива (сценарій "тільки газ"), то для цього знадобиться приблизно 5,2 ГВт газової генерації.

### Розбудова потенціалу для задоволення нагальних системних потреб України в залежності від обраної державної політики



МЕА. СС BY 4.0.

Примітки: Всі РЕР = розподілені сонячні фотоелектричні станції, поєднання газових двигунів і невеликих модульних турбін, а також акумуляторів, що знаходяться за лічильником. ЗЛ = за лічильником. ПЛ = перед лічильником. АСНЕ = акумуляторна система накопичення енергії. Збільшення мережових підключень до ЄС= 2,6 ГВт додаткових міжсистемних підключень до континентальною європейською системою (а не 2,1 ГВт).

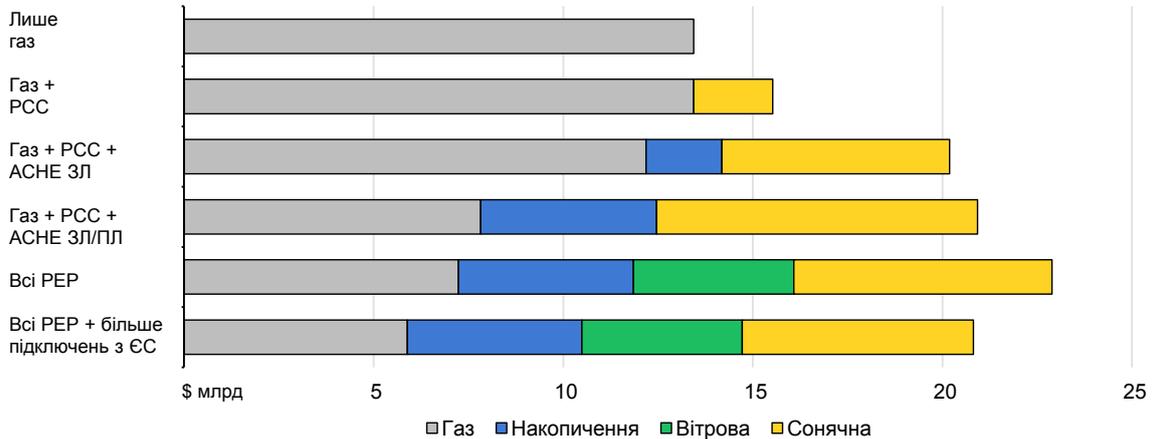
Однак, створивши умови для впровадження РЕР та стимули для їх використання відповідно до системних потреб, можна диверсифікувати структуру генерації, відмовившись від викопних видів палива, тим самим заклавши основу для масштабування таких технологій, як сонячні фотоелектричні станції та акумуляторні станції, які належать до ключових вимог щодо генеруючих потужностей в рамках бачення розвитку України до 2030 року. Це потребуватиме додаткових 23 ГВт сонячних електростанцій, 11 ГВт вітрових електростанцій та 5,6 ГВт акумуляторних систем накопичення енергії порівняно з 2024 роком.

Хоча нові об'єми газові генерації матимуть важливе значення для довгострокової безпеки української енергосистеми, особливо з огляду на те, що вони забезпечують життєво важливе диспетчеризоване виробництво в зимові місяці, не менш важливо, щоб вони були придбані в економічно ефективний спосіб, який забезпечить доступність для енергосистеми. Це означає, що закупівлі повинні здійснюватися таким чином, щоб мінімізувати ризики, враховувати невизначеність та уникати надмірних інвестицій, які можуть призвести до недовикористання (і збитковості) активів у середньостроковій перспективі. Це особливо актуально з огляду на значну невизначеність щодо відновлення попиту та об'ємів генерації, як зазначено в попередньому розділі.

Завдяки використанню більш різноманітного набору ресурсів, включаючи відновлювані джерела енергії та акумулятори, необхідні початкові капітальні витрати також зростають. Результати показують, що для відновлення енергосистеми України, яка базується лише на малих модульних газових

турбінах і газових двигунах, необхідно 13,4 млрд доларів США. Однак, якщо дозволити використання більш різноманітного набору ресурсів, включаючи змінні відновлювані джерела енергії та акумулятори, необхідне фінансування також збільшиться.

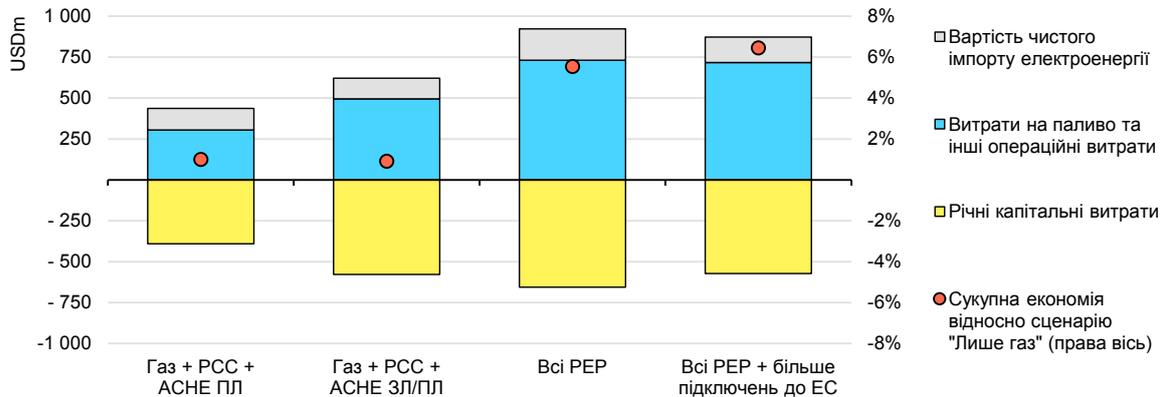
### Необхідні інвестиції для вирішення нагальних системних потреб в Україні



MEA. CC BY 4.0.

Воно може становити від 15,5 до 23 мільярдів доларів США, але, що важливо, це буде найбільш економічно оптимальним рішенням, враховуючи економію витрат на паливо для теплових електростанцій та чисту вартість електроенергії, що продається в Європу. У цьому випадку загальна річна економія порівняно зі сценарієм "лише газ" становитиме 5,6%, але для фінансування розбудови РЕР, які включають сонячні фотоелектричні станції на дахах, акумулятори та вітрові електростанції, знадобиться майже 23 млрд. доларів США. Водночас, вартість фінансування може бути зменшена майже на 2 млрд. доларів США за допомогою лише 500 МВт додаткового імпорту електроенергії з Європи, що призведе до 6,3% економії на річних операційних витратах порівняно зі сценарієм "лише газ".

## Загальні річні системні витрати та економія порівняно зі сценарієм "лише газ" у 2025 році



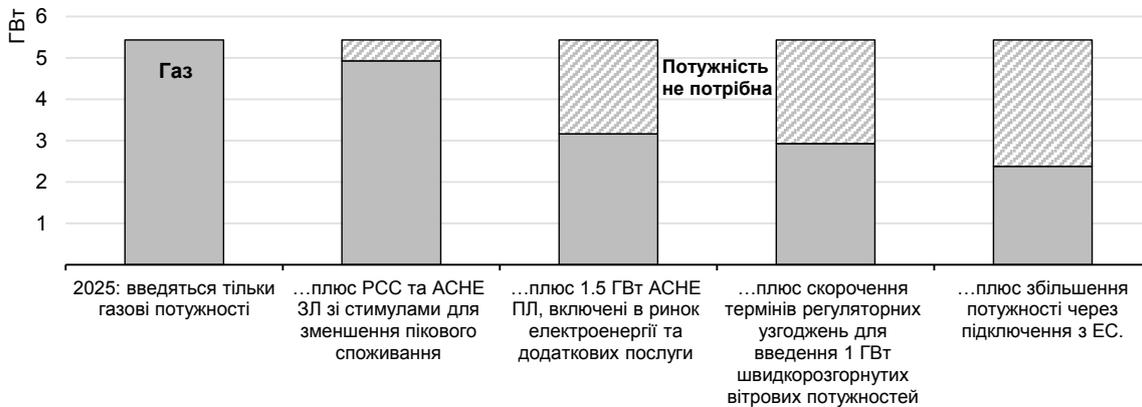
MEA. CC BY 4.0.

## Висновки для державної політики

### Щоб забезпечити створення доступної та справедливої системи необхідні відповідні стимули для чистих технологій

Як показують наведені вище результати, Україна має багато можливостей для диверсифікації структури генерації, зменшення залежності від теплової генерації та розширення використання РЕЕ з точки зору задоволення нагальних потреб системи. До них відносяться стимули для розгортання РЕЕ, створення можливостей для акумуляторних батарей, розміщених «перед лічильниками», надання основних послуг та забезпечення гнучкості, що посилювало б таким чином ринкові сигнали для інвестицій у чисту енергетику, розширюючи ланцюги постачання для підтримки цих інвестицій та збільшуючи міжсистемні підключення з Європою. У зв'язку з цим стає зрозумілим, як різні політичні та регуляторні інструменти можуть допомогти подолати розрив між нагальними системними потребами України та її довгостроковим баченням – шляхом зменшення залежності від викопних видів палива при одночасному забезпеченні безпечної, доступної та справедливої енергосистеми.

### Вплив тієї чи іншої державної політики на найменш затратне розгортання газових генераційних потужностей (у порівнянні зі сценарієм "лише газ") для подолання дефіциту електроенергії в Україні у 2025 році



MEA. CC BY 4.0.

Примітки: ЗЛ = за лічильником. ПЛ = перед лічильником. АСНЕ = акумуляторна система накопичення енергії.

### Мережеві та "зелені" тарифи мають бути структуровані таким чином, щоб заохочувати залучення споживачів

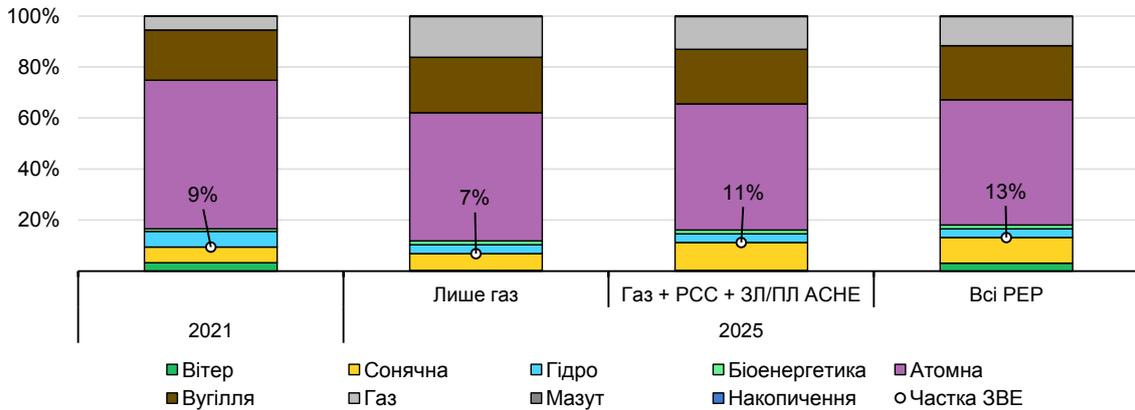
За наявності добре структурованих стимулів для розгортання розподілених сонячних фотоелектричних станцій та акумуляторних батарей, включно зі стимулами до зниження пікового споживання для споживачів та громад, потреба в тепловій генерації може бути зменшена майже на 500 МВт. У випадку нашої моделі, це представлено у вигляді стимулів для споживачів розміщувати в себе за лічильником сонячні фотоелектричні станції та акумулятори з метою зменшення пікового попиту або забезпечення надлишку електроенергії в мережі в типові години пікового навантаження з 18:00 до 22:00.

У довгостроковій перспективі, шляхом переходу до рентабельних тарифів та надання споживачам відповідних цінових сигналів, ці РЕР можна було б додатково стимулювати в цілях забезпечення потреб системи. Це також сприятиме енергоефективному споживанню як за рахунок вдосконалення електричних приладів, так і за рахунок змін у поведінці споживачів. Завдання регуляторів та політиків полягає в тому, щоб структурувати тарифи та стимули таким чином, щоб забезпечити внесок РЕР у задоволення нагальних потреб системи, зберігаючи при цьому доступність та справедливість.

### Використання переваг системних акумуляторних батарей є ключовим для забезпечення маневреності в системі

У системі з вищою концентрацією РЕР, особливо зі збільшенням частки змінної відновлюваної енергії (ЗВЕ), зростатиме потреба в маневреності системи. За всіма сценаріями частка ЗВЕ становитиме 7-13%.

### Еволюція структури генерації та частки змінної відновлюваної енергетики в Україні за різними сценаріями моделі

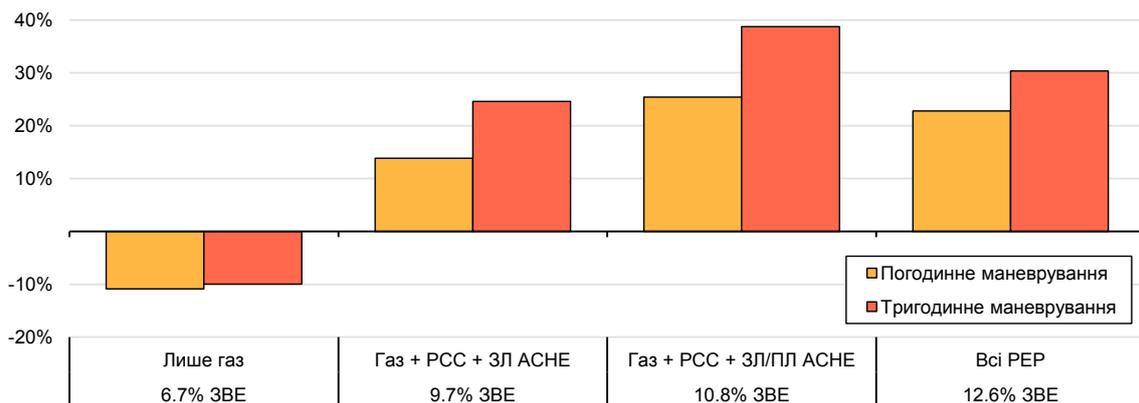


MEA. CC BY 4.0.

Примітки: ЗВЕ = змінна відновлювана енергія. Всі РЕ = розподілена сонячна фотоелектрична енергія, суміш газових двигунів і невеликих модульних турбін та акумуляторних батарей, що стоять за лічильником. АСНЕ = акумуляторна система накопичення енергії. ЗЛ = за лічильником. ПЛ = перед лічильником.

Зі збільшенням частки ЗВЕ зростають і потреби системи у гнучкості, включаючи вимоги до маневреності для нарощування потужності. Однак це в рівній мірі залежить від структури ЗВЕ-генерації. Наприклад, система з більшою відносною часткою сонячної PV-генерації порівняно з вітровою, як правило, матиме вищі вимоги до нарощування потужності. Тому, хоча сценарій "Всі РЕ" має найвищу частку РЕ, вимоги до нарощування потужності є найвищими у сценарії "Газ + РСЕ + ПЛ/ЗЛ АСЗЕ".

### Зміна максимальних вимог щодо нарощування потужності порівняно з 2021 роком за різними сценаріями 2025 року



MEA. CC BY 4.0.

Оскільки Україна зазнала величезних втрат у теплової та гідроенергетичній генерації, які забезпечували лівову частину маневреності до повномасштабного вторгнення, для управління перепадами та

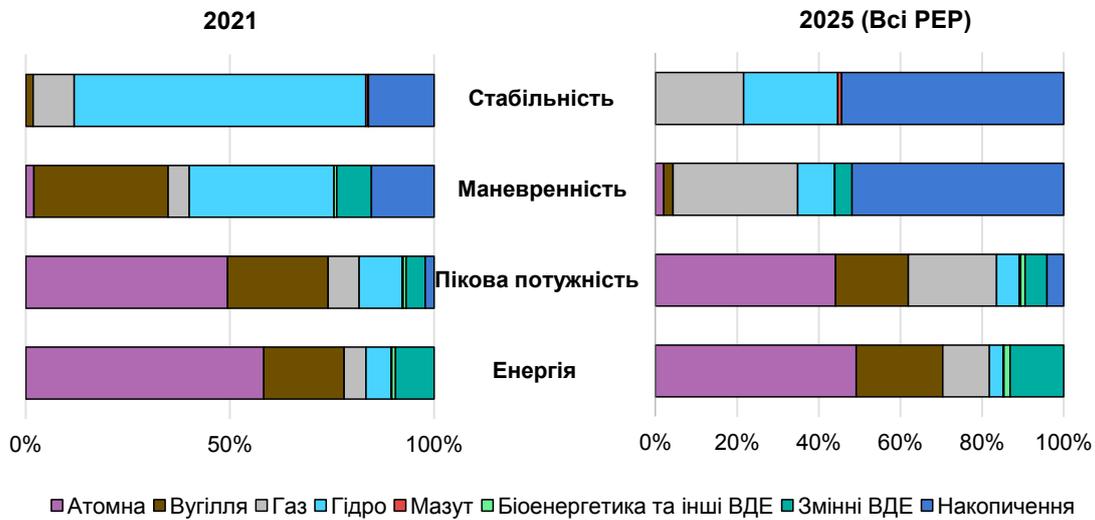
невизначеністю в попиті та пропозиції знадобиться більший рівень гнучкості, зокрема спроможність управляти короткостроковим (наприклад, погодинним нарощуванням) та внутрішньодобовим (наприклад, піковою потужністю) коливанням. Водночас системні оператори повинні підтримувати експлуатаційні резерви, щоб забезпечити стабільну роботу системи у випадку збоїв та втрати генерації.

Хоча розподілені фотоелектричні станції в поєднанні з автономними акумуляторними батареями можуть задовольнити деякі нагальні потреби України в об'ємах енергії та пікових навантаженнях, їхні загальносистемні переваги залишатимуться обмеженими без структури тарифу, яка б посилала відповідні сигнали споживачам. Більше того, без механізму, який би уможливив контроль над активами на стороні попиту (наприклад, агрегатор), ці активи не зможуть надавати основні системні послуги.

Такі заходи важливі з точки зору довгострокової перспективи. Однак нагальні потреби України можуть бути задоволені за рахунок певної кількості системних акумуляторних батарей «перед лічильником», які могли б надавати низку послуг як на локальному, так і на системному рівнях. Такі заходи все одно потребуватимуть відповідних змін у структурі ринку та регулюванні, в тому числі зняття цінових обмежень, створення умов для накопичення доходів (revenue stacking) та забезпечення координації між операторами системи передачі (ОСП) та операторами системи розподілу (ОСР) електроенергії для надання послуг як на системному, так і на локальному рівнях. Такі зміни допоможуть розробити інвестиції в ці ресурси економічно обґрунтованими.

Результати моделювання показують, що, дозволивши інтегрувати у ринок електроенергії акумулятори промислового масштабу - навіть в обмеженому обсязі (наприклад, 1,5 ГВт) - Україна може отримати вкрай необхідну гнучкість системи у вигляді пікових потужностей, погодинного нарощування, балансування та обертання резервів. Це дозволило б збільшити використання змінних відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячні фотоелектричні та вітряні станції, які б в свою чергу постачали велику кількість енергії в систему, зменшуючи її операційні витрати, а також дозволило б пришвидшити використання РЕР для реалізації бачення розвитку до 2030 року. Важливо, що в такій системі з'являється чітке розмежування між технологіями, які створюють енергію, і тими, що надають критичні системні послуги. Це підкреслює важливість розвитку ринкових механізмів, які б належним чином оцінювали спектр можливостей таких технологій, як акумуляторні батареї та РЕР в цілому, забезпечуючи адекватні потоки доходів для їх розгортання.

## Внесок різних технологій у виробництво енергії та надання послуг за різних сценаріїв розвитку для задоволення нагальних потреб системи, 2021 р. порівняно з 2025 р.



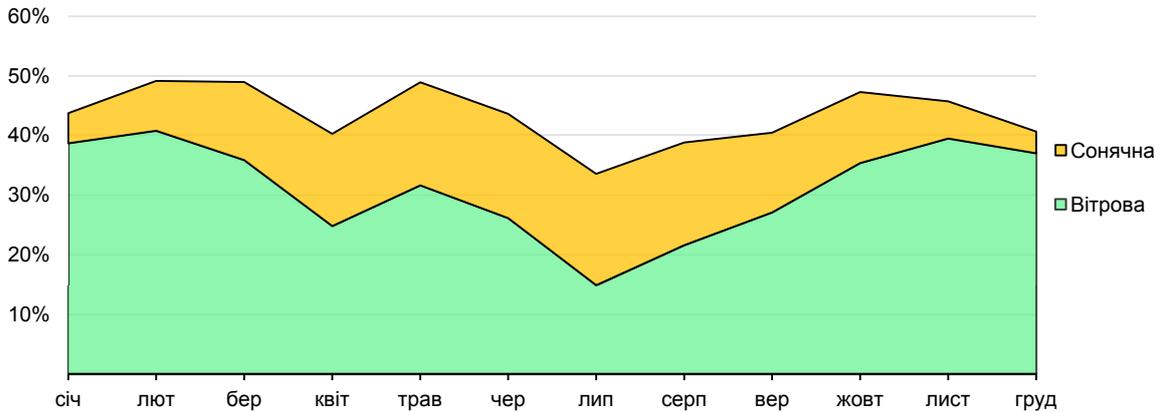
MEA. CC BY 4.0.

Примітки: ЗВЕ = змінна відновлювана енергія. Всі РЕР = розподілена сонячна фотоелектрична енергія, суміш газових двигунів і невеликих модульних турбін, а також акумуляторні батареї за лічильником. ПЛ = перед лічильником. АСНЕ = акумуляторна система накопичення енергії. Для розрахунків внеску, гарячі резерви базуються на загальному річному внеску різних технологій у ці резервні продукти. Маневренність в нарощуванні потужності розраховується на основі 100 найбільших погодинних піків нарощування. Пікова потужність розраховується на основі потреби в потужності у 100 періодів найбільшого чистого попиту в модельованому році, зі змінним внеском відновлюваної енергетики на основі різниці між чистим піковим рівнем та піковим навантаженням. Повна оцінка адекватності системи потребує подальшого дослідження, наприклад, на основі стохастичної моделі адекватності, що враховує міжрічні коливання попиту та пропозиції, а також перебої в роботі генерації та передачі. Енергія - це частка в річному виробництві. Ці показники мають на меті проілюструвати різноманітні аспекти безпеки електроенергії, але не охоплюють всі відповідні компоненти або потенційні технологічні внески.

## Усунення регуляторних бар'єрів може уможливити залучення широкого спектру ресурсів та підвищити безпеку системи

Хоча розподілені сонячні фотоелектричні станції та акумуляторні батареї є двома технологіями, які можна швидко розгорнути, отримати доступ до пільгового фінансування та підвищити витривалість системи, їхня здатність задовольняти попит взимку означає, що газова генерація необхідна для забезпечення адекватності системи під час зимового піку. Однак Україна також має дуже хороші вітрові ресурси, й насправді до того як вони були знищені або окуповані Росією, Україна виробляла майже 2 ГВт вітрової енергії. Загалом, вітрові та сонячні ресурси в Україні доповнюють один одного, причому виробництво вітрової енергії в Україні є вищим у зимові місяці та нижчим у літні, тобто обернено пропорційним генерації сонячної енергії.

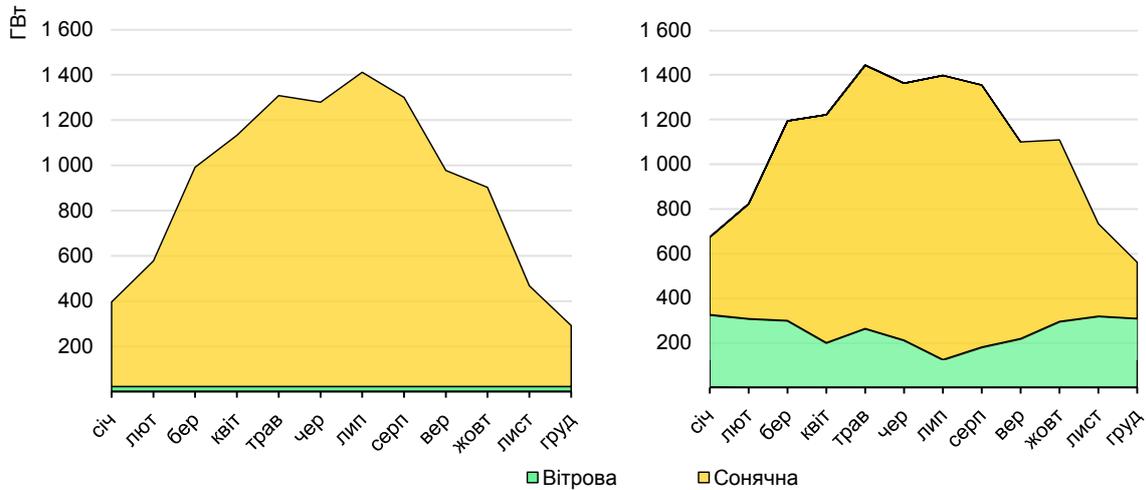
### Середньомісячні коефіцієнти потужності вітрових та сонячних електростанцій в Україні на основі вхідних даних моделі



МЕА. СС BY 4.0.

Хоча [час розгортання вітроенергетики є відносно повільним](#) (як правило, три роки), більша частина цього часу витрачається на планування та отримання дозволів від регуляторних органів. Тому сценарій "Всі РЕР" намагається врахувати як відреагує модель на потенційне прискорення вітрових проєктів, що вже знаходяться на стадії розробки, за рахунок послаблення деяких регуляторних бар'єрів. У такому сценарії середнє виробництво ЗВЕ протягом зимових місяців листопада-лютого зростає на 60%, що посилює переваги накопичувачів енергії для задоволення зимового пікового попиту. Тим часом, середнє виробництво ЗВЕ залишається досить схожим в обох сценаріях. Хоча питання фінансування вітрових проєктів залишається складним у воєнний час, розробляються деякі інноваційні механізми для зменшення політичних ризиків, такі як державні гарантії Данського експортно-інвестиційного фонду для Тилігульської ВЕС потужністю 500 МВт, що належить ДТЕК.

### Щомісячне виробництво вітрової та сонячної енергії у 2025 році за сценаріями з обмеженим розгортанням 1 ГВт вітрових потужностей та без нього

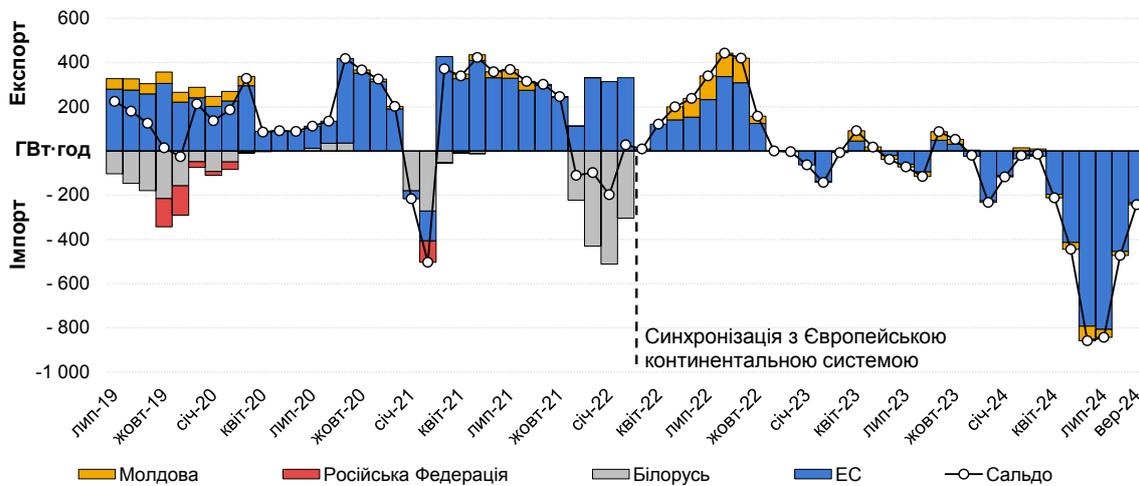


MEA. CC BY 4.0.

### Посилення торгівлі з континентальною Європою відповідає як короткостроковим потребам, так і довгостроковим цілями

Тісніша інтеграція з континентальною європейською енергосистемою є ключовою довгостроковою метою для України, і з початку повномасштабного вторгнення вона виявилася життєво важливою для її функціонування. З березня 2022 року, після синхронного підключення енергосистеми України до континентальної європейської мережі, таке міжсистемне підключення забезпечило критично важливі об'єми імпорту електроенергії, підтримуючи країну таким чином у періоди високого попиту та під час серйозних відключень. Дійсно, оскільки атаки та пошкодження генеруючих потужностей почастишали, доступ до імпортованої електроенергії стає все більш важливим.

## Чиста щомісячна торгівля електроенергією для України

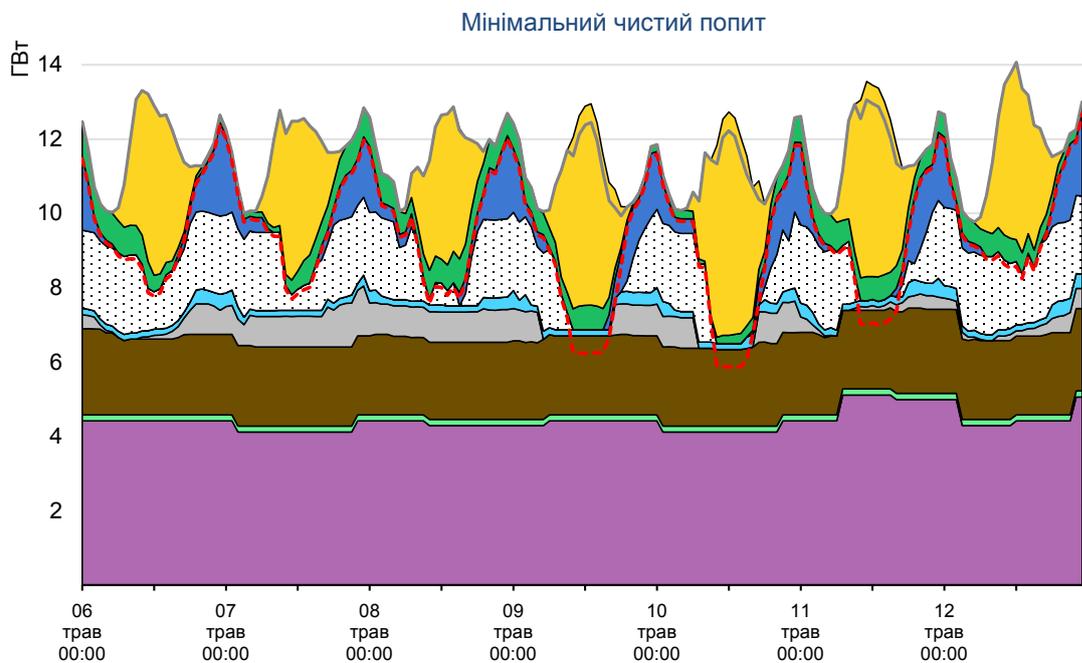
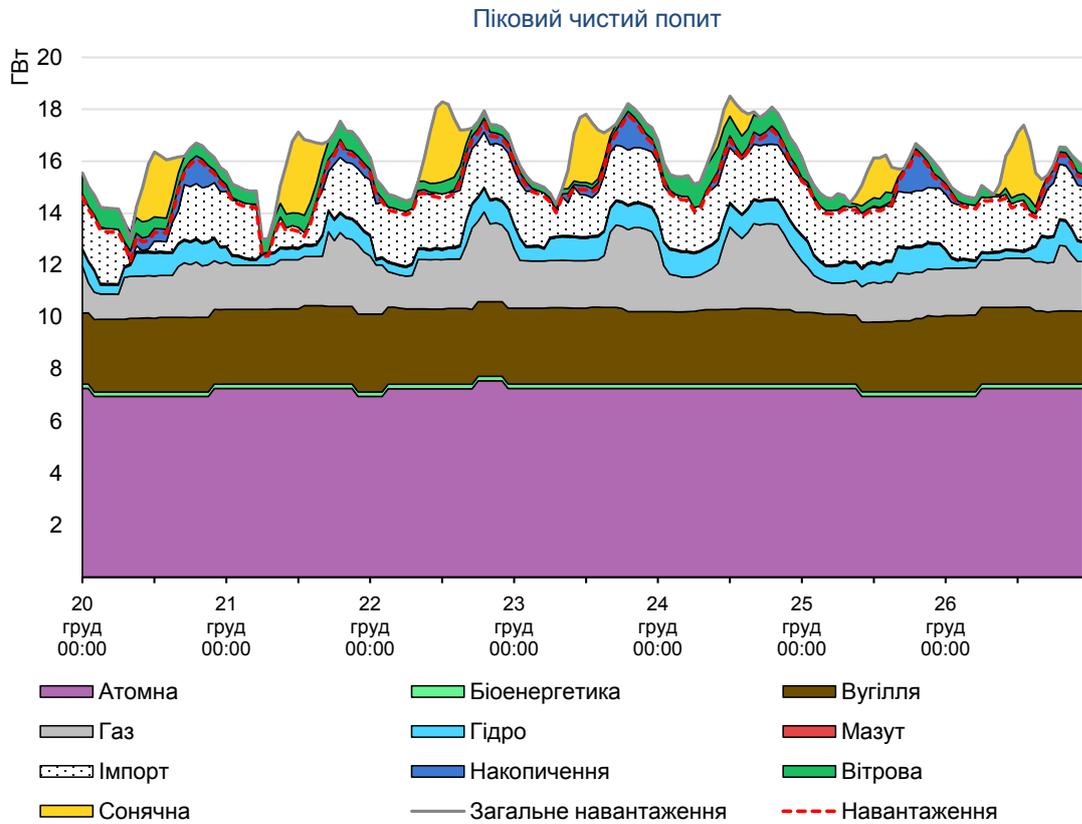


MEA. CC BY 4.0.

Джерело: MEA (2024), [Енергетична безпека України та майбутня зима](#).

Можливість збільшення імпорту з сусідніх систем може зменшити потребу у внутрішніх теплових потужностях. У періоди пікового попиту імпорт здатен забезпечити важливу пікову потужність і постачати енергію, коли виробництво відновлюваної енергії є низьким. У періоди меншого попиту і більшого виробництва електроенергії з РЕР міждержавні підключення можуть забезпечити експорт енергії, яку система не може поглинути (наприклад, під час полуденних піків сонячної активності). Це не заважає так само і імпортувати енергію через міжсистемні підключення під час денних пікових періодів попиту. Неманевреність української атомної енергетики та старіння об'єктів вугільної генерації означає, що міжсистемні підключення відіграють вирішальну роль у підвищенні маневреності системи у відповідь на коливання та перебої у постачанні. Моделювання показує, що додаткові 500 МВт імпортованої електроенергії не лише підвищують маневреність системи, але й зменшують потребу в нових газових потужностях на таку ж величину. У довгостроковій перспективі, зі збільшенням масштабів використання дешевих відновлюваних джерел енергії, збільшення експортних потужностей стане не менш важливим, що дозволить Україні позиціонувати себе як нетто-експортера в Європу. Тим паче, що Україна була таки нетто-експортером електроенергії до континентальної Європи в перші дні синхронізації, до того, як наприкінці 2022 року почалися цілеспрямовані атаки на її енергосистему.

**Структура генерації, змодельована для 2025 року, в періоди пікового та мінімального чистого навантаження з усіма РЕР та додатковими 500 МВт за рахунок імпорту електроенергії**



MEA. CC BY 4.0 .

## Розділ 3. Побудова маршруту до безпечного, сталого та децентралізованого майбутнього

Результати моделювання, представлені в Розділі 2, показують, як розподілені енергетичні ресурси (PER) можуть відігравати життєво важливу роль у задоволенні нагальних потреб енергосистеми України, одночасно підтримуючи її довгострокові цілі декарбонізації та інтеграції з Європейським Союзом (ЄС). За наявності належних стимулів та ринкових умов, розподілена сонячна фотоелектрична (PV), акумуляторна та вітрова генерація може зменшити потребу в нових газових потужностях на 3 ГВт, тим самим підвищуючи одночасно стійкість самої системи. Однак, щоб досягти цих переваг, Україна має подолати кілька ключових викликів:

- Нинішні ринкові структури та регулювання не повною мірою оцінюють послуги з PER.
- Технічні стандарти потребують оновлення. Системні оператори не мають достатньої видимості та контролю над розподіленими активами.
- Існуючі механізми фінансування не пристосовані для підтримки малих проектів.

Швидке впровадження PER може допомогти Україні уникнути надмірних інвестицій в інфраструктуру викопного палива, яка ризикує опинитися у скрутному становищі, оскільки країна здійснює перехід до чистої енергетики та просувається до вступу в Європейський Союз. Однак моделювання також показує, що максимізація потенціалу PER вимагає координації на кількох напрямках: запровадження цін на електроенергію, що змінюються в часі та відображають потреби системи; створення умов для накопичення доходів (тобто використання декількох потоків доходів) для накопичувальних активів; посилення координації між операторами систем передачі та розподілу електроенергії. Ці висновки підкреслюють важливість комплексної політики та нормативно-правової бази для прискорення розгортання PER при одночасному забезпеченні безпеки та доступності системи.

У цьому розділі викладено сім ключових рекомендацій для українських політиків та зацікавлених сторін в енергетичному секторі, спрямованих на вирішення цих проблем і формування основи для сучасної децентралізованої енергосистеми. Вони варіюються від рекомендацій щодо стратегічного планування до окремих пропозицій щодо конкретних технічних вимог. І стосуються вони як невідкладних заходів щодо стимулювання росту

ДЕР, так і довгострокових реформ, спрямованих на повну інтеграцію цих ресурсів у енергосистему України. Впроваджуючи ці рекомендації, Україна може задовольнити свої нагальні потреби в потужностях, одночасно рухаючись таким чином до екологічно чистої та стійкої електроенергетичної системи, що відповідає її цілям щодо тіснішої інтеграції з Європейським Союзом.

## Сім ключових напрямків для побудови більш децентралізованої та сучасної енергетичної системи в Україні

### План дій для більш децентралізованої та сучасної енергетичної системи

- **Створити** бачення децентралізованої системи для України
- **Удосконалити** нормативну базу
- **Реформувати** ринки електроенергії
- **Посилення** потенціалу та координації на рівні передачі та розподілу
- **Встановити** чіткі технічні стандарти та вимоги до підключення
- **Покращте** видимість активів, передбачуваність і контроль для забезпечення безпеки системи
- **Створити** відповідні законодавчі основи та фінансові інструменти для збільшення масштабів розгортання ДЕР

MEA. CC BY 4.0.

## Принципи пріоритизації заходів

Для полегшення пріоритизації заходів та рекомендацій, запропонованих у цьому розділі, ми використовуємо принцип оцінки окремих заходів на основі наступних якісних критеріїв:

- **Екстреність:** Найважливіші дії - це ті, які одночасно закладають основи для більш децентралізованої системи та допомагають вирішити нагальні системні потреби України.
- **Комплексність:** Враховує такі фактори, як обсяг заходів, необхідних для виконання рекомендацій, і ступінь реалізації вже проваджених заходів, а також будь-які потенційні обмеження на етапі їх реалізації.

Кожен із основних заходів в плані дій на основі класифікації за цими двома критеріями може бути віднесений до однієї з чотирьох категорій:

### Система пріоритетів для реалізації запропонованих заходів



MEA. CC BY 4.0.

У плані дій наведеному нижче кожна рекомендація віднесена до одного з цих квадрантів, на що вказує колір її маркованого пункту. Це відображає як її пріоритетність, так і рівень дій, що вимагаються від зацікавлених сторін.

## План дій щодо побудови більш децентралізованої та сучасної енергосистеми

### Формування бачення децентралізованої енергосистеми для України

Розробка цілісної стратегії РЕР, підкріпленої детальними регуляторними та законодавчими пропозиціями, дає можливість Україні привести свою енергосистему у відповідність до майбутніх цілей. Ця основа зміцнить довіру інвесторів у довгостроковій перспективі та сприятиме сталому розвитку енергетики. Першим важливим кроком для України є ретельна оцінка потреб і вимог системи. Розуміючи ці аспекти, Україна зможе сформулювати відповідну роль РЕР у досягненні енергетичної безпеки та цілей "зеленої" трансформації, зберігаючи при цьому доступність енергоносіїв та баланс інтересів. Важливими кроками у цьому напрямку стали нещодавно опублікований Національний план дій з відновлюваної енергетики, який має на меті збільшити цільову частку

відновлюваних джерел енергії у структурі електроенергії України до 27% у 2030 році, а також Стратегія розвитку розподіленої енергетичної системи та Національний план з енергетики та клімату (НПЕК). Однак необхідний більш комплексний підхід, який забезпечить повне узгодження з Пакетом чистої енергії Енергетичного Співтовариства та його імплементацію на шляху до вступу в Європейський Союз.

**Ключову роль грає залучення всіх зацікавлених сторін та чіткий розподіл ролей.** Таке розширення вимагає фундаментального переходу від централізованого планування та експлуатації до побудови системи розподілених обов'язків по всьому ланцюгу постачання електроенергії з охопленням усіх зацікавлених сторін на місцевому, національному та європейському рівнях. Для ефективної реалізації такого переходу українські розробники державної політики повинні оновити нормативно-правову базу для створення відповідних стимулів, одночасно активно залучаючи громадян шляхом чіткого інформування про переваги децентралізації та їхню потенційну роль у новій системі, включаючи заходи з протидії дезінформаційним кампаніям.

**Стійкість має бути центральним елементом бачення модернізованої децентралізованої енергосистеми.** Хоча Україна створила фундамент для пом'якшення фізичних (та інших) ризиків щодо об'єктів критичної інфраструктури за допомогою таких законів, як [Закон "Про критичну інфраструктуру"](#) та [Національна стратегія кібербезпеки \(2021-2025\)](#), все ще існує потреба у кращому визначенні поняття стійкості та забезпеченні її чіткої пріоритетності при прийнятті рішень та плануванні. Протягом останнього року заходи пасивного захисту були також запроваджені щодо підстанцій та інших об'єктів інфраструктури передачі електроенергії. В процесі розгортання РЕР має відбутися розширення заходів з підвищення стійкості, які мали б охопити мережеві коди й технічні стандарти, на яких будується безпека системи на всіх рівнях електромережі.

**Розширення ланцюгів постачання та місцевого виробництва має важливе значення для подолання розриву між нагальними системними потребами України та її довгостроковими амбіціями.** Швидке розгортання сонячних фотоелектричних установок, акумуляторів та інших децентралізованих активів може допомогти задовольнити нагальні потреби України, але для цього потрібні добре скоординовані й функціонуючі ланцюги постачання та кваліфікована робоча сила. РЕР залежать від різноманітних компонентів, включаючи сталеві кріплення, інвертори та спеціалізовані матеріали, причому багато ланцюжків постачання зосереджені в руках кількох країн або компаній, що створює [ризик перебоїв у роботі](#). Подальше розширення виробничих потужностей вимагатиме диверсифікації та

водночас тісної регіональної співпраці для забезпечення поставок обладнання в необхідних обсягах, а також спрощення процедур транскордонного імпорту для прискореного розгортання.

● **Справедливий перехід в енергетичному секторі вимагає скоординованих дій ключових зацікавлених сторін з метою підвищення кваліфікації робочої сили, необхідної для модернізованої та децентралізованої системи.** Модернізація енергетичного сектору України вимагає швидкого розширення цифрових і технічних можливостей, особливо в таких сферах, як управління розумними мережами (smart grid), розподілені енергетичні системи та кібербезпека. Нинішня робоча сила стикається з двома критичними проблемами: недостатньою чисельністю, причому жінки особливо недопредставлені на технічних посадах, і недостатньою підготовкою в нових галузях. Адаптація до цифрових рішень під час воєнного вторгнення висвітлила як потенціал, так і нехватку навичок працівників енергетичного сектору. Для створення кваліфікованої робочої сили необхідна скоординована робота багатьох зацікавлених сторін. Державні установи, такі як Міністерство освіти, повинні розглянути можливість розробки комплексних навчальних програм з цифрових технологій та кібербезпеки, запровадження сертифікації для підтримки міжнародних стандартів, роблячи при цьому додатковий акцент на освіті жінок, а навчальні заклади можуть зміцнити напрямок міжнародного партнерства для вдосконалення навчальних програм у цих сферах. Енергетичні компанії та системні оператори повинні розглянути можливість запуску внутрішніх програм підвищення кваліфікації, зосереджених на управлінні розумними мережами (smart grid) та на рішеннях для накопичення енергії, а також співпрацювати з освітніми партнерами, щоб запропонувати можливості для навчання в реальних умовах. Міжнародні донори могли б підтримати цю трансформацію шляхом фінансування платформ для обміну знаннями та програм з транскордонного партнерства в сфері передачі технологій, тоді як місцеві органи влади та громадські організації можуть сприяти підвищенню обізнаності та інклюзивного навчання у вразливих регіонах.

## Вдосконалення нормативно-правової бази

● **Регулятор та уряд повинні розглянути можливість переходу до цін на електроенергію, які відображали б собівартість та її коливання протягом доби.** Нинішня широка схема субсидування електроенергії через механізм покладання спеціальних обов'язків (PCO) спотворює ринкові сигнали та перешкоджає ефективній роботі енергосистеми, навіть якщо вона забезпечує критично важливу підтримку у воєнний час. Як тільки дозволять умови, уряд повинен перейти від широкої схеми субсидування через PCO до [цін на електроенергію, які відображали б собівартість та її коливання](#)

[протягом доби](#), підсилених [цільовими трансфертами](#), які можуть забезпечити доступність електроенергії з одночасним запровадженням стимулів для ефективної та гнучкої роботи мережі. Такий перехід вимагає створення комплексної інфраструктури розумних лічильників (smart metering) для забезпечення динамічних тарифів, а також чітких комунікаційних стратегій, які допоможуть домогосподарствам розуміти цінові сигнали та реагувати на них. Початковий етап реалізації можна було б протестувати протягом літніх місяців, коли попит на електроенергію є нижчим, зосередившись спочатку на регіонах, де широко застосовуються "розумні" лічильники, продемонструвавши тим самим переваги від кращого управління попитом на електроенергію та політичну волю до впровадження РЕР, децентралізації, що зміцнивши довіру інвесторів до реформованого ринку електроенергії.

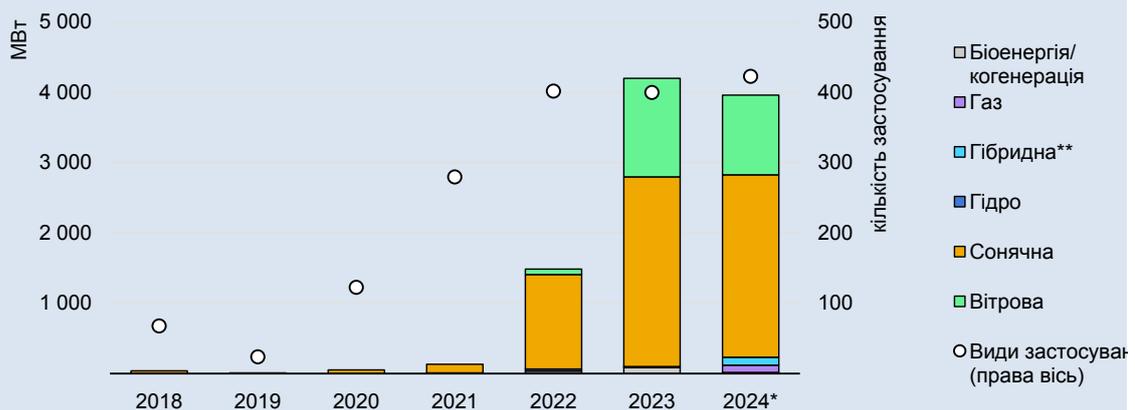
 **Уряду та регулятору слід розглянути можливість усунення регуляторних та адміністративних бар'єрів, які непропорційно впливають на розгортання РЕР.** У той час як великі об'єкти генерації краще пристосовані до суворих ліцензійних вимог і можуть дозволити собі високу плату за підключення до мережі, проекти РЕР стикаються з непропорційно великими перешкодами в рамках нинішньої нормативно-правової бази. Ці бар'єри включають обтяжливі процедури підключення до електромережі, що вимагають надмірної кількості документації, обмеження на фінансову підтримку проектів понад 20 МВт та тривалі терміни отримання дозволів. Уряду та регулятору слід розглянути можливість спрощення процесу подання заявок, стандартизації процедур підключення та надання прискорених погоджень для невеликих проектів для усунення цих обмежень. Окрім того доповнити ці реформи могло б створення [зон відновлюваної енергетики](#) для прискорення підключення. Зниження бар'єрів також полегшило б адміністративний тягар обробки численних заявок, що є частою причиною затримок.

## Як регуляторні зміни стимулювали інвестиції в розподілену генерацію в Південній Африці

Південна Африка є прикладом того, як у середовищі сприятливої державної політики відкривається шлях до швидкого та масштабного розгортання розподіленої генерації. В 2021 році Південноафриканський регулятор [пом'якшив вимоги до ліцензування](#) для приватних проектів генерації потужністю від 1 МВт до 100 МВт. Через рік це було поширено на всі приватні проекти, незалежно від потужності. Після цього відбувся різкий стрибок у кількості (заявок) і масштабах (загальній потужності) цих проектів - навіть за відсутності фінансових стимулів, таких як "зелений" тариф. Цей успіх зумовлений ціною конкурентоспроможності та перевагами енергетичної безпеки РЕР, оскільки більшість проектів призначені для прямого відбору електроенергії.

Ключовим посилом для України тут є те, як для моніторингу розвитку таких проектів Південна Африка використовувала систему реєстрації, наглядно демонструючи таким чином реакцію енергосистеми на регуляторні зміни. Хоча ризик того, що незареєстровані установки порушують роботу системи, залишається, такий підхід дозволив регуляторам відстежувати потреби системи в міру розгортання проектів та подальшої їх реєстрації. Це свідчить як про успіх регулювання, так і про можливу необхідність адаптації стимулів для своєчасного інвестування в маневреність, наприклад, у проекти, які розміщуються разом з акумуляторами й можуть сприяти управлінню піковими навантаженнями в системі.

### Реєстрація об'єктів приватної генерації в Південній Африці, 2018-2024 роки



MEA. CC BY 4.0.

Примітки: 2024\* відповідає даним до кінця листопада 2024 року. Гібридні = гібридні установки, що складаються з сонячних фотоелектричних модулів та акумуляторів або сонячних фотоелектричних модулів та газу.

Джерело: Аналіз MEA на основі даних Національного енергетичного регулятора Південної Африки (2024), [зареєстрованих генеруючих потужностей](#) (02/10/2024).

● Структуру стимулів для системного оператора має бути переглянута для приведення її у відповідність до регулювання на основі результатів діяльності. Нинішня [модель регулювання у прив'язці до активів](#) стимулює операторів систем розподілу (ОСР) надавати пріоритет капіталомістким інвестиціям та інвестиціям у вичерпані види палива. Це неприйнятно з огляду на поганий фінансовий стан ОСР та масштабність процесу реконструкції, що робить фінансування великих мережевих проектів дуже обмеженим, і водночас створює перепони на шляху впровадження РЕР. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), прийнявши [Постанову № 2648](#), зробила перші кроки для надання фінансової допомоги операторам розподільчих мереж шляхом виплати винагороди за приєднання до електромереж, здійснене в умовах воєнного стану. Надалі НКРЕКП має розглянути можливість переходу до моделі [регулювання на основі результатів діяльності](#), яка пов'язує доходи від надання комунальних послуг з низкою бажаних результатів. Такий підхід зробить РЕР, програми реагування на попит, технології підвищення надійності мереж та "розумні" мережі життєздатними альтернативами традиційному розширенню інфраструктури, водночас надаючи комунальним підприємствам нові джерела доходів для підвищення стійкості системи завдяки розширенню можливостей автономного живлення та заходам з кібербезпеки.

## Реформувати ринки електроенергії

● Усунення ринкових викривлень та підвищення деталізації ринку відкріє двері для ширшого спектру децентралізованих активів. Український ринок "на добу наперед", а також внутрішньодобовий та балансує ринки, працюють в [умовах високих цінових обмежень](#), у той час як ринок допоміжних послуг потребує реформування для приведення цінових обмежень у відповідність до рівня ЄС. Завдяки нещодавнім законодавчим змінам Укренерго тепер може підписувати довгострокові контракти щодо послуг на ринку допоміжних послуг терміном понад один рік на довгострокових аукціонах. Такі заходи допоможуть покрити капітальні витрати інвесторів на будівництво генеруючих потужностей або систем накопичення енергії. Додаткові реформи мали б стосуватися створення нових допоміжних ринків або ринкових механізмів, які краще відображатимуть вартість маневруючих потужностей та дозволять відшкодовувати витрати на різні типи активів, включаючи акумулятори та інші розподілені ресурси. Для максимізації участі на ринку РЕР, технічні вимоги та схеми закупівель повинні бути адаптовані до різних категорій користувачів та технологічних профілів, а також передбачати менші мінімальні розміри пропозицій. Такий підхід допоможе задовольнити зростаючі потреби у

гнучкості системи, одночасно створюючи відповідні інвестиційні сигнали для різноманітних активів, що підтримують енергосистему.

● **Для покращення бізнес-моделі щодо РЕР регулятор та системні оператори повинні покращити доступ до ринків електроенергії та допоміжних послуг, забезпечивши справедливу та рівну участь для всіх гравців.** Наразі в Україні на ринки електроенергії має вплив антиконкурентна практика на рівні операторів системи передачі (ОСП) та дискримінаційні тарифні структури, які мають впливають на участь суб'єктів господарювання у енергоринку. В той час як ресурси з потужністю понад 1 МВт можуть отримати доступ до ринків допоміжних послуг, менші ресурси, на кшталт РЕР та акумуляторів, стикаються з перепонами в силу складних ринкових структур та обмежувальних правил участі в них, що перешкоджають доступу до критично важливих потоків грошових надходжень. Для вирішення цих проблем системні оператори повинні розглянути можливість спрощення ринкових структур та покращення гармонізації своєї діяльності. Крім того, регулятор повинен розглянути можливість створення спрощених механізмів для агрегаторів та енергетичних спільнот для забезпечення рівного доступу до оптового та допоміжних ринків, що дозволить їм краще отримувати вигоду від нарощення темпів розгортання РЕР та "розумних" приладів по всій Україні.

● **Ринки електроенергії повинні відображати політику декарбонізації та бути сумісними зі схемою торгівлі викидами ЄС (СТВ).** Відсутність адекватної ціни на викиди вуглецю може мати небажані наслідки як для реконструкції, так і для функціонування енергосистеми. Це також матиме фінансові наслідки, оскільки енергоємні товари будуть зобов'язані відображати згенеровані у процесі виробництва викиди вуглецю [відповідно до Механізму прикордонного вуглецевого коригування ЄС](#) (МПКВ), який почне діяти в 2026 році. Це особливо впливає на [металургійну промисловість](#), а також на торгівлю електроенергією, алюмінієм, добривами та цементом. Наразі Україна намагається отримати виключення з механізму на 2025 рік через війну, що триває. Однак узгодження із законодавством ЄС матиме вирішальне значення для відновлення економіки та конкурентоспроможності України, а також для її майбутньої стратегії як експортера електроенергії до Європейського Союзу.

● **Регулятор та оператор ринку повинні покращити часову деталізацію ринків електроенергії, щоб краще узгодити вартість нових ресурсів із системними вимогами.** Структуру українського ринку слід оновити, щоб дати можливість належним чином оцінювати та винагороджувати увесь спектр переваг від послуг, які можуть запропонувати нові ресурси. На ринках електроенергії "момент закриття ринку" (gate closure) означає момент, коли

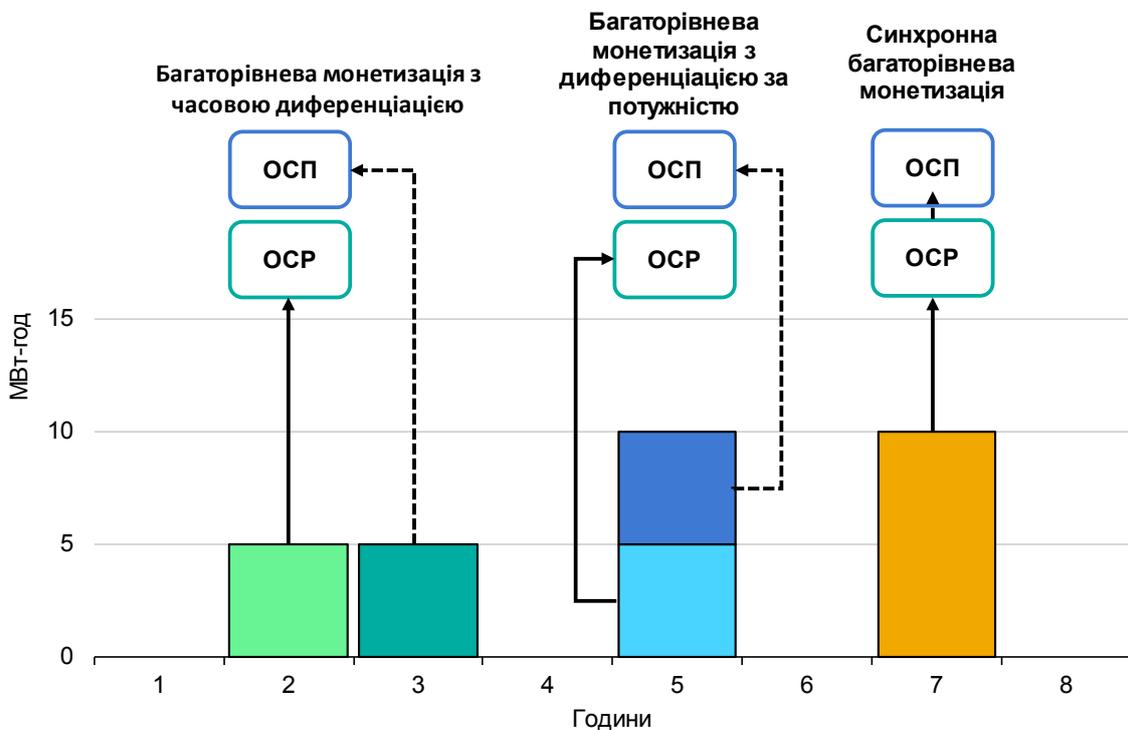
учасники ринку подають свої остаточні пропозиції на певний період. В Україні це відбувається за годину до фактичної фізичної диспетчеризації системи. Це означає, що оптовий ринок електроенергії не може належним чином врахувати фізичні потреби системи або оцінити ресурси, які можуть їх задовольнити. Дисбаланси, що виникають через мінливість попиту та пропозиції в період між моментом закриття ринку та фізичним постачанням, також мають бути збалансовані за рахунок резервів, які часто є дорогими. Скорочення часу між моментом закриття ринку й диспетчеризацією підвищує ефективність системи й дозволяє краще використовувати гнучкі ресурси. Крім того, скорочення інтервалів диспетчеризації до часових відрізків менших, ніж одна година, також може допомогти системі більш ефективно реагувати на коливання. Узгодження фінансових розрахунків з цими коротшими інтервалами для закриття воріт і диспетчеризації забезпечує більш точні цінові сигнали. Ринки гнучкості можуть також еволюціонувати в напрямку поєднання довгострокових резервних потужностей із заявками на енергію майже в реальному часі, що підвищить здатність системи швидко реагувати.

○ Регулятор повинен відображати цінність ресурсів у структурі ринку та мережевих тарифах у залежності від їх розташування, щоб забезпечити розміщення ресурсів там, де вони найбільше потрібні. Оскільки РЕР під'єднані до периферії енергосистеми та поблизу центрів споживання, вони можуть мати унікальну цінність для системи. Це стосується підтримки в періоди перевантаження мережі та можливості відтермінування інвестицій у дорогу інфраструктуру передачі та розподілу. В Україні це може допомогти регуляторам визначити пріоритетність різних ремонтних робіт у мережі, а також проектів реконструкції та модернізації таким чином, щоб вони найкраще відповідали нагальним і довгостроковим потребам системи. Як першочерговий захід, регулятор повинен врахувати існуючі умови та вимоги до мережі в тарифах на електроенергію, щоб краще стимулювати впровадження РЕР там, де вони можуть найбільш ефективно задовольнити потреби мережі. В довгостроковій перспективі регулятор та оператори ринку повинні розробити та впровадити зональне або вузлове ціноутворення в Україні, щоб краще відображати локальні потреби мережі.

○ **Регулятор, системні оператори та оператори ринку повинні забезпечити, щоб правила побудови ринку дозволяли РЕР та акумуляторам максимізувати свою цінність у різних сферах застосування шляхом надання широкого спектру послуг як на місцевому, так і на системному рівнях.** Однак регулятор повинен забезпечити, щоб ці та інші універсальні ресурси, підключені до розподільчих мереж (наприклад, акумулятори), могли використовувати повний спектр своєї доданої вартості, підтримуючи різні способи використання та

можливості отримання доходу (тобто, "багаторівневе створення вартості"). Це могло б посилити економічне обґрунтування цих ресурсів, одночасно забезпечуючи більш економічно ефективні та доступні системні послуги. [Існують різні варіанти багаторівневого створення вартості \(value stacking\)](#), кожен з яких пропонує певні переваги для системи, а також виклики, пов'язані з правилами та впровадженням. Наприклад, системний оператор може обмежити ресурс, який забезпечує резерви, від його застосування для інших видів послуг у зв'язку з технічними обмеженнями. Однак регулятор повинен встановити правила, які дозволять ресурсам накопичувати вартість багаторівнево – в залежності від часу, генеруючої потужності або обидвох параметрів одночасно – з огляду на послуги, характеристики ресурсу та місце розташування.

### Приклади "багаторівневого створення вартості" для максимізації використання та доходу від РЕР



MEA. CC BY 4.0.

Джерело: MEA (2022), [Розкриття потенціалу розподілених енергетичних ресурсів](#).

## Зміцнення потенціалу та координації на рівні передачі та розподілу електроенергії

● **Стейкхолдери українського енергетичного сектору повинні перейти з традиційного планування на основі пропозицій енергоресурсів на інтегрований, скоординований підхід.** Це дозволило б залучити ширше коло зацікавлених сторін, включно з тими, що не належать до енергетичного сектору, такі як суб'єкти теплопостачання та транспортного сектору, а також ланцюги постачання, промисловий та телекомунікаційні сектори. [План розвитку системи передачі електроенергії на 2021-2030 роки](#), розроблений Укренерго – це крок на шляху до певної формалізації процесу, який мав би задовільнити потреби ринку в передачі електроенергії, враховуючи різні строки реалізації інфраструктури передачі та об'єктів генерації. Однак зі зростанням частки РЕР процеси планування вимагатимуть більшого врахування потреб розподільчих мереж, у тому числі низьковольтних мереж. Передбачає налагодження каналу зворотного зв'язку про те, як розгортання РЕР реагує на стимули для забезпечення скоординованого розгортання цих ресурсів та пов'язаної з ними інфраструктури. Залучення споживачів через муніципальні або громадські органи зможе ще відчутніше підтримати цей процес. Інвестиційні рішення повинні відповідати довгостроковим амбіціям України, включаючи розширення можливостей підключення до системи континентальної Європи, модернізацію електромереж та зміцнення магістралі із заходу на схід для підтримки перерозподілу попиту та пропозиції.

● **Враховуючи дедалі більш децентралізований характер енергосистеми, важливо, щоб ОСП та ОСР координували свою діяльність.** По мірі підключення до розподільчої мережі більшої кількості змінних ресурсів, оператори розподільчих систем повинні будуть відігравати більш помітну роль в роботі системи. Така еволюція вимагає чітких рамок для координації між ОСП та ОСР, особливо щодо закупівлі системних послуг, таких як управління перевантаженнями та резерви. Для енергосистеми України слід розглянути два підходи до координації: децентралізований підхід, за якого ОСР самостійно управляють місцевими ринками, перш ніж виходити на рівень передачі, та централізований підхід, який об'єднує операції ОСП та ОСР в єдиний ринок. Враховуючи слабкість розподільчих мереж, особливо низьковольтних, децентралізований підхід був би природною відправною точкою для забезпечення підвищення якості та надійності пропозиції електроенергії, згенерованої РЕР. Виконавці державної політики та регулятор повинні співпрацювати з комунальними підприємствами, щоб перевірити, чи може централізований підхід - об'єднання ОСП та ОСР в єдиний ринок для координації послуг - забезпечити більші системні вигоди. Це також сприятиме узгодженню державної політики

з Пакетом «Чиста енергія для всіх європейців» (CEP), однак вимагатиме тіснішої координації між системними операторами для здійснення спільної закупівлі послуг з передачі та розподілу, наприклад, управління перевантаженнями (на рівні розподілу), а також надавати системні послуги, наприклад, пікові потужності або резерви (на рівні передачі).

● **Виконавці державної політики та регуляторні органи повинні вжити заходів для переосмислення ролей та обов'язків операторів розподільчих мереж.** Зі зростанням частки РЕР та інших ресурсів, підключених до розподільчих мереж, ОСР повинні будуть відігравати ширшу роль та координувати значну частину енергосистеми. Нові обов'язки включатимуть роль нейтрального ринкового посередника для підтримки місцевих ринків, посилення їхньої спроможності щодо прийому нових джерел енергії та співпрацю з операторами ОСП для забезпечення надійності. Можливо, найбільш важливим новим обов'язком операторів розподільчих мереж стане закупівля послуг гнучкості для ефективного вирішення проблемних питань з перевантаженням та напругою в мережі. [Пілотні проекти](#) Енергетичного Співтовариства намагаються продемонструвати, як могли б працювати оператори ОСП і платити за ці послуги. Також виникне потреба в розбудові потенціалу для забезпечення операторів розподільчих мереж відповідними навичками та ресурсами для виконання їхньої нової ролі.

## Встановлення чітких технічних стандартів та вимог до підключення

● **До Кодексу системи передачі України необхідно внести зміни, щоб уможливити точне прогнозування РЕР для забезпечення операторів системи кращою інформацією.** З розвитком інтеграції РЕР підтримка стабільності, надійності та якості постачання ставатиме дедалі складнішим завданням, що вимагатиме від системних операторів прийняття надійних стратегій управління системою. Кодекс системи передачі України вже вимагає від операторів системи передачі надавати прогнози на добу наперед як для попиту, так і для приєднаної до мережі розподіленої генерації. Зі збільшенням проникнення РЕР, особливо з відновлюваних джерел енергії зі змінною частотою, виникне потреба в більш точному представленні цих ресурсів, включаючи прогнози в режимі реального часу та більш точні моделі прогнозування. Це особливо актуально для споживацьких ресурсів «за лічильником» (ВТМ-ресурси), які, як правило, включаються у прогнози попиту й тому не враховують динаміку погодних умов, таких як хмарність. Наприклад, у Каліфорнії, де [до 2024 року буде встановлено понад 15 ГВт розподілених сонячних електростанцій](#), оператор системи надає прогнози з випередженням до п'яти хвилин у реальному часі. [Ці прогнози включають](#)

[різні вхідні дані, включаючи прогнози погоди та фактичну потужність інверторів, для прогнозування ресурсів за лічильником \(BTM\).](#)

● **Кодекс розподільчих мереж повинен вимагати від РЕР відповідності мінімальним технічним стандартам для забезпечення якості та надійності постачання.** Вони включатимуть такі функції, як здатність працювати при короткочасних відхиленнях напруги та частоти, що забезпечить підключення РЕР під час незначних збурень, запобігаючи тим самим масовим відключенням, які можуть підвищити ризики для енергосистеми. Один із прикладів такого підходу був застосований в Австралії після того, як у 2016 році погодні умови спричинили масштабні відключення електроенергії в Південній Австралії. Заходи зі зменшення навантаження ненавмисно спровокували відключення неконтрольованих розподілених сонячних фотоелектричних систем, що ускладнило реагування системи та затягнуло відновлення послуг. [Згодом австралійський оператор ринку оновив](#) свої технічні стандарти, які мали гарантувати, що нові встановлені РЕР продовжать свою роботу та участь у системі під час збоїв. Низьковольтна мережа в Україні з самого початку не була розрахована на управління значною розподіленою генерацією, й багато сонячних установок мають інвертори, підключені до мережі. Внаслідок цього виникає необхідність створення нормативно-правової бази для забезпечення дотримання технічних стандартів. Для цього регулятор у координації з Укренерго та ОСР повинен визначити мінімальні технічні стандарти для розподільчих мереж. Це допоможе гарантувати безпеку системи в умовах зростання темпів проникнення РЕР в ринок електроенергії. Водночас, як ОСР, так і Укренерго мають оцінити продуктивність застарілих установок для кращого розуміння потенційних ризиків, які вони становлять для системи. Регулятор також може співпрацювати з Європейською мережею операторів систем передачі електроенергії ([ENTSO-E](#)) та [Агентством зі співробітництва енергетичних регуляторів \(ACER\)](#) для приведення мережевих кодексів у відповідність до європейських норм.

● **Системні оператори та регулятор повинні співпрацювати з українським органом стандартизації для впровадження технічних стандартів для виробників оригінального обладнання (ОЕМ), забезпечуючи дотримання мережевих кодексів та мінімальних вимог.** Такі [стандарти мають вирішальне](#) значення для передбачуваного реагування ресурсів зі сторони споживачів на події в мережі, особливо тих ресурсів, що не контролюються системними операторами, такі як несправності або великомасштабні відключення генерації. Вони також мають вирішальне значення для забезпечення сумісності різних пристроїв із сучасною вимірювальною інфраструктурою та їхньої комунікації за сумісними протоколами. Міжнародні організації, такі як Інститут інженерів з

електротехніки та електроніки (IEEE) та Міжнародна електротехнічна комісія (IEC), розробили стандарти для продуктивності інверторів, "розумних" лічильників, систем розподіленого управління енергетичними ресурсами (DERMS) та іншого відповідного обладнання. Було б також корисно створити основу для забезпечення відповідності обладнання стандартам технічних характеристик. Українські регуляторні органи та органи стандартизації повинні співпрацювати з такими організаціями, як Європейські стандарти, щоб сприяти інтеграції з європейською енергосистемою.

## Підвищення спостережуваності, прогнозованості та контролю над активами з метою гарантування безпеки енергосистеми

● В рамках переходу до більш децентралізованої системи має відбуватися співпраця між зацікавленими сторонами в енергетичному секторі, метою якої буде виявлення прогалів в даних і розробка плану їх систематичного усунення. Дані є основою для прийняття рішень як щодо системного планування, так і для функціонування системи. До самих даних висуваються особливі вимоги в залежності від їх призначення, включаючи такі фактори, як часові рамки та деталізація. Вони можуть включати фактичні вимірювання (наприклад, моніторинг мережі), а також короткострокові (наприклад, виробництво електроенергії з РЕР) або довгострокові прогнози (наприклад, системне планування). Оскільки частка РЕР в українській енергосистемі зростає, виявлення прогалів у даних стане вкрай важливим, особливо для розподільчої мережі. Особливу увагу слід приділити мережі низької напруги (НН), на яку припадатиме значна частка цієї потужності. Її можна оцінити або шляхом [ідентифікації та прогнозування, або за допомогою моніторингу в режимі реального часу](#), як показано на рисунку нижче. Зацікавленим сторонам в українському енергетичному секторі необхідно буде розробити індивідуальний підхід до усунення прогалів у даних, враховуючи такі фактори, як складність та швидкість розгортання. У короткостроковій перспективі ОСР можуть використовувати прогнозні моделі для моніторингу низьковольтних мереж. Однак у довгостроковій перспективі може знадобитися моніторинг та автоматизація в режимі реального часу.

## Прогалини в даних щодо низьковольтних мереж та експлуатацію РЕР, а також модель управління даними



MEA. CC BY 4.0.

Джерело: MEA (2022), [Розкриття потенціалу розподілених енергетичних ресурсів](#).

Зацікавлені сторони енергетичного сектору повинні працювати разом над виявленням та усуненням ризиків кібербезпеки, забезпечуючи при цьому надійні заходи захисту конфіденційності даних. Зі збільшенням частки РЕР в енергосистемі зростатиме і її цифровий слід, що підвищує її вразливість до зловмисних атак. Ці ризики можуть варіюватися від збоїв в роботі енергосистеми до крадіжки даних споживачів. Системні дані повинні бути захищені на етапі їхнього надходження, транзиту та в пункті призначення. Україна повинна привести свої протоколи кібербезпеки у відповідність до стандартів ЄС та розробити стратегії управління ризиками для ключових зацікавлених сторін. Водночас регулятор повинен забезпечити, щоб оператори розподільчих мереж, оператори системи передачі, оператори ринку та учасники ринку розробили комплексний план для виявлення та пом'якшення потенційних кібер-ризиків. Такі заходи мали б включати в себе розробку технічних стандартів для виробників оригінального обладнання (ОЕМ) щодо устаткування, яке експлуатується на стороні споживача, включаючи "розумні" лічильники та інвертори, в цілях гарантування безпеки РЕР та їх допоміжної інфраструктури.

Пріоритизація розгортання сучасної інфраструктури обліку енергоресурсів (AMI), та вироблення урядом стимулів для оптимізації

**енергоспоживання в домогосподарствах і на підприємствах.** Широке впровадження таких технологій, як системи енергоменеджменту, має стати для України ключовою метою в середньо- та довгостроковій перспективі, оскільки вони здатні в значній мірі підвищити гнучкість системи. Наразі рівень впровадження залишається низьким: лише 12% українських домогосподарств були оснащені "розумними" лічильниками до початку широкомасштабного впровадження "розумних" лічильників і приладів (які можуть оптимізувати використання електроенергії відповідно до пори доби або динамічних тарифів) вимагатиме потужної політичної підтримки та стимулів як з боку центральних, так і регіональних органів влади.

● **Необхідність заохочення операторів до цільових інвестицій в обладнання для моніторингу з метою гарантування безпечної роботи дедалі більш децентралізованої системи.** Хоча широкомасштабне впровадження РЕР вимагає моніторингу в режимі реального часу, системні оператори вже зараз можуть прогнозувати стан мережі з високою точністю, використовуючи [мінімальну кількість даних](#). Ключовим моментом є визначення оптимальної комбінації наявних даних, аналітичних інструментів, стандартів сумісності та нових інвестицій, для забезпечення належної спостережуваності при збереженні максимальної економічної ефективності. Першим кроком на цьому шляху є створення реєстру ресурсів для забезпечення спостережуваності РЕР та інших послуг з підвищення гнучкості в енергосистемі. Надалі регулятори повинні допомогти системним операторам оцінити економічну ефективність від встановлення додаткового обладнання для моніторингу. Це дозволило б їм здійснювати цільові інвестиції для досягнення принаймні мінімального рівня спостережуваності РЕР. Деякі європейські країни вже мають плани масштабного впровадження обладнання для моніторингу: Наприклад, Фінляндія [почала вимагати від операторів розподільчих мереж встановлення "розумних" лічильників](#).

● **Необхідність співпраці між системними операторами та регуляторами з метою покращення управління та контролю над об'єктами РЕР.** У короткостроковій перспективі ці заходи мали б бути зосереджені на визначенні мінімального рівня керованості, який може бути досягнутий за допомогою базових функцій інверторів. Шляхом обмеження споживання та постачання можна ефективно управляти РЕР у періоди надлишкової генерації або перевантажень в енергосистемі. Однак, оскільки ці заходи можуть суперечити ринковій динаміці, вони повинні бути визначені в мережевих кодексах і зарезервовані виключно для використання в надзвичайних ситуаціях, щоб уникнути знецінення стимулів для їх впровадження. У довгостроковій перспективі контрольованість РЕР має розширитися, щоб дозволити цим ресурсам більш повно підтримувати

систему, максимізуючи їхню цінність, одночасно розкриваючи переваги та стимули системи. Досягнення цього вимагатиме від українських зацікавлених сторін розробки та впровадження різних моделей агрегаторів, включаючи віртуальні електростанції (ВЕС). ВЕС дозволяють агрегованим "портфелям" РЕР функціонувати як традиційні електростанції, забезпечуючи такі можливості, як нарощування або зменшення потужності, а також підтримання визначених обмежень потужності. ВЕС можуть активно управляти й диспетчеризувати РЕР для постачання електроенергії або надання допоміжних послуг, що робить управління мережею більш ефективним і підвищує спостережуваність системи. Впровадження тарифів, що змінюються в часі, та доступних ринкових структур матиме важливе значення для того, щоб ВЕС могли реагувати на потреби системи в режимі реального часу, оптимізувати використання РЕР та надавати цінні послуги як енергосистемі, так і споживачам.

● **Необхідність для системних операторів у зосередженні зусиль на модернізації інфраструктури та впровадженні рішень на основі "розумних мереж" з метою підготовки електромережі України до переходу на систему, яка буде базуватися на РЕР.** Враховуючи обмеженість ринку обладнання для передачі електроенергії, системні оператори повинні розробити довгостроковий план заміни застарілого обладнання радянських часів, такого як автотрансформатори. Оскільки багато застарілих компонентів важко замінити і вони вразливі до російських атак, їх модернізація підвищить стійкість енергосистеми. Супутнє мережеве обладнання, таке як реле захисту, також має бути модернізоване відповідно до стандартів Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), щоб забезпечити сумісність з континентальною європейською системою в нормальних, аварійних та післяаварійних умовах. Тим часом, рішення для "розумних" мереж (наприклад, передові методи прогнозування та цифрові двійники) можуть оптимізувати роботу мережі, визначаючи обмеження в реальному часі та покращуючи координацію з генераторами.

## **Створення відповідних законодавчих засад та фінансових інструментів для розширення масштабів розгортання системи РЕР**

● **Поєднання державних, донорських та приватних коштів може допомогти знизити високу вартість капіталу в енергетичному секторі України.** Надмірна вартість капіталу зумовлена поєднанням таких факторів, як воєнні ризики, макроекономічна нестабільність та недоліки, притаманні архітектурі інфраструктури енергосистеми України. Девелопери стикаються зі значними труднощами в забезпеченні фінансування через зростання

відсоткових ставок, а відсутність інноваційних продуктів страхування від воєнних ризиків ускладнює проблему. Ці фактори створюють надзвичайно складне інвестиційне середовище, перешкоджаючи відновленню та модернізації енергетичного сектору України.

● **Невідкладність створення нормативно-правової бази для інвестицій з боку приватного сектору з метою захисту України від скорочення зовнішньої допомоги після закінчення війни та підготовки до масштабної інтеграції РЕР.** Саме такий проактивний підхід має особливе значення, оскільки розгортання РЕР вимагає іншої регуляторної бази та інвестиційної моделі порівняно з проектами будівництва великих електростанцій. Підтримати ці зусилля можуть різноманітні фінансові механізми, починаючи від державно-приватного партнерства (ДПП), пільгових кредитів, кредитних гарантій і закінчуючи страхуванням воєнних ризиків. Наприклад, невеликі місцеві установки РЕР можуть бути хорошими кандидатами на отримання обмеженої кількості пільгових кредитів. Такі заходи для забезпечення їх ефективності повинні бути підкріплені сильною нормативно-правовою базою. Надійність та довіра до системи викупу електроенергії, а також до самих покупців (off-takers), можуть бути покращені завдяки механізмам розподілу ризиків — наприклад, гарантіям за кредитами, що підтримуються міжнародними партнерами або державою. Політичні ризики можна зменшити завдяки міжнародним механізмам захисту, які компенсують фізичні збитки, перерви в бізнесі або обмеження на переказ коштів за кордон. Наприклад, Німеччина надає страхування від воєнних ризиків, а експортно-кредитні агентства, такі як Данський експортно-інвестиційний фонд та Міжнародна фінансова корпорація розвитку США, так само пропонують захист з свого боку. Розгортання РЕР вимагає інших інвестиційних стратегій порівняно з великомасштабними проектами генерації, які часто легше фінансуються за рахунок місцевих або національних джерел капіталу. Таким чином, громадяни України, як всередині країни, так і за кордоном, можуть відігравати важливу роль у підтримці широкомасштабного розгортання РЕР.

● **Необхідність створення сприятливого середовища, яке забезпечить муніципалітетам доступ до фінансової підтримки та програм розбудови їхньої спроможності.** Місцеві громади відіграють центральну роль як у відновленні України, так і в її переході до зеленої енергетики. Однак ці громади часто стикаються з труднощами через необхідність авансових інвестицій для РЕР, недостатні місцеві бюджети та брак людських ресурсів. Щоб прискорити реалізацію грантів, міжнародні фінансові організації (МФО) могли б співпрацювати безпосередньо з місцевими банками для розбудови потенціалу, а не покладатися лише на центральні міністерства. Належна технічна допомога місцевим організаціям - це необхідність, оскільки вони

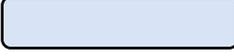
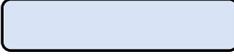
мають найкращі можливості для роботи з громадами. Однак у них часто спостерігається обмежений доступ до МФО, тому в них можуть виникати труднощі з дотриманням ключових вимог до фінансування, таких як екологічні та соціальні стандарти.

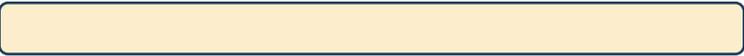
## Дорожня карта для досягнення стратегічного бачення України до 2030 року

В цьому розділі описана дорожня карта для України для досягнення її стратегічного бачення щодо побудови більш децентралізованої та сучасної енергетичної системи. Дорожня карта розділена на три етапи: екстрений (до 1 року), короткостроковий (1-2 роки) та середньостроковий (2-5 років). У рамках кожного етапу запропоновані заходи спрямовані на досягнення наступних цілей:

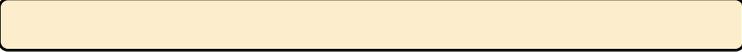
- **Етап 1 (Зараз):** Подолання нагального дефіциту електроенергії в Україні шляхом швидкого втручання та критичного вдосконалення системи.
- **Етап 2 (2026-2027):** Масштабування розгортання РЕР.
- **Етап 3 (2028-2030):** Реалізація стратегічного бачення України до 2030 року.

		ЕТАП 1	ЕТАП 2	ЕТАП 3
		ЗАРАЗ	2026-2027	2028-2030
		<i>Усунення негайного та невідкладного дефіциту</i>	<i>Масштабування розгортання РЕР</i>	<i>Реалізація стратегічного бачення України до 2030 року</i>
Розробити стратегічне бачення децентралізованої системи для України	<b>Цілісна стратегія</b>			
		Оцінити потреби енергосистеми та розробити цілісну стратегію для РЕР		
	<b>Ролі та обов'язки суб'єктів ринку</b>			
		Залучення всіх зацікавлених сторін до планування енергосистеми на основі РЕР та інформування громадськості про її переваги		
	<b>Стійкість</b>			
	Зробити стійкість центральним елементом бачення модернізованої децентралізованої енергосистеми			
Вдосконалення нормативно-правової бази	<b>Ланцюг постачання</b>			
		Розширення ланцюгів постачання та місцевого виробництва є важливим для подолання розриву між нагальними системними потребами України та її довгостроковими амбіціями		
	<b>Робоча сила</b>			
	Створити академічні та практичні навчальні програми, щоб забезпечити робочу силу критично важливими цифровими та енергетичними навичками, забезпечивши відповідність галузевим стандартам сертифікації			
Вдосконалення нормативно-правової бази	<b>Рентабельні тарифи</b>			
		Працювати над запровадженням цін на електроенергію, що відображають витрати та часові перепади собівартості		
	<b>Усунути регуляторні бар'єри</b>			
		Усунути регуляторні та адміністративні бар'єри для розгортання РЕР		

	 Розпочати  Вирішити  Запланувати  Визначити часові рамки	ЕТАП 1	ЕТАП 2	ЕТАП 3
		ЗАРАЗ	2026-2027	2028-2030
		<i>Усунення негайного та невідкладного дефіциту</i>	<i>Масштабування розгортання РЕР</i>	<i>Реалізація стратегічного бачення України до 2030 року</i>
Реформувати ринки електроенергії	<b>Заохочення за результати</b>			
		Запровадити регулювання діяльності системних операторів на основі показників ефективності		
	<b>Усунення викривлення на рику</b>			
		Усунути ринкові викривлення, такі як цінові обмеження, та покращити деталізацію ринку		
	<b>Усунення дискримінації щодо участі РЕР у енергоринку</b>			
		Забезпечити справедливий та рівний доступ до електроенергії та допоміжних ринків для РЕР		
	<b>Ціноутворення на викиди вуглецю</b>			
	Інтегрувати надійний механізм ціноутворення на викиди вуглецю на ринках електроенергії для узгодження зі схемою торгівлі квотами ЄС			
<b>Збільшення часової деталізації ринків</b>				
	Покращити часову деталізацію ринку електроенергії та фінансових розрахунків			
<b>Збільшення локальної деталізації ринків</b>				
	Відобразити локальну цінність ресурсів у мережевих тарифах, шляхом відпрацювання зонального або вузлового ціноутворення.			
<b>Багаторівнева модель доходу</b>				
	Дослідити різні варіанти генерування кількох джерел доходу одночасно і встановити правила, які дозволять енергоресурсам користуватися такими перевагами			

		ЕТАП 1	ЕТАП 2	ЕТАП 3
		ЗАРАЗ	2026-2027	2028-2030
		Усунення негайного та невідкладного дефіциту	Масштабування розгортання РЕР	Реалізація стратегічного бачення України до 2030 року
Координація на рівні передачі та розподілу	<b>Інтегроване та скоординоване планування</b>			
		Перехід від традиційного планування з боку пропозиції до інтегрованого скоординованого планування		
	<b>Скоординована робота операторів ОСР-ОСП</b>			
		Розробити регуляторну рамку для скоординованої роботи ОСП-ОСП з метою визначення ролей та обов'язків для закупівлі гнучкості та допоміжних послуг відповідно до потреб ринку		
	<b>Переосмислення ролі ОСР</b>			
		Переосмислити ролі та обов'язки операторів системи розподілу електроенергії		
Встановлення чітких технічних стандартів та вимог до підключення	<b>Прогнозування РЕР</b>			
		Забезпечити можливість точного прогнозування РЕР шляхом внесення відповідних положень до кодексу мережі передачі		
	<b>Мінімальні технічні характеристики</b>			
		Включити мінімальні технічні стандарти ефективності в кодекс розподільчої мережі		
	<b>Стандарт для виробників обладнання (ОЕМ)</b>			
		Встановлення технічних специфікацій для виробників оригінального обладнання з метою забезпечення відповідності мережевим кодексам		

-  Розпочати
-  Virшити
-  Запланувати
-  Визначити часові рамки

	 Розпочати  Вирішити  Запланувати  Визначити часові рамки	ЕТАП 1	ЕТАП 2	ЕТАП 3
		ЗАРАЗ	2026-2027	2028-2030
		<i>Усунення негайного та невідкладного дефіциту</i>	<i>Масштабування розгортання РЕР</i>	<i>Реалізація стратегічного бачення України до 2030 року</i>
Підвищення спостережуваності, передбачуваності та контролю активів для гарантування безпеки системи	<b>Вирішення проблеми відсутності даних</b>			
		Виявити прогалини в даних для управління децентралізованою енергосистемою та розробити план їх усунення		
	<b>Кібербезпека та захист даних</b>			
		Виявлення та усунення ризиків у сфері кібербезпеки та впровадження заходів із захисту конфіденційності даних		
	<b>Розгортання АМІ</b>			
		Пріоритизація розгортання передової інфраструктури обліку (АМІ) та створити стимули для домогосподарств і підприємств з метою оптимізації		
<b>Моніторинг низьковольтної мережі</b>				
	Створити реєстр ресурсів та заохочувати цільові інвестиції в моніторингове обладнання для забезпечення комплексної спостережуваності для РЕР			
<b>Контрольованість</b>				
	Системні оператори та регулятори повинні співпрацювати з метою покращення управління та контролю над активами РЕР			
<b>Модернізація мережевого обладнання</b>				
	Модернізація електромережевої інфраструктури та впровадження рішень на основі «розумних мереж»			

		ЕТАП 1	ЕТАП 2	ЕТАП 3
		ЗАРАЗ	2026-2027	2028-2030
		<i>Усунення негайного та невідкладного дефіциту</i>	<i>Масштабування розгортання РЕР</i>	<i>Реалізація стратегічного бачення України до 2030 року</i>
Створити фінансові інструменти для масштабнішого використання РЕР	<b>Фінансування державно-приватного партнерства</b>			
		Зменшити вартість капіталу шляхом поєднання державних, донорських та приватних коштів		
	<b>Законодавча база для залучення інвестицій з приватного сектору</b>			
		Підготувати нормативно-правову базу для залучення інвестицій з приватного сектору		
	<b>Підтримка муніципалітетів з боку МФО</b>			
		Створити сприятливе середовище, яке забезпечить муніципалітетам доступ до фінансування та програм з розбудови спроможності		

-  Розпочати
-  Вирішити
-  Запланувати
-  Визначити часові рамки

# Додатки

## Огляд енергетичного сектору України

Електроенергетичний сектор України був значною мірою розділений і частково приватизований у 1990-х роках, після розпаду Радянського Союзу. Близько 70% генеруючих потужностей залишаються в державній власності (переважно гідроелектростанції та атомні електростанції, з кількома тепловими електростанціями та теплоелектроцентралями). Більшість теплових електростанцій були частково або повністю приватизовані, і приватна компанія ДТЕК контролює основну частину потужностей, а також маржинальне виробництво на оптовому ринку. Більшість потужностей відновлюваних джерел енергії також перебувають у приватній власності.

Електроенергетичний сектор України розділений на окремі сегменти: виробництво, оптовий та роздрібний ринки та систему передачі електроенергії, а також розподіл та роздрібна торгівля електроенергією, які об'єднані в один блок. Найбільшими енергогенеруючими компаніями є Центренерго, ДТЕК, Дніпроенерго, Донбасенерго, ДТЕК Західенерго та ДТЕК Східенерго (теплові електростанції); Укргідроенерго (гідроенергетика); та Енергоатом (атомна енергетика). Є також кілька компаній, які виробляють електроенергію з відновлюваних джерел. Укренерго, повністю державна національна енергетична компанія України, виконує функції оператора системи передачі електроенергії (ОСП). Укренерго здійснює нагляд за експлуатацією та технологією Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) та управляє передачею електроенергії між генеруючими та розподільчими мережами. Вона також є адміністратором комерційного обліку та відповідає за роботу енергосистеми України паралельно з енергосистемами сусідніх країн.

## Управління енергетичним сектором України



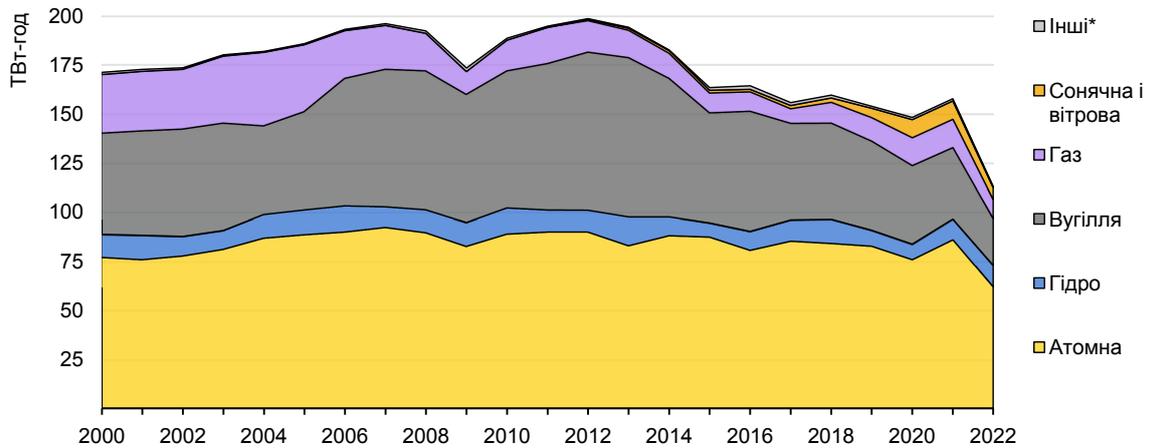
MEA. CC BY 4.0.

Примітки: BE - виробник електроенергії; ОЕС - Об'єднана енергетична система України; ПСО - покладання спеціальних обов'язків.

## Електроенергетичний баланс

До повномасштабного вторгнення Росії Україна значною мірою залежала від атомної енергетики (51% генерації) та електростанцій, що працюють на викопному паливі, переважно вугіллі та природному газі. Відновлювані джерела енергії становили 11% в структурі електроенергії, причому найбільша частка припадала на гідроенергетику (6,5%), за якою йшли сонячна (4,2%) і вітрова (2%) енергетика.

## Виробництво електроенергії в Україні за джерелами до повномасштабного вторгнення, 2000-2022 роки



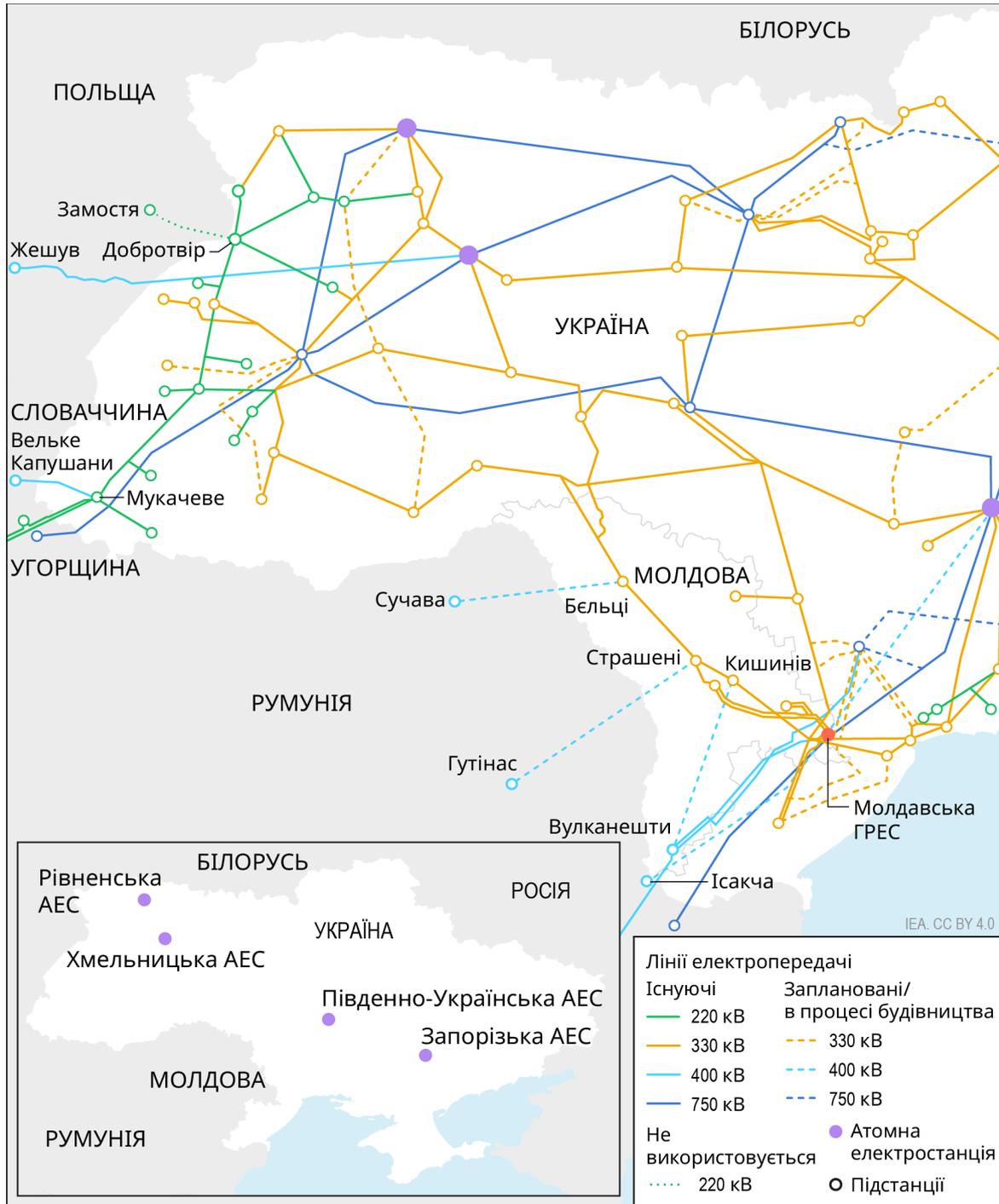
МЕА. СС BY 4.0.

\* Включає нафтопродукти, біоенергію, відпрацьоване тепло та промислові відходи  
Джерело: МЕА (2022), Світова енергетична статистика та баланси (база даних).

## Передача та торгівля електроенергією

Високовольтна мережа електропередачі України, що залишилася у спадок від радянських часів, включає високовольтну магістраль 750 кВ, призначену для великомасштабних поставок або великого промислового попиту. До повномасштабного вторгнення Україна (разом з Молдовою) була частиною пострадянської Об'єднаної енергосистеми (ОЕС), яка [об'єднувала їх з мережами Росії та Білорусі](#) лініями електропередачі потужністю 4,2 ГВт. З 2017 року існували плани щодо синхронізації української енергосистеми з континентальною європейською системою до 2023 року. У день вторгнення Україна саме завершила планове від'єднання від білоруської та російської систем, провівши випробування роботи в "ізолюваному режимі". Невдовзі після цього Україна та Молдова звернулися з проханням про екстрену синхронізацію з Європою. Цього було досягнуто протягом декількох тижнів завдяки надзвичайним зусиллям європейських операторів системи передачі та Укренерго, а також Європейської мережі операторів систем передачі електроенергії (ENTSO-E). Остаточне від'єднання від енергосистеми Росії та синхронізація з ENTSO-E відбулося 16 березня 2022 року, що стало ключовою віхою в енергетичній стратегії України. Оператори системи передачі континентальної Європи погодилися збільшити комерційний ліміт пропускної спроможності для імпорту електроенергії, що дозволить Укренерго краще поглинати потенційні системні шоки, такі як подальші атаки або сплески споживання, спричинені зниженням температури.

**Карта західної частини української енергосистеми та її існуючих і запланованих підключень з Молдовою та системою континентальної Європи**



## Методологія моделювання

Щоб дослідити потенціал децентралізації в процесі реконструкції української енергосистеми, MEA на базі PLEXOS розробило модель енергосистеми, побудовану на основі оптимізації за критерієм найменших витрат. Дана модель включає в себе як розширення генеруючих потужностей, так і моделювання собівартості виробництва електроенергії, оскільки в першу чергу потрібно було дослідити, які варіанти найкраще підходять для вирішення проблеми дефіциту електроенергії в Україні. Потім оцінюються які саме заходи необхідні для того, щоб ці варіанти могли ефективно посилювати безпеку перебудованої енергосистеми, в умовах все більшого використання децентралізованих джерел генерації.

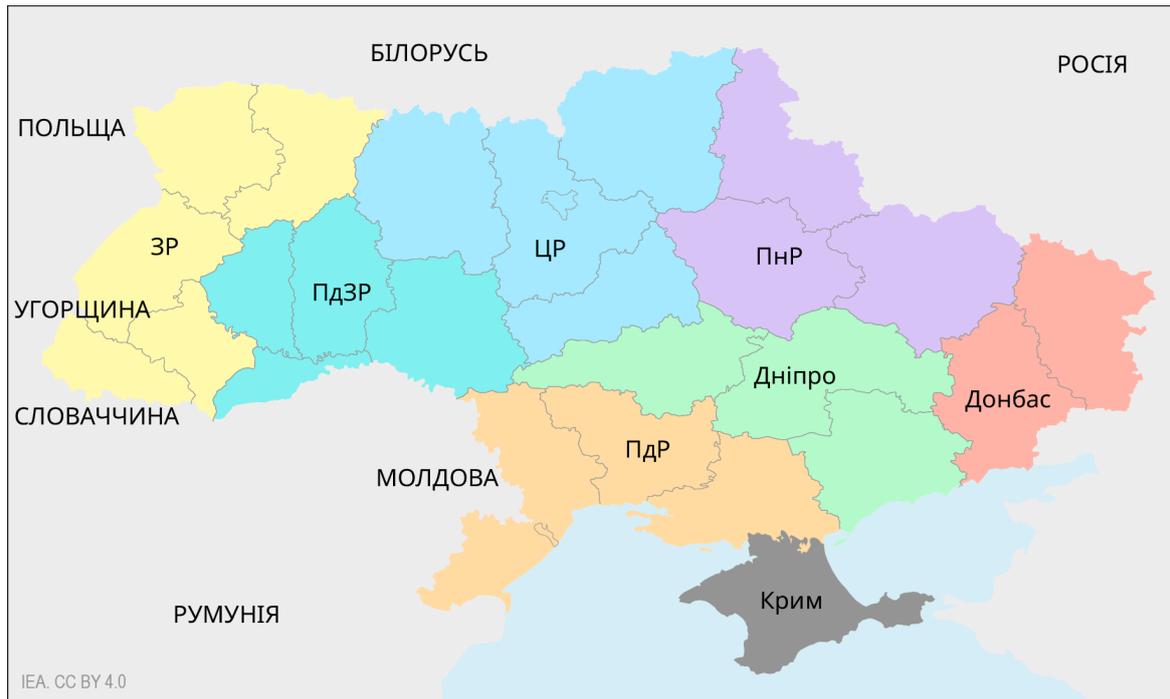
## Регіональне охоплення та передача електроенергії

Сама модель охоплює сім різних регіонів, що базуються на визначених Укренерго енергетичних регіонах, які, як правило, складаються з кількох областей. Ті частини окупованих Донецької та Луганської областей, які залишаються з'єднаними з Об'єднаною енергосистемою України (ОЕС), об'єднані в один вузол (Донбас). Оскільки Крим більше не є частиною ОЕС України, його було виключено з аналізу.

### Змодельовані регіони України та відповідні області

Код регіону	Регіон	Області
CR	Центральний (ЦР)	Черкаська, Чернігівська, Київська, Житомирська області та м.Київ
Donbas	Донбас	Донецька, Луганська області
Dnipro	Дніпро	Дніпропетровська, Кіровоградська, Запорізька області
NR	Північний (ПнР)	Харківська, Полтавська, Сумська області
SR	Південний (ПдР)	Херсонська, Миколаївська, Одеська області
SWR	Південно-Західний (ПдЗР)	Чернівецька, Хмельницька, Тернопільська, Вінницька області
WR	Західний (ЗР)	Івано-Франківська, Львівська, Рівненська, Закарпатська, Волинська області

## Огляд модельованих регіонів



Примітки: ЦР = Центральний регіон, ПнР = Північний регіон, ПдР = Південний регіон, ПдЗР = Південно-Західний регіон, ЗР = Західний регіон.

Пропускна здатність між кожним регіоном визначається на основі наявних міжрегіональних ліній електропередачі з урахуванням рівня напруги (використовуючи навантаження за хвильовим опором для кожного рівня напруги) та конфігурації ліній. Оскільки система передачі в Україні традиційно була спроектована для передачі електроенергії зі сходу на захід, припускається, що пропускна спроможність у цьому напрямку становить половину навантаження за хвильовим опором.

Крім того, через пошкодження, завдані системі передачі з початку повномасштабного вторгнення, вважається, що пропускна здатність між регіонами була порушена в регіонах, наближених до лінії фронту («Дніпро», «Донбас» та Південно-Східний регіон).

У 2025 році (а також у всіх сценаріях валідації з часу повномасштабного вторгнення) передбачається, що пропускна здатність між регіонами зменшується на третину між «Донбасом» та всіма іншими регіонами, також на третину — між «Дніпром» і Південно-Східним регіоном, та наполовину — між «Дніпром» або Південно-Східним регіоном і рештою регіонів.

## Припущення щодо міжрегіональної пропускної здатності в моделі енергосистеми України

Коридор передачі між регіонами	Пряма (реверсна) потужність [ГВт]	Зниження рейтингу через пошкодження лінії електропередачі у 2025 році
«Центральний»-«Дніпро»	4 820 (2 410)	50%
«Центральний»-«Північний»	410 (205)	Н/Д
«Центральний»-«Південно-західний»	7 430 (7 430)	Н/Д
«Центральний»-«Західний»	1 105 (2 210)	Н/Д
«Донбас»-«Дніпро»	3 920 (7 840)	33%
«Донбас»-«Північний»	405 (810)	33%
«Дніпро»-«Північний»	810 (810)	50%
«Дніпро»- «Південний»	4 525 (9 050)	33%
«Дніпро»-«Південно-західний»	205 (410)	50%
«Південний»-«Південно-західний»	205 (410)	50%
«Південно-західний»-«Західний»	2 615 (5 230)	Н/Д

### Міжсистемні підключення та європейський ринок електроенергії

Припущення щодо міжрегіональної передачі електроенергії та підключень до безпосередніх європейських сусідів (Угорщини, Польщі, Румунії та Словаччини) робляться на основі наявної інформації про мережеву інфраструктуру та пропускну здатність між Україною та цими сусідами у модельних роках на основі вхідних даних ENTSO-E в їх [дослідженні "Оцінка достатності європейських ресурсів" \(ERAA\) 2023](#) року. Для репрезентації європейського ринку всі сусідні з Україною країни, а також їхні безпосередні сусіди (Австрія, Болгарія, Чехія, Німеччина, Угорщина, Литва, Польща, Румунія та Словаччина) представлені на національному рівні, з агрегованим відображенням генерації та з урахуванням пропускної здатності між країнами. У межах цього моделювального сценарію Молдова не представлена окремо, щоб обмежити невизначеність, пов'язану з роботою Молдавської державної районної електростанції (МГРЕС) потужністю 2520 МВт — найбільшої електростанції країни, розташованої в невизнаному регіоні Придністров'я. Водночас електромережа Молдови враховується як транзитний маршрут для імпорту електроенергії з Румунії та експорту до неї.

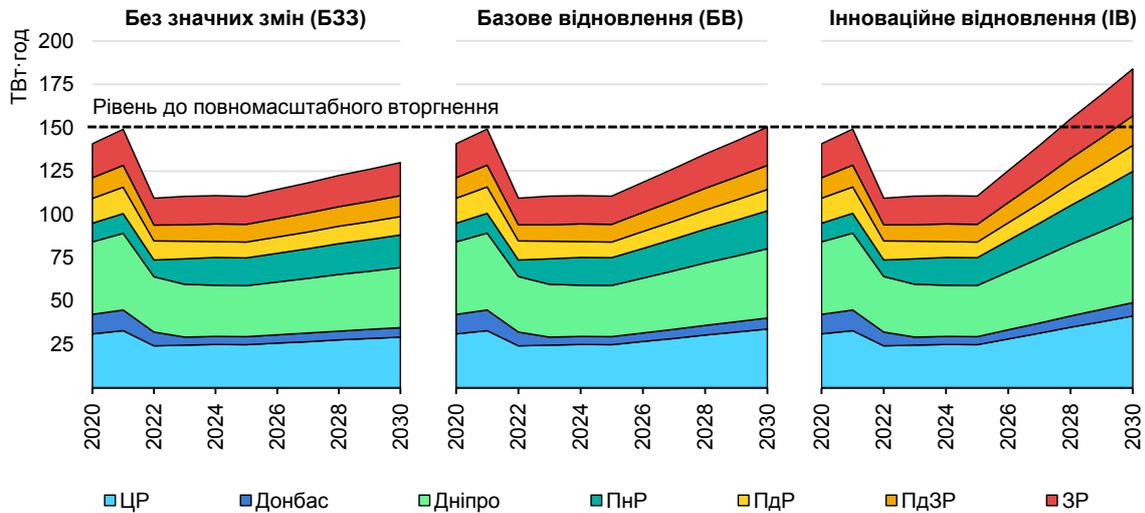
Обмеження на імпорт та експорт електроенергії до європейської системи задаються у валідаційних моделях відповідно до попередніх лімітів (станом на лютий 2024 року): 1700 МВт на імпорт і 500 МВт на експорт для об'єднаних енергосистем України та Молдови. Оскільки Молдова не моделюється окремо, вважається, що 200 МВт цієї потужності використовується для задоволення її власного попиту на електроенергію. В 2025 році ліміт імпорту з Європи збільшується до 2100 МВт згідно з нещодавньою заявою ENTSO-E, тож встановлені обмеження складають 2100 МВт на імпорт і 500 МВт на експорт. Для 2030 року передбачається, що імпорт може бути збільшено до 3 ГВт виключно для потреб України, а експорт — до 1 ГВт.

## Попит

Попит на електроенергію в Україні в моделі базується на поєднанні історичних погодинних даних на національному рівні, регіональних знімків попиту в окремі дні до та після повномасштабного вторгнення, а також прогнозів зростання річного та пікового навантаження на 2025–2030 роки згідно з [Дорожньої карти чистої енергії Ініціативи «Світ з нульовими викидами»](#) для України. Прогнози поділені на три сценарії — «Робота в звичайному режимі» (Business as Usual, BAU), «Базове відновлення» (Base Recovery, BR) та «Інтенсивне відновлення» (Intense Recovery, IR). Кожен зі сценаріїв враховує різний рівень економічного відновлення, електрифікації та впровадження заходів з енергоефективності для зниження викидів у різних секторах. Отримана модель річного попиту демонструє падіння споживання після початку повномасштабного вторгнення, зміщення основного попиту на північний регіон та поступове відновлення (з різною швидкістю) відповідно до обраного сценарію.

Хоча очікувалося, що попит відновиться між 2022 та 2025 роками, зараз це малоімовірно, враховуючи ескалацію атак на енергосистему та поточний дефіцит електроенергії в Україні. Тому змодельований попит на 2025 рік не зміниться порівняно з 2023 роком. Припускається, що відновлення попиту прискориться між 2025 та 2030 роками і врешті-решт досягне рівнів, передбачених у сценаріях NZWI (Ініціативи «Світ з нульовими викидами»).

## Огляд передбачуваного зростання попиту на електроенергію за трьома різними сценаріями



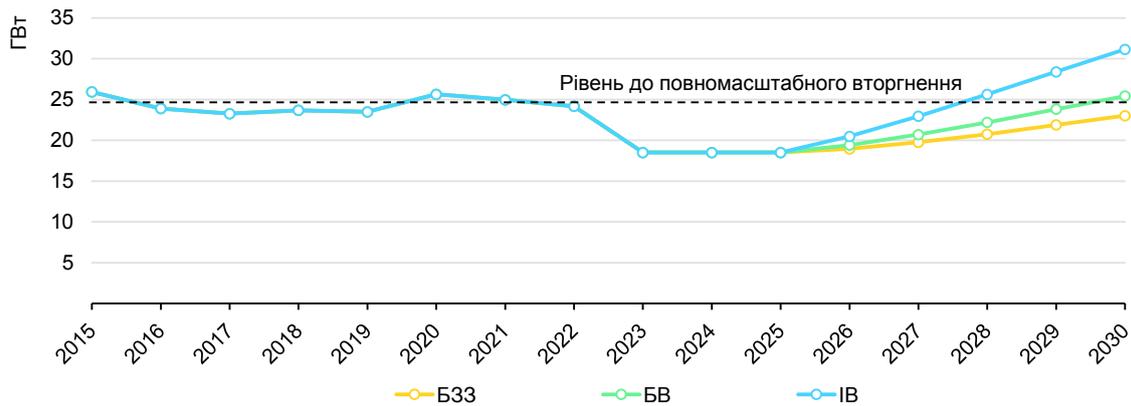
МЕА. СС BY 4.0.

Примітки: ЦР = Центральний регіон; ПНР = Північний регіон; ПдР = Південний регіон; ПдЗР = Південно-Західний регіон; ЗР = Західний регіон

Джерела: Аналіз МЕА на основі Ініціативи «Світ з нульовими викидами» (2023), [Дорожньої карти чистої енергії](#), доповнений інформацією з "Зеленого курсу України" (2024), ["Шість варіантів збільшення перетоків електроенергії з континентальної Європи в Україну на наступні дві зими"](#), а також дані Укренерго та Міністерства енергетики України.

Основні вимоги, змодельовані Міжнародним енергетичним агентством (IEA) для енергосистеми України, ґрунтуються на її потребах в енергії та потужності, які визначаються максимальним (піковим) навантаженням. Крім цього, враховуються вимоги до резервів для підтримки роботи системи. Зокрема, враховується спінінговий (оперативний) резерв, який має покривати найбільший можливий аварійний випадок — вихід з ладу одного з великих енергоблоків атомної станції. Також включено частку прогнозованого попиту для регулюючих резервів. На графіку нижче показано пікове споживання електроенергії — як історичне, так і прогнозоване за різними сценаріями.

## Огляд змодельованих системних вимог з точки зору пікового попиту



МЕА. СС BY 4.0.

Джерела: Аналіз МЕА на основі Ініціативи «Світ з нульовими викидами» (2023), [Дорожньої карти чистої енергії](#), доповнений інформацією з "Зеленого курсу України" (2024), ["Шість варіантів збільшення перетоків електроенергії з континентальної Європи в Україну на наступні дві зими"](#), а також дані Укренерго та Міністерства енергетики України.

## Генерація електроенергії

### Загальні характеристики

Потужність генерації та її технічні характеристики (тобто тепловий коефіцієнт, швидкість нарощування навантаження, мінімальний час вмикання/вимикання, мінімальний стабільний рівень навантаження, частота відключень та середній час на відновлення) і параметри собівартості (зокрема, вартість палива, змінні витрати на експлуатацію та обслуговування) ґрунтуються на даних, зібраних з різних джерел, включаючи інформацію з відкритих джерел, а також безпосередньо від енергетичних компаній і Міністерства енергетики України. У разі відсутності даних, що стосуються конкретної електростанції, використовувалися узагальнені характеристики, прив'язані до типу технології станцій та передових практик. Стан наявності генеруючих потужностей залишається динамічним в зв'язку з постійними атаками на енергосистему з одного боку, та ремонтними кампаніями та будівництвом нових потужностей — з іншого.

Дані про встановлену та доступну потужність по кожній електростанції були звірені з оцінками звітів про пошкодження та інформацією з відкритих джерел з метою представлення наявної потужності за технологіями та регіонами відповідно до останньої доступної інформації та більш точного моделювання існуючого та майбутнього дефіциту потужностей в Україні.

Для існуючих великих електростанцій, таких як теплові електростанції, великі гідроелектростанції та атомні електростанції, виробництво енергії фіксується на рівні електростанції. Для малих електростанцій та

відновлюваних джерел енергії зі змінними характеристиками ці станції агрегуються за технологіями та регіонами.

## Гідроенергетика

За винятком великих гідроелектростанцій, які представлені на рівні окремих станцій, відновлювані джерела енергії агрегуються за технологіями та регіонами. З точки зору гідроенергетики, вони моделюються або як станції з великим водосховищем, або як гідроелектростанції, що працюють на річці. Для річкових станцій передбачається, що вони або мають добове регулювання водосховища, або не мають, залежно від їх розміру. Сезонна доступність гідроенергії моделюється на основі комбінації статистичних даних МЕА (річний коефіцієнт потужності на 2021 рік) та [модуля гідроенергетики](#) Atlite для отримання середньомісячних коефіцієнтів потужності для цих станцій.

Великі водосховища моделюються з обмеженим річним коефіцієнтом потужності та місячною частиною (30% місячного коефіцієнта потужності) через екологічні та багатоцільові обмеження для річкового стоку. Аналогічно, припускається, що гідроелектростанції з водосховищами мають місячний обмежений коефіцієнт потужності з добовою частиною (30% від місячного коефіцієнта потужності), яка є обов'язковою для використання.

## Змінні відновлювані джерела енергії

Місця розташування сонячних та вітрових електростанцій, зазначені в сценаріях моделі, оцінюються за допомогою методології вибору вітрових та сонячних майданчиків, яка враховує розташування найкращого ресурсу, річний попит у кожному регіоні, близькість до існуючих ліній електропередачі, природоохоронних територій та рельєф місцевості (тобто нахил та висота), а також поточне землекористування та рослинний покрив. Що стосується існуючих електростанцій, то ці ділянки обираються на основі їх розташування (за областями) відповідно до зібраних даних.

Стосовно майданчиків для розподілених сонячних фотоелектричних станцій, сценарії були зроблені на основі спеціального набору даних, підготовлених для цього проекту Інститутом Юліха, який визначив технічний потенціал дахів для сонячних фотоелектричних станцій. Вибір відповідних майданчиків з цього набору даних базувався виключно на випадковому виборі з наявних дахів.

Після того, як були обрані майданчики для існуючих і майбутніх об'єктів відновлюваної енергетики, було визначено частку різних фотоелектричних і вітрових технологій для об'єктів комунальної енергетики. Для наземних

вітрових електростанцій ця частка складалася з рівномірної частки як старих, так і більш сучасних вітрових турбін різних типів, як показано нижче.

#### Передбачувана частка різних вітрових турбін, що моделюються, та їх характеристики

Потужність турбіни (МВт)	Діаметр турбіни (м)	Омітана площа(м <sup>2</sup> )	Питома потужність (Вт/м <sup>2</sup> )	Передбачувана частка - 2025 рік (%)	Передбачувана частка - 2030 (%)
2.0	90	6 362	0.314	50	20
2.0	100	9 503	0.210	50	20
3.6	117	10 752	0.335	0	15
2.2	120	11 310	0.195	0	15
4.0	150	14 527	0.275	0	15
4.0	150	17 672	0.226	0	15

Для об'єктів комунальної енергетики нами було зроблено припущення, що вони будуть складатися лише з панелей з фіксованим кутом нахилу як у 2025, так і у 2030 роках. Нарешті, для розподіленої ФЕС нахил та орієнтація сонячних панелей залежать від розподілу дахів в Україні. У випадку плоского даху можна використовувати оптимальний нахил, як для наземних систем. За відсутності конкретних даних, що стосуються будівельного фонду в Україні, було зроблено припущення про розподіл орієнтації та нахилу. Також передбачається, що дахи, орієнтовані на північ, не можуть бути використані через їх низький потенціал.

#### Передбачуваний розподіл нахилу даху

Нахил	Частка дахів (%)
Плоский (оптимальний нахил)	10
15°	20
30°	30
45°	40

#### Передбачуваний розподіл орієнтації даху

Орієнтація	Частка дахів (%)
Північ	0
Північний схід	2.5
Схід	20
Південний схід	12.5

Орієнтація	Частка дахів (%)
Південь	25
Південний захід	12.5
Захід	20
Північний захід	2.5

Потім [за допомогою Atlite будуються](#) погодинні профілі виробництва відновлюваної енергії, агреговані за регіонами та технологіями, на основі даних ERA5 від Європейського центру середньострокових прогнозів погоди (ECMWF). У випадку профілів вітрової генерації, набір даних ERA5 масштабується з використанням [даних про середню швидкість вітру з Глобального атласу вітрів \(Global Wind Atlas\)](#). За погодний рік для моделі приймається 2021 рік.

## Варіанти розширення потужностей генерації

Модель спрямована на оптимізацію найменш витратного розширення та подальшої експлуатації енергосистеми для задоволення змодельованого попиту з погодинною роздільною здатністю, гарантуючи при цьому безпеку постачання шляхом закупівлі обертового резерву та регулювання резервів на центральному рівні.<sup>1</sup>

Ключовими вхідними даними для моделі є варіанти розширення потужностей, які зможуть вирішити вже існуючу проблему дефіциту потужностей та енергії, а також забезпечити необхідну гнучкість для функціонування такої системи. Ці варіанти розширення представлені на регіональному рівні й охоплюють всі технічні характеристики та параметри собівартості. Зокрема, вони включають вартість будівництва, технічний термін експлуатації та фінансові припущення, як показано в таблиці нижче.

<sup>1</sup> Обертові резерви формуються з розрахунку на найбільшу аварійну ситуацію в системі, тоді як регульовальні резерви визначаються як 3% від загальнодержавного попиту.

## Огляд варіантів розширення потужностей на 2025 та до 2030 року

Технологія	Типова потужність (МВт)	Капітальні інвестиції (дол. США/кВт) – 2025	Капітальні інвестиції (дол. США/кВт) – 2030	Час виконання (роки)	Термін служби (роки)	WACC (%)	OPEX* (USD/MWh)
Сонячні панелі на даху	0.1	752	597	0.1	40	9	74
Сонячні фотоелектричні станції для комунальних підприємств	15	550	450	0.5	40	13	61-80
Газовий двигун	5	984	957	1	25	9	129
Мала газова турбіна	20	760	744	1.5	25	13	152
Прибережний вітер	4.6	1 185	1 147	1.5	30	13	41
Батарея (1 год)	60	395	331	0.2	20	13	410
Батарея (2 год)	60	619	518	0.2	20	13	410
Акумулятор (4 год)	60	1 001	837	0.2	20	13	410
Акумулятор (8 год)	60	1 667	1 396	0.2	20	13	410
Акумулятор (за лічильником)	0.3	1 335	1 116	0.2	10	7	410

\* OPEX відповідає комбінації змінних витрат на експлуатацію та технічне обслуговування і витрат на паливо (на основі теплової потужності опції)

Джерела: Аналіз MEA на основі [DEA \(2024\), Каталог актуальних технологій для українського енергетичного сектору](#), [DEA \(2024\), Технологічні дані для виробництва електроенергії та централізованого тепlopостачання](#), внутрішня база даних витрат MEA.

Одні з ключових допущень – це фінансові, зокрема, середньозважена вартість капіталу (WACC). Хоча цей показник представлений в одній сумі для усього терміну реалізації варіанту розширення, фінансові опції для споживачів є більш складними. Ці опції базуються на пільгових кредитах, таких як [програма 5-7-9 "Доступні кредити" для громад. Для домогосподарств також існує нещодавно оголошена програма кредитування з нульовою відсотковою ставкою на сонячні фотоелектричні та акумуляторні установки](#). Слід зазначити, що багато з цих кредитів не поширюються на весь термін експлуатації устаткування (як правило, 5 років) і тому, ймовірно, передбачають різні відсоткові ставки в різний період часу. Тим часом, фінансування великих енергетичних проектів, таких як малі модульні газові турбіни, може - принаймні для приватних інвесторів - бути більш тісно пов'язане з базовою відсотковою ставкою в Україні, яка наразі становить 13%. Однак навіть ці проекти можуть потребувати додаткового фінансування й можуть скористатися коштами у вигляді грантів та інших механізмів. Як

наслідок, для всіх РЕР - за винятком акумуляторів, що встановлюються «за лічильником» - припускається, що середньозважена вартість капіталу становить 9%. Через коротший термін експлуатації (10 років) та можливість доступу до пільгових кредитів протягом усього цього періоду, ми припускаємо, що середньозважена вартість для акумуляторів, що встановлюються поза лічильником, становить 7%. Тим часом, для великих електростанцій, підключених до мережі, WACC дорівнює базовій відсотковій ставці.

Оскільки розширення зазвичай йде в парі з оптимізацією собівартості, інвестиції закономірно схиляються у сторону технологій з використанням більш габаритного устаткування - економічно вигідного за рахунок його масштабу, такого як промислові вітрові та сонячні фотоелектричні станції. Однак вся та цінність, яку окремі технології можуть становити для системи з точки зору стійкості, в такому випадку враховується не в повній мірі. Наприклад, невеликі газові турбіни можна легко приховати від потенційних зловмисників, тоді як газові двигуни можна розгорнути дуже швидко. Аналогічно, розподілені фотоелектричні системи важче піддаються атакам, ніж об'єкти промислового масштабу, оскільки вони не мають єдиної точки відмови, наприклад, підстанції. Варіанти фінансування, стимули та швидкість розгортання будуть суттєво відрізнятися для всіх альтернативних варіантів розширення. Щоб відобразити ключові відмінності між розподіленими ресурсами та їх промисловими еквівалентами, в таблиці нижче детально приводяться конкретні обмежуючі фактори у 2025 році та до 2030 року-.

#### Огляд технологічних співвідношень у моделях розширення потужностей до 2025 та 2030 років

Технологія	Ресурсні обмеження - 2025 рік	Ресурсні обмеження - 2030 рік
Газ	60% малих газових турбін 40% газових двигунів	60% малих газових турбін 40% газових двигунів
Вітрова	Не розглядається	Обмеження у співвідношенні 70:30 сонячної енергії (промислові блоки та розподілена сонячна генерація) до вітрової енергії
Сонячні фотоелементи	100% розподілена сонячна енергія	25% промислові 75% розподілені
Батареї	Максимум 2 ГВт для промислових	50% промислові, 50% за лічильником

## Резерви

Основна ціль моделі – забезпечити покриття електроспоживання з мінімальними витратами, дотримуючись системних обмежень, таких як технічні параметри роботи генеруючого обладнання. Однак у моделі також враховано синхронні (spinning) та регулюючі резерви – це відображає ключові вимоги до надійності електропостачання.

Обидва типи резервів моделюються на національному рівні: Синхронні резерви розраховуються виходячи з найбільшого можливого аварійного сценарію (для України це вихід з ладу одного з великих блоків АЕС). Регулюючі резерви використовуються для балансування системи та компенсації похибок прогнозів як навантаження, так і відновлюваної генерації. Через складність оцінки впливу ВДЕ на потреби в балансуванні (зокрема через вибір інтервалів диспетчеризації та методик прогнозування), модель зосереджена лише на похибці навантаження, допускаючи її на рівні 3%.

## Скорочення та аббревіатури

ACER	Агентство зі співробітництва органів регулювання енергетики (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
AMI	Розширена система обліку електроенергії (Advanced metering infrastructure)
BAU	Звичайний сценарій розвитку (Business as Usual)
BESS	Системи акумулювання енергії (Battery energy storage systems)
BR	Базове відновлення (Base Recovery)
BTM	«За лічильником» (ЗЛ) (behind-the-meter)
CBAM	Механізм вуглецевого коригування на кордоні (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CEP	Пакет чистої енергії (Clean Energy Package)
CHP	Теплоелектроцентральною (ТЕЦ) (Combined heat and power)
DER	Розподілені енергетичні ресурси (DER) (Distributed energy resources)
DERMS	Системи управління децентралізованими енергоресурсами (Distributed energy resource management systems)
DSO	Оператори розподільчих мереж (OPM)(Distribution System Operators)
ECMWF	Європейський центр середньострокових прогнозів погоди (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts)
ETS	Система торгівлі викидами (Emissions Trading System)
EU	(ЄС) Європейський Союз (European Union)
FLH	Години повного завантаження (Full-load hours)
IEA	Міжнародне енергетичне агентство (IEA) (International Energy Agency)
IEC	Міжнародна електротехнічна комісія (International Electrotechnical Commission)
IEEE	Інститут інженерів з електротехніки та електроніки (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
IFI	Міжнародні фінансові установи (International financial institutions)
IPS	Ізольована енергосистема (Independent Power System)
IR	Інтенсивне відновлення (Intense Recovery)
LCOE	Вирівняна вартість електроенергії (Levelised cost of electricity)
LV	Низька напруга (low voltage)
MGRES	Молдавська ДРЕС (Moldavskaya GRES)
NECP	Національний план з енергетики та клімату (National Energy and Climate Plan)
NEURC	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) (National Energy and Utilities Regulatory Commission)

NPP	Атомна електростанція (АЕС) (Nuclear power plant)
NZWI	Ініціатива «Світ з нульовими викидами» (Net Zero World Initiative)
OEM	Виробники оригінального обладнання (Original equipment manufacturers)
PPP	Державно-приватне партнерство (ДПП) (Public private partnerships)
PSH	Гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) (Pumped-storage hydro)
PSO	Зобов'язання щодо надання публічних послуг (public service obligation)
PV	Фотовольтаїка (Photovoltaic)
RES	Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) (Renewable energy sources)
TEC	Теплові електростанції (ТЕС) (Thermal power plants)
TSO	Оператор системи передачі (Transmission system operator)
VPP	Віртуальні електростанції (Virtual power plants)
VRE	Змінні відновлювані джерела енергії (Variable renewable energy)
WACC	Середньозважена вартість капіталу (Weighted average cost of capital)

## Одиниці виміру

GW	Гігават (ГВт)
GWh	Гігават-годин (ГВт·год)
kV	Кіловольт (кВ)
MW	Мегават (МВт)
MWh	Мегават-годин (МВт·год)
TWh	Терават-годин (ТВт·год)
USD	Долар США
USD/kW	Долар США за кіловат (USD/кВт)
USD/MWh	Долар США за мегават-годину (USD/МВт·год)

## International Energy Agency (IEA)

Ukrainian translation of *Empowering Ukraine Through a Decentralised Electricity System (Full report)*.

This report was initially written in English. While every effort has been made to ensure that this translation is as accurate as possible, there may be some slight differences between this and the original version.

This work reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of the IEA's individual member countries or of any particular funder or collaborator. The work does not constitute professional advice on any specific issue or situation. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the work's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the work.



Subject to the IEA's [Notice for CC-licensed Content](#), this work is licenced under a [Creative Commons Attribution 4.0 International Licence](#).

Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

IEA Publications  
International Energy Agency  
Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)  
Contact information: [www.iea.org/contact](http://www.iea.org/contact)

Typeset in France by IEA - Original version: December 2024; Translation:  
October 2025  
Cover design: IEA  
Photo credits: © Shutterstock

