



Danish Energy Agency



Ministry
of Energy
of Ukraine

КАТАЛОГ КРИТИЧНО ВАЖЛИВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

для енергетичного сектору України

Редакція: Травень 2025 р.



**Данське енергетичне
агентство**



**Міністерство
енергетики
України**



ЕА Енергетичний аналіз



**Державна
установа «Інститут
економіки та
прогнозування
НАН України»**

Перелік організацій, що брали участь у проведенні інтерв'ю з експертами

ЦЕЙ каталог технологій створений за участю багатьох експертів з наступних українських, міжнародних та данських організацій:

- › ЕНЕРГО-ІНВЕСТ ЛТД (Україна)
- › Громадська організація «Екоклуб» (Україна)
- › МХП Еко Енерджи (Україна)
- › Українська вітроенергетична асоціація (Україна)
- › Біоенергетична асоціація України (Україна)
- › Aalborg Energie Teknik (Данія)
- › Focus Bioenergy (Данія)
- › Linka Energy (Данія)
- › Againity (Швеція)
- › MAN Energy Solutions (Данія)
- › RWE Scandinavia (Данія)
- › TOWII Renewables (Данія)
- › Better Energy (Данія)
- › Hybrid Greentech Energy Intelligence (Данія)
- › ABB – Hitachi (Данія)
- › Schneider Electric (Данія)
- › SGB Smit (Данія)
- › Siemens Energy (Данія)
- › BWSC (Данія)

Зміст

1. Вступ	5
1.1. Передісторія/Контекст	5
1.2. Мета каталогу критично важливих технологій	5
1.3. Технології, включені в оцінку в Каталозі критично важливих технологій	6
2. Методологія	8
2.1. Оцінювання характеристик та критеріїв	8
2.2. Розрахунки LCOE	14
2.3. Головна сторінка розділу, присвяченого певному технологічному рішенню	14
3. Загальні висновки оцінювання, стислий опис технології	15
3.1. Детальна інформація за чотирма основними критеріями	19
3.2. Ініціативи, які можуть покращити або вже покращили показники за критеріями	30
3.3. Зміни методології між версією 1 та версією 2 каталогу	31
3.4. Структура розділів, присвячених технологіям	32
4. Оцінка технологій	34
4.1. Газові електростанції	34
4.2. Біогазова установка	45
4.3. Сонячні фотоелектричні станції	50
4.4. Наземні вітрові електростанції	69
4.5. Акумуляторні батареї	88
4.6. Вугільні електростанції, ремонт і продовження терміну служби	99
4.7. Технології когенерації на біомасі	110
4.8. Гідроенергетика	130
6. Перелік аббревіатур	148
7. Перелік рисунків	151
8. Список таблиць	153
9. Додаток А: Методологія	155
9.1. Опис 15 характеристик та способів їх оцінювання	155
10. Додаток В: Розрахунки нормованої вартості електроенергії (LCOE)	163
11. Додаток С: Наскрізні питання	165
11.1. Позитивний перелік для прискорення процесу приєднання до мережі малих генеруючих потужностей та енергозберігаючих установок	165
11.2. Питання, пов'язані зі стабільністю електромережі	167
11.3. Ризик припинення постачання газу в Україну	169
11.4. Фінансові питання	170
11.5. Трансформатори	170
12. Додаток D: Методологія визначення потенціалу сонячних фотоелектричних ресурсів в Україні	172
13. Додаток E: Методологія визначення потенціалу вітрових ресурсів в Україні	174
14. Додаток F: Технічні паспорти	176
15. Додаток G: Огляд критеріїв стійкості	177
16. Додаток H: Прискорення впровадження відновлюваних джерел енергії в Україні відповідно до вимог ЄС: Роль статті 15b та Зон прискореного розвитку відновлюваних джерел енергії (RaaS)	186
17. Додаток I: Місцева українська біомаса – потенціал, збирання та процеси оброблення	190

1. Вступ

1.1. Передісторія/Контекст

Цей каталог покликаний допомогти місцевим, регіональним та національним зацікавленим сторонам, забудовникам, компаніям та іншим особам визначити пріоритети та обрати відповідні технології виробництва електроенергії, окреслити структуру, визначити пріоритети для вибору технологій, а також залучити інвестиції та донорську допомогу для відновлення та розвитку енергосистеми України в наступні зимові сезони.

Перша версія каталогу була опублікована в січні 2024 року. Це друга версія.

Цей каталог спрямований на досягнення згоди між зацікавленими сторонами в Україні щодо вартості та технічних характеристик технологій енергогенерації, надаючи перевірені та узгоджені дані щодо технологій енергогенерації за цими чотирма новоствореними вимірами:

- » Потужність в зимовий період
- » Швидкість впровадження
- » Стійкість технології
- » Нормована вартість електроенергії (протягом двох років роботи, на відміну від повного терміну експлуатації)

У зв'язку з критичною ситуацією в енергетичній системі України, цей каталог критично важливих технологій містить дані лише про окремі технології та дані, що стосуються виключно поточної ситуації. Дані часових рядів про минулий і майбутній розвиток технологій протягом десятиліть не включені, як це зазвичай буває у звичайних каталогах технологій в енергетичному секторі.

1.2. Мета каталогу критично важливих технологій

Цей каталог критично важливих технологій має на меті підтримати процес прийняття рішень на місцевому, регіональному та національному рівнях різними зацікавленими сторонами, донорами, девелоперами, компаніями та органами влади.

Тому основна увага в цьому каталозі технологій для децентралізованої енергогенерації зосереджена на визначенні їхнього потенціалу для постачання електроенергії в поточному українському контексті протягом зимових періодів 2025/26 й 2026/27 рр., які можуть бути впроваджені для сприяння підвищенню надійності енергопостачання.

Отже, технологічні рішення, включені до цього каталогу, оцінюють за такими чотирма основними критеріями:

Вплив зими, який визначається як частка річного обсягу виробництва, яка може бути забезпечена в зимовий період (з жовтня по березень).

Можливість введення в експлуатацію установки в короткі терміни (швидкість впровадження).

Сюди входить оцінювання таких факторів: А) часу на планування та отримання дозволів від регуляторних органів, Б) часу на придбання компонентів і матеріалів станції та В) тривалості процесу технічного монтажу.

Стійкість обраних технологій. Це охоплює оцінювання ефективності на рівні системи розподілу, потенціал для маскування та укриття, експлуатаційні вимоги (ризики та необхідні навички) та час відновлення (ця характеристика підкреслює здатність швидко відновити виробництво електроенергії; вона не була включена до першої версії каталогу).

Нормована вартість електроенергії (LCOE) для електропостачання в зимовий період протягом короткого терміну експлуатації (2 роки). Також наведено нормовану вартість електроенергії для загального обсягу електроенергії за весь термін експлуатації як довідкову інформацію для оцінювання економічної ефективності технологічного рішення в довгостроковій перспективі.

Крім того, до цього каталогу критично важливих технологій включені лише ті технологічні рішення, які можуть ефективно працювати відповідно до вищезазначених чотирьох основних критеріїв.

Каталог охоплює вісім типів технологічних рішень для електрогенерації (перелічені в розділі нижче). Шляхом процесу відбору було визначено 23 конкретні «підтипи технологій», які є релевантними для оцінювання в поточному контексті України.

Оцінка чотирьох основних критеріїв для різних технологічних рішень підкріплена оцінкою 15 характеристик, які загалом мають описовий та якісний характер, і перелічені в Таблиці 1. Додаток А: Методологія У Додатку А: Методологія містить докладне обговорення цих 15 характеристик і пояснюється, чому вони важливі для включення в оцінку в цьому каталозі критично важливих технологій. Крім того, там детально описано, як можна оцінити якісні характеристики за допомогою трирівневої шкали (добре, задовільно, погано).

Цей каталог є другою версією Каталогу критично важливих технологій для України (UTC). Методологію та документацію було вдосконалено, а оцінки технологій оновлено на основі додаткових інтерв'ю, проведених восени 2024 року з українськими, данськими та міжнародними експертами та девелоперами в галузі енергетики. Головна мета полягає в тому, щоб UTC залишався динамічним документом, який регулярно оновлюється та вдосконалюється. Хоча в цій версії не було додано нових технологій, у майбутніх оновленнях можуть з'явитися додаткові підтипи технологій та/або нові типи технологій.

У цій версії, як нововведення, в окремих розділах подано описи ініціатив, що можуть сприяти підвищенню стійкості та швидкості впровадження.

1.3. Технології, включені в оцінку в Каталозі критично важливих технологій

The following technologies are assessed:

1. Газові електростанції
 - ▶ Газові турбіни, простий цикл, природний газ
 - ▶ Газові двигуни, природний газ
 - ▶ Газові двигуни, біогаз безпосередньо з біогазової установки нового будівництва
2. Сонячні електростанції (PV)
 - ▶ Дахові сонячні електростанції для житлових будинків

- » Дахові сонячні електростанції та наземні сонячні електростанції для комерційних та громадських будівель (включно з лікарнями), з акумуляторними батареями
 - » Наземні промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств без акумуляторних батарей
 - » Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств, наприклад, на греблях ГЕС (тут греблі можна розглядати як водосховища, але вони не включені в каталог)
3. Вітроенергетичні турбіни
- » Наземні вітроенергетичні турбіни, вітрові парки потужністю 20-100 МВт
 - » Наземні вітроенергетичні турбіни, вітрові парки потужністю 20-100 МВт, турбіни, що були у використанні
 - » Наземна вітроелектростанція, кластер з 3-5 турбін потужністю 3-20 МВт
 - » Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств 1-30 кВт
4. Вугільні електростанції, продовження терміну експлуатації (заміна обладнання)
- » Модернізація наявних установок, підвищення ефективності
5. Літій-іонні акумуляторні батареї, крім акумуляторних систем накопичення енергії (BESS) малої потужності
- » Мережеві акумуляторні батареї (потужність приблизно 2-150 МВт, ємність 2-500 МВт·год)
 - » Акумуляторні батареї для громад (потужність приблизно 40-150 кВт, ємність — близько 40-600 кВт·год)
6. Біогаз
- » Виробництво біогазу враховується лише як паливе для газового двигуна. Тому оцінювання критеріїв для біогазу не проводиться.
 - » Під час перевірки не було виявлено жодних конкретних підтипів технологій, але газовий двигун, що працює на біогазі, включений до складу газової генерації
7. Технології когенерації з біомаси (ТЕЦ)
- » Деревні пелети середнього розміру, протитиск, 25 МВт_{ел}
 - » Деревні пелети малого розміру, органічний цикл Ренкіна, 3 МВт_{ел}
 - » Деревна тріска, середня, протитиск, 25 МВт_{ел}
 - » Деревна тріска, мала, органічний цикл Ренкіна, 3 МВт_{ел}
 - » Солома/стебла/лушпиння, мала, органічний цикл Ренкіна, 3 МВт_{ел}
 - » Солома/стебла/лушпиння, середня, протитиск, 25 МВт_{ел}
8. Гідроенергетика
- » Руслова мала гідроелектростанція
 - » Руслова мінігідроелектростанція
 - » Модернізація гідроенергетики (греблі), зокрема гідроакумуючі електростанції.

2. Методологія

Якісні та кількісні характеристики, що розглядаються в цьому каталозі критично важливих технологій, базуються на інформації, яка зібрана за допомогою напівструктурованих інтерв'ю з українськими, данськими та міжнародними експертами та девелоперами в галузі енергетики. Крім того, під час підготовки проводилися консультації з українськими органами влади, асоціаціями та організаціями, які працюють в енергетичному секторі та його ланцюгах постачання.

На основі результатів обговорень описано та проаналізовано типовий процес встановлення електростанцій, очікувані вузькі місця та реалістичні можливості прискорення процесу впровадження за нинішніх умов відповідно до характеристик.

Окрім інформації, отриманої під час інтерв'ю, було використано дані з Данського каталогу енергетичних технологій, адаптовані до українського контексту, а також інформацію про вітрові, сонячні та гідроресурси України з публічних джерел, літератури та сайтів виробників.

2.1. Оцінювання характеристик та критеріїв

Загалом, відправна точка для оцінювання технологій — це нові проєкти, які реалізують з нуля, тобто проєкти розробляються з нуля без попередньої підготовки майданчика чи розроблення проєкту. Припускається, що обладнання також є новим.

Однак швидкість впровадження може зрости, якщо проєкти будуть ґрунтуватися на вже розроблених проєктах, наприклад, на тих, які перебували в процесі реалізації або навіть були схвалені до війни, або якщо об'єкти будуть створюватися як заміна зруйнованої інфраструктури. Використання вживаного обладнання також може бути вигідним. На жаль, у межах термінів цього дослідження не було можливості ідентифікувати такі попередньо розроблені проєкти або потенційні можливості для заміни. У разі, якщо будь-яка з вищезгаданих можливостей буде включена в оцінку конкретної технології, про це буде чітко зазначено.

Огляд **15 характеристик**, які розглядаються та оцінюються в цьому каталозі технологій, наведено в Таблиці 1.

Опис 15 характеристик наведений в Додаток А: Методологія. У додатку наведено опис причин для розгляду кожної характеристики в цьому каталозі технологій і того, як вони впливають на впровадження проєктів з енергогенерації в нинішніх українських реаліях. Після цього наведений опис трирівневої шкали оцінювання, специфічної для кожної з цих характеристик.

Кожна з 15 характеристик впливає на один з чотирьох основних критеріїв. Для надання всебічного огляду це показано як у Таблиці 1, так і в Таблиці 2.

Таблиця 1: Огляд характеристик оцінювання та визначення рівнів. У колонці «Критерії» зазначено, до якого з чотирьох основних критеріїв позначеного відповідною літерою (W, Q, R або C) відноситься характеристика. W: Вплив зими, Q: Швидкість впровадження (Швидко), R: Стійкість в експлуатації в контексті України.

* Кожна технологія оцінюється за шкалою від 1 до 10 балів для кожної характеристики. Оцінки від 1 до 3 балів відповідають найнижчій категорії, від 4 до 7 — середній, від 8 до 10 — найвищій категорії.

** Спеціальне транспортування окремих компонентів або всього обладнання.

Характеристики	Критерії	Рівні оцінювання:		
		Добре	Помірно	Погано
Оцінка характеристики *		8-10	4-7	0-3
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	W	>75%	40-75%	<40%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку	C	На 25% нижче середнього, <1 150 євро/МВт-год	75–125% від середнього рівня, 1 150–1 900 євро/МВт-год	На 25% дорожче за середній рівень, >1 900 євро/МВт-год
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації		На 25% нижче середнього, <90 євро/МВт-год	75–125% від середнього рівня, 90-150 євро/МВт-год	На 25% дорожче за середній рівень, >150 євро/МВт-год
P4 – Розподілена генерація	R	<5 МВт, висока гнучкість розташування	5-20 МВт, середня гнучкість розташування	20-60 МВт, знижена гнучкість розташування
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Q	3 місяці або менше	3-9 місяців	9 місяців або більше
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Q	3 місяці або менше	3-14 місяців	14 місяців або більше
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Q	Можливе транспортування звичайною вантажівкою	Потрібен спеціальний транспорт*	Потрібен спеціальний транспорт і зміцнення наявних/прокладання нових доріг
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Q	Менше 3 місяців	3-9 місяців	Більше 9 місяців
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Q	Для встановлення потрібна лише невелика кількість кваліфікованого персоналу та/або неспеціалізована робоча сила	Потрібна середня кількість кваліфікованих працівників	Потреба у великому штаті та/або висококваліфікованих спеціалістах
P10 – Здатність до балансування мережі	R	Висока здатність до балансування системи	Середня здатність до балансування системи	Низька здатність забезпечувати послуги балансування мережі
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Q	Просте приєднання	Помірні вимоги до приєднання	Високі вимоги до приєднання
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	R	Мінімальна потреба у спеціалізованих кадрах і запчастинах	Часткова залежність від кваліфікованого персоналу та спеціальних запасних частин	Велика потреба у кваліфікованих спеціалістах і важкодоступних запчастинах

P13 – Можливість маскуванню та укріплення	R	Висока	Помірна	Низька
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	R	Мінімальний ризик	Помірний ризик	Високий ризик
P15 – Час відновлення	R	3 місяці або менше	3-14 місяців	14 місяців або більше

Чотири **основні критерії** наведені в Таблиці 2. Критерії такі W: **Вплив** зими, Q: **Швидкість** впровадження (Швидко), R: **Стійкість** в експлуатації в контексті України, та C: **Вартість** виробництва електроенергії (також відома як нормована вартість електроенергії (LCOE)).

Деяким характеристикам присвоюються абсолютні показники (наприклад, тривалість у тижнях, LCOE у євро/кВт·год), тоді як для інших характеристик це неможливо. У таких випадках характеристикам присвоюється оцінка у вигляді балів від 1 до 10, що дозволяє оцінити критерій шляхом обчислення середнього або зваженого показника.

Для підсумкових результатів за кожним критерієм і загальної оцінки важливо зазначити, що система оцінювання варіюється залежно від конкретного критерію. В деяких випадках нижчий бал є кращим, а в інших — вищий бал є більш бажаним. Щоб надати чітке і послідовне узагальнення (що називається загальною оцінкою), результати відображаються за принципом «чим більше піктограм, тим краще».

Огляд того, які характеристики впливають на які критерії, наведено в Таблиці 2 в колонці «Характеристика».

Таблиця 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

Показник	Характеристики	Погано 	Помірно 	Добре 
Потужність в зимовий період ¹	P1	Низький рівень виробництва в зимовий період	Середній рівень виробництва в зимовий період	Високий рівень виробництва в зимовий період
Швидкість впровадження ²	P5, P6, P7, P8, P9, P11	Довгий термін	Середній термін	Короткий термін
Стійкість ³	P4, P10, P12, P13, P14, P15	Низька стійкість	Середня стійкість	Висока стійкість
Нормована вартість електроенергії ⁴	P2, (P3)	Висока вартість	Середня вартість	Низька вартість

¹ Зимовий вплив — це частка річного виробництва, яка може бути забезпечена в зимовий період (жовтень–березень).

² Швидкість впровадження — це можливість введення в експлуатацію у стислі терміни.

³ Стійкість обраних технологій — це показник того, наскільки добре технологія працює на рівні розподільчої мережі, наскільки добре її можна замаскувати та захистити, чи існує ризик для постачання палива, а також рівень вимог (ризиків і кваліфікації) для підтримки її в експлуатації.

⁴ Для електропостачання в зимовий час протягом короткого терміну експлуатації (2 роки). Крім того, показник нормованої вартості електроенергії (LCOE) для загального виробництва електроенергії за весь термін експлуатації наведено як характеристику (3). Ця інформація про LCOE дозволяє здійснювати оцінювання на період після завершення війни.

2.1.1. Критерії

Деякі критерії, як-от **Вплив зими (W)** та **Нормована вартість електроенергії (LCOE) (C)**, складаються лише з однієї характеристики, що робить їх оцінювання простим. На відміну від цього, критерії **Швидкість впровадження (Q)** та **Стійкість (R)** оцінюються на основі шести характеристик кожен.

Швидкість впровадження (Q)

Швидкість впровадження (Q) оцінюється як на основі факторів, пов'язаних з часом, так і на основі додаткових характеристик, що впливають на загальний темп розроблення проекту. Ці фактори представлені шістьма характеристиками, розділеними на дві категорії:

Характеристики з визначеним часом: P5 – «Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту», P6 – «Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів», та P8 – «Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)». Ці характеристики вимірюються в тижнях, після чого конвертуються в місяці та отримують оцінку характеристики (від 1 до 10 балів), як описано в Додатку 9.1. Під час оцінювання враховуються можливі паралельні етапи реалізації, щоб забезпечити реалістичну загальну тривалість.

Якісні характеристики: P7 – «Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури», P9 – «Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва» та P11 – «Вимоги до інфраструктури електромережі». Ці характеристики оцінюються якісно, а технології ранжуються відносно одна одної залежно від складності реалізації та потреб у ресурсах.

Для збалансованої оцінки кожній характеристиці присвоюється певний зважений показник залежно від її впливу на швидкість впровадження. Огляд зважених показників характеристик для критерію швидкості впровадження наведено в Таблиці 3.

Таблиця 3: Зважені показники характеристик для критерію швидкості впровадження.

Критерії	Швидкість впровадження
Зважений показник	Характеристики
20%	P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту
20%	P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів
10%	P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури
20%	P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)
20%	P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва
10%	P11 – Вимоги до інфраструктури мережі

Нижче подано пояснення щодо зважених показників характеристик:

Характеристики з визначеним часом: P5 – «Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту», P6 – «Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів», та P8 – «Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)», мають зважений показник 20% кожна.

Для якісної характеристики P7 – «Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури», яка охоплює, зокрема, потребу в спеціалізованому транспорті або в новій інфраструктурі для реалізації проекту, встановлено зважений показник 10%. Водночас слід зауважити, що певною мірою ці логістичні труднощі вже враховані в характеристиці P6.

Крім того, високий попит на робочу силу може значно затримати впровадження, особливо в Україні, де нестача робочої сили стає все більшою проблемою. Отже, характеристиці Р9 – «Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва» надано зважений показник 20%.

Приєднання до електромережі часто займає багато часу, тому характеристиці Р11 – «Вимоги до інфраструктури електромережі» надано зважений показник 10% у загальній оцінці швидкості впровадження.

Об'єднуючи ці характеристики з урахуванням зважених показників, критерій швидкості впровадження дає всебічну оцінку факторів, які впливають на терміни та можливість реалізації проєкту.

Стійкість (R)

Під час оцінювання за показником **стійкості (R)**, немає абсолютних показників з однаковими одиницями виміру для всіх шести характеристик, що впливають на цей критерій. Тому кожна технологія оцінюється відносно ефективності інших технологій за цими шістьма характеристиками. Відповідно, при підсумовуванні для критерію шість характеристик отримують різні зважені показники залежно від їхньої важливості. Зважений показник кожної характеристики був переоцінений з моменту останньої публікації каталогу, з урахуванням подій в Україні за минулий рік та інформації, зібраної під час інтерв'ю у 2024 році. Огляд зважених показників характеристик для критерію стійкості наведено в Таблиці 4.

Таблиця 4: Зважені показники характеристик для критерію стійкості.

Критерії	Швидкість впровадження
Зважений показник	Характеристики
25%	Р4 – Розподілена генерація
10%	Р10 – Здатність до балансування мережі
10%	Р12-Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування
15%	Р13 – Можливість маскуванню та укриття
30%	Р14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива
10%	Р15 – Час відновлення

Нижче подано пояснення щодо зважених показників характеристик:

Характеристика Р4 – «Розподілена генерація» оцінюється як найважливіша і тому має зважений показник 25%. Це відображає переваги децентралізованих енергетичних систем, які менш вразливі до масштабних атак.

Характеристиці Р14 – «Ризик, пов'язаний з постачанням палива» присвоєно зважений показник 30%, що є збільшенням порівняно з попередньою версією каталогу. Ця зміна пов'язана з розвитком ситуації з паливною безпекою України, особливо в частині постачання газу та вразливості інфраструктури, що робить цей фактор дедалі більш критичним.

Характеристика Р10 – «Здатність до балансування мережі» має зважений показник 10% і не зазнала змін з часу попередньої версії каталогу.

Характеристика Р13 – «Можливість маскуванню та укриття» має зважений показник 15%. Однак зважений показник характеристики Р13 був зменшений. Хоча маскуванню, як і раніше, важливе для захисту від повітряних загроз, його ефективність обмежена проти комплексних атак з використанням роїв безпілотників та ракет, що виправдовує зменшення зваженого показника. Важливо зазначити, що

для характеристики Р13 – «Можливість маскуванню та укриття», оцінюється лише те, наскільки легко технологічне рішення можна замаскувати або укрити, наприклад, накривши його бетонним накриттям або захистивши сіткою від безпілотників. Оцінка зосереджена на фізичній конфігурації технології та не враховує типи атак, яким можуть протистояти укриття.

Характеристика Р15 – «Час відновлення» є новою характеристикою, доданою до критеріїв, їй присвоєно зважений показник 10%. Це підкреслює важливість швидкого відновлення виробництва електроенергії, оскільки модульні технології пропонують значні переваги у мінімізації простоїв та відновленні функціональності мережі.

Характеристика Р12 – «Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах» також має зважений показник 10%. Це залишається вирішальним фактором через зростаючу проблему нестачі робочої сили.

2.1.2. Загальна оцінка

Загальну оцінку розраховують як середнє арифметичне за чотирма критеріями, як показано на Рисунок 1. Крім того, показано загальну оцінку без урахування вартості (LCOE), щоб надати можливість оцінювати технології без урахування витрат⁵.

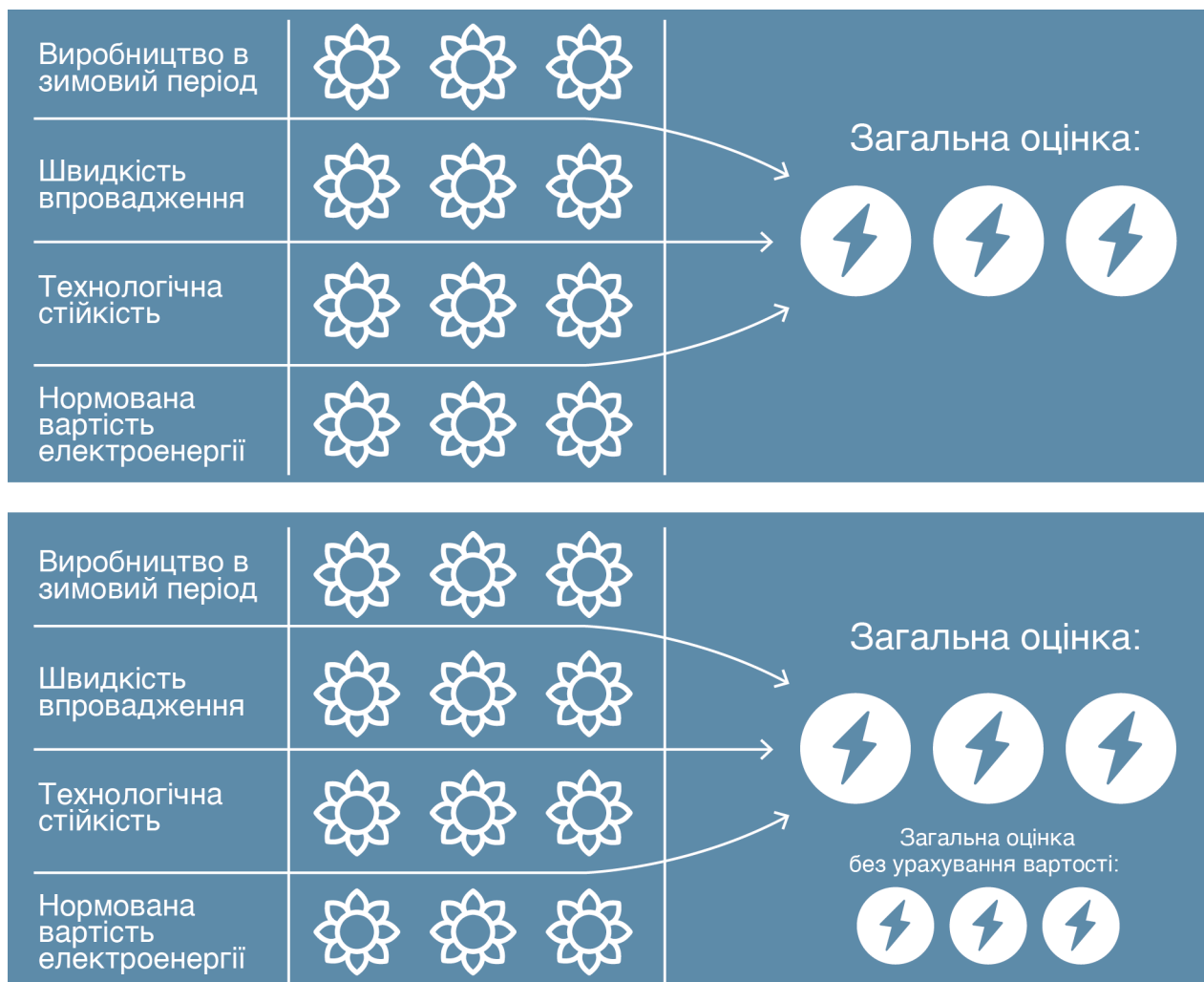


Рисунок 1: Приклад I. Візуалізація критеріїв та загальної оцінки — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг

⁵ Загальна оцінка без урахування показника LCOE була запитана у відгуках до версії 1 цього каталогу.

2.2. Розрахунки LCOE

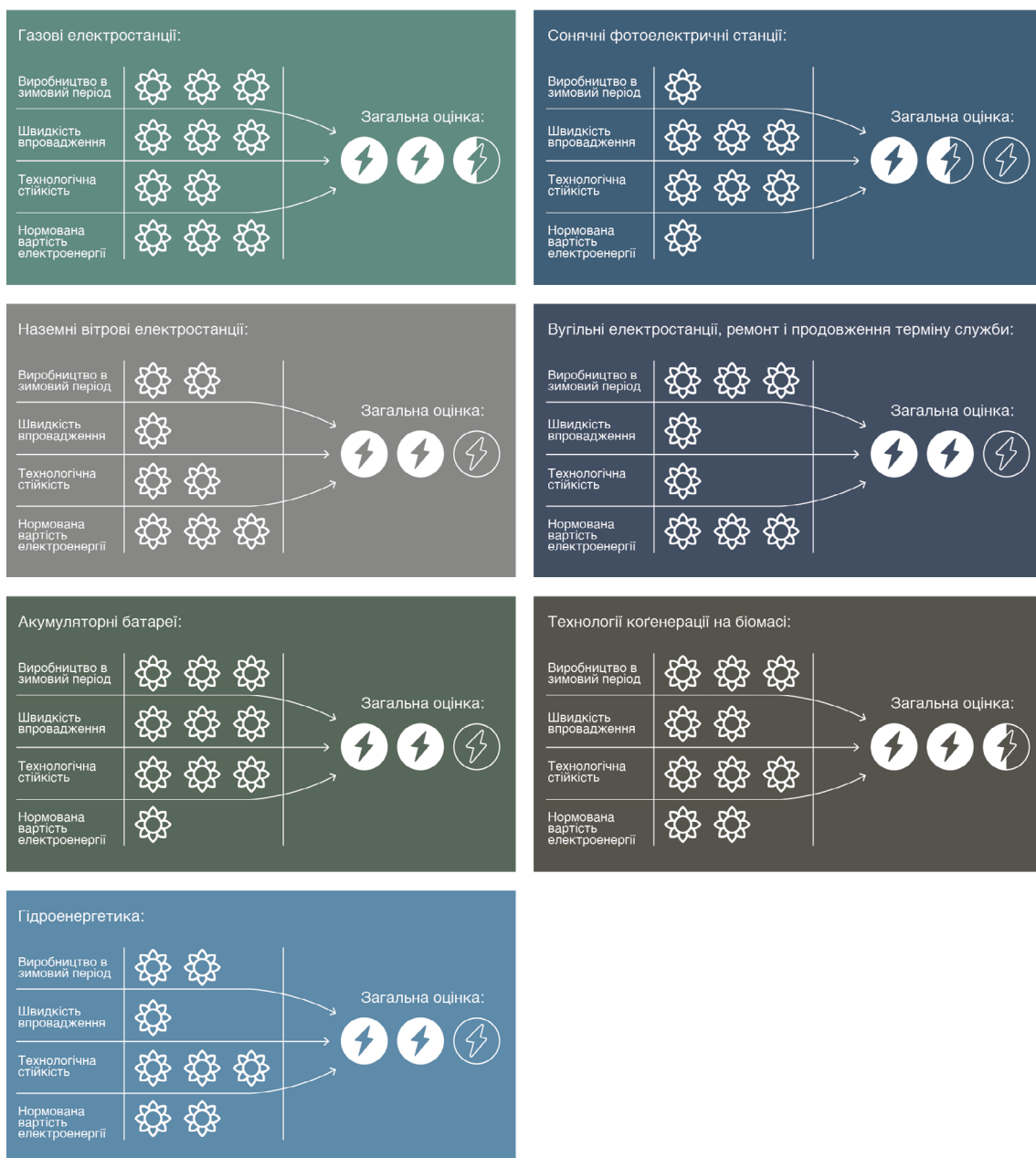
Метод описаний у Додатку В: Додаток В: Розрахунки нормованої вартості електроенергії (LCOE).

2.3. Головна сторінка розділу, присвяченого певному технологічному рішенню

На кожній головній сторінці розділу технологічного рішення відображається результат оцінювання критеріїв для найкращого підтипу технології цього розділу. Оцінка за критеріями подана графічно за допомогою піктограм, наведених у Таблиці 2 та на Рисунку 1.

3. Загальні висновки оцінювання, стислий опис технології

На Рисунку 2 представлено огляд оцінки технології з найвищим рейтингом у кожній категорії. Чим більше піктограм — тим вища оцінка.



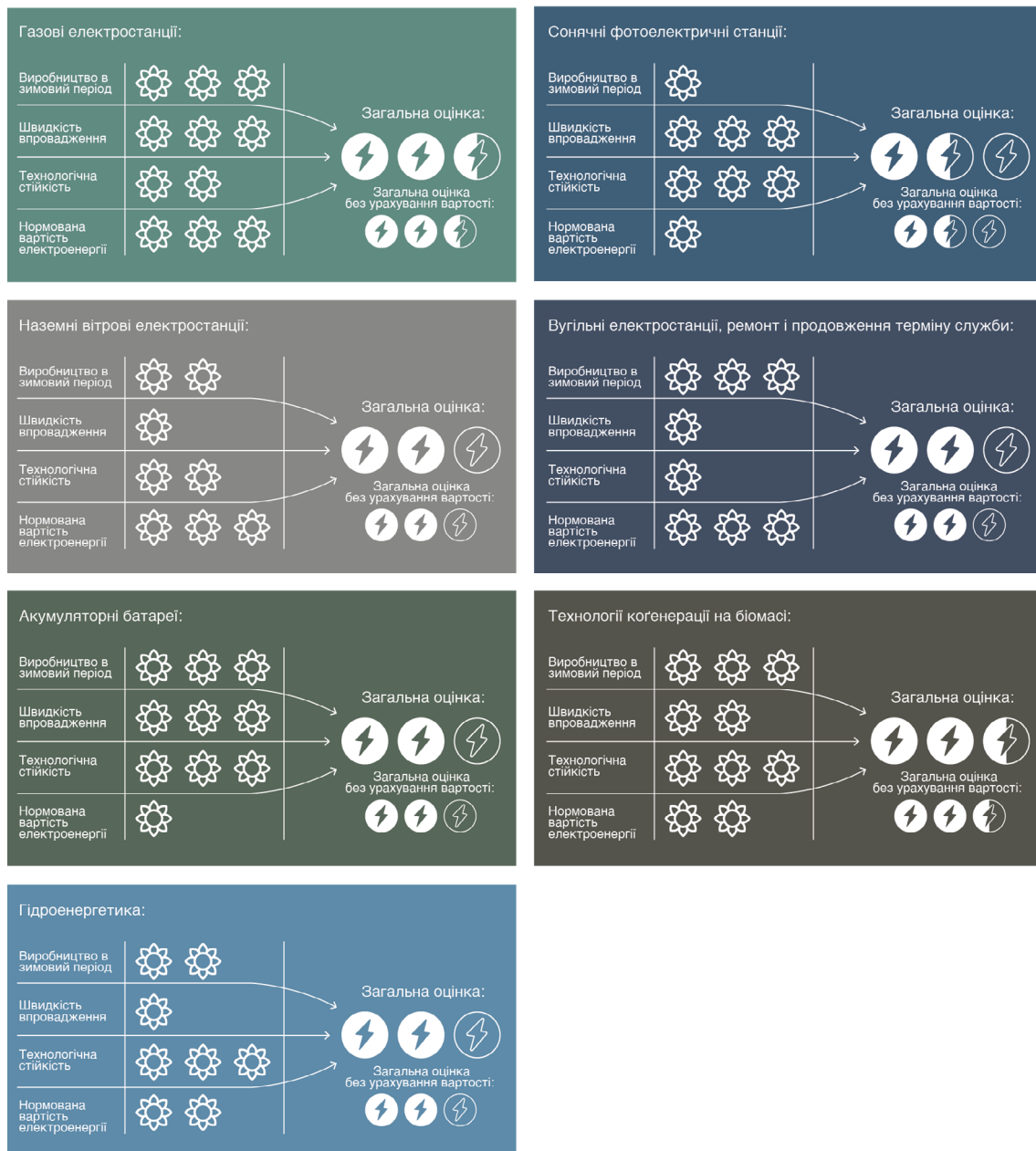


Рисунок 2: Стислий огляд найкращих технологій у кожній категорії (газові двигуни, дахові сонячні електростанції для домогосподарств, комерційних та промислових об'єктів, наземні вітроенергетичні турбіни, вітрові парки потужністю понад 20 МВт, модернізація вугільних електростанцій, літій-іонні акумуляторні батареї для громад, ТЕЦ середньої потужності на деревних пелетах, руслові мікрогідроелектростанції).

У Таблиці 3 наведено комплексну оцінку рівня підтипів технологій за чотирма основними критеріями.

Щодо загальної оцінки:

Газові двигуни, що працюють на природному газі, перевершують інші технології, отримуючи найвищу загальну оцінку. ТЕЦ малої потужності на деревних пелетах, що використовує органічний цикл Ренкіна (ORC), також демонструє хороші результати.

Щодо виробництва електроенергії в зимовий період:

Газові турбіни, газові двигуни, інші теплові електростанції, акумуляторні системи зберігання енергії та великі гідроелектростанції з греблями мають найбільший потенціал для забезпечення енергією в

зимовий період — на відміну, наприклад, від сонячних фотоелектричних установок, ефективність яких суттєво знижується взимку. Для акумуляторних систем, звісно, обов'язковою передумовою є наявність стабільного електропостачання протягом зими, аби вони могли забезпечувати віддачу енергії⁶

Щодо швидкості впровадження:

Газові двигуни, дахові сонячні електростанції (СЕС), вітроенергетичні турбіни та акумуляторні батареї для домогосподарств і модернізація або ремонт ГЕС із греблями можуть бути впроваджені протягом пів року. Водночас впровадження газових турбін, великих СЕС, вживаних наземних вітроенергетичних турбін, ТЕЦ малої потужності на біомасі та модернізованих вугільних електростанцій вважається реалістичним у 2025–2026 роках завдяки коротким процедурам погодження, відсутності або обмеженим вимогам до спеціального транспорту та коротким строкам будівництва. Натомість інші технології потребують триваліших строків впровадження — понад 1,5 року — через складні процедури погодження, а також тривалий термін постачання обладнання чи виконання монтажних-будівельних робіт. Це стосується, зокрема, наземних вітрових електростанцій, ТЕЦ середньої потужності на біомасі, руслових малих гідроелектростанцій та двигунів на біогазі, що працюють виключно на газі з біогазової установки нового будівництва.

Скорочення термінів реалізації проєктів вітроенергетичних турбін великої потужності можливе шляхом пом'якшення вимог до оцінки впливу на довкілля. За ідеальних умов, включно з використанням вживаних вітроенергетичних турбін, проєкти потенційно можуть бути реалізовані протягом 1,5-2 років, що підкреслює важливість гнучкості регулювання для рішень у сфері сталої енергетики.

Щодо стійкості технології:

ТЕЦ малої потужності на біомасі (із циклом Ренкіна – ORC), а також малі та міні/мікро руслові гідроелектростанції (RoR HPPs) також демонструють високий рівень стійкості, оскільки їх легше укрити та захистити завдяки їхнім меншим розмірам, гнучкості в розміщенні, короткому або помірному часу на відновлення, а також низькому або помірному рівню ризику, пов'язаного з постачанням палива. Те саме стосується і акумуляторних систем для громад. Високий рівень стійкості також відзначено для сонячних електростанцій малої та середньої потужності та вітроенергетичних турбін для домогосподарств, оскільки через свої розміри вони не розглядаються як важливі цілі.

Щодо вартості (LCOE):

З погляду на економічну ефективність (нормована вартість електроенергії, LCOE) технологій за короткий період і лише для зимового виробництва, газові установки, наземні вітроенергетичні установки, модернізовані вугільні електростанції та ТЕЦ середньої потужності на деревних пелетах виявляються найбільш економічно вигідними.

Коли розраховують LCOE за весь термін експлуатації установки з урахуванням загального обсягу виробленої електроенергії, найбільш економічно ефективними рішеннями є вітрові парки великої потужності, гідроелектростанції та сонячні фотоелектричні електростанції. Ці технології є відновлюваними, не потребують витрат на паливо та мають низькі витрати на обслуговування та експлуатацію. Це сприяє низькій нормованій вартості електроенергії протягом усього періоду експлуатації.

⁶ Повна цінність акумуляторних систем зберігання енергії залежить від щоденної доступності невикористаного потенціалу виробництва енергії. Це охоплює можливості перенесення споживання електроенергії з періодів низького попиту (наприклад, з ночей на денні години взимку) або з періодів високої генерації відновлюваної енергії (наприклад, сонячної енергії влітку) на періоди високого попиту (наприклад, години пік для приготування їжі). Оптимізуючи зберігання та розподіл енергії таким чином, акумуляторні системи можуть максимально сприяти стабільності та ефективності енергосистеми.

Щодо загальної оцінки (без урахування вартості):

Газові установки на природному газі, вітроенергетичні турбіни для домогосподарств, акумуляторні батареї та ТЕЦ на біомасі отримують найвищі оцінки, якщо не враховувати показник LCOE у загальній оцінці критеріїв.

Додатково:

Крім того, для більшості технологічних рішень трансформатори, що забезпечують приєднання електростанції до мережі, — це критично важливий компонент. Отже, час постачання трансформаторів — це критично важлива характеристика для більшості технологічних рішень. Зацікавлені сторони зазначили, що час постачання трансформаторів наразі становить від 40 тижнів до двох років, але існують способи отримати трансформатори швидше. Отже, дворічний термін постачання трансформаторів — це ризик, але в оцінках його не було враховано.

У таблицях нижче надане комплексне оцінювання рівня підтипів технологій за чотирма основними критеріями.

Таблиця 5: Для критерію швидкості впровадження колірне кодування означає наступне: Зелений: Технологічне рішення може бути впроваджене менш ніж за пів року. Жовтий: Технологічне рішення може бути впроваджене протягом 1-1,5 року. Червоний: Впровадження технологічного рішення займе понад 2 роки.

Оцінка за критеріями	1.a. Газові турбіни, простий цикл, природний газ	1.b. Газові двигуни, природний газ	1.c. Газові двигуни, біогаз	2.a. Дахова сонячна електростанція для житлового будинку	2.b.5.b Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств з акумуляторними батареями	2.b. Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств	2.c. Наземні промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств	2.d. Плаваючі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств
Вплив зими	WWW	WWW	WWW	W	W	W	W	W
Швидкість впровадження	QQ	QQQ	Q	QQQ	QQQ	QQQ	QQ	Q
Стійкість	R	RR	R	RRR	RRR	RRR	RRR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CCC	CCC	C	C	C	CC	CC
Загальна оцінка (1-3)	2,4	2,5	2,2	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,2	2,5	2,0	2,1	2,1	2,0	1,6	1,6

Оцінка за критеріями	3.a. Наземні вітроенергетичні парки (>20 МВт)	3.b. Наземні парки вітроенергетичних турбін, що були у використанні (>20 МВт)	3.c. Кластер наземних вітроелектростанцій (4,2-20 МВт)	3.d. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)	4. Модернізація вугільних електростанцій	5.a. Літій-іонні акумуляторні системи для комунальних підприємств	5.b. Літій-іонні акумуляторні батареї для громад
Вплив зими	WW	WW	WW	WW	WWW	WWW	WWW
Швидкість впровадження	Q	Q	Q	QQQ	Q	QQ	QQQ
Стійкість	RR	RR	RR	RRR	R	RR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CCC	CCC	C	CCC	C	C
Загальна оцінка (1-3)	2,0	2,1	2,0	1,9	2,1	1,9	2,0
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,8	1,9	1,9	2,4	1,9	2,4	2,6

Оцінка за критеріями	7.a. Деревні пелети, ТЕЦ середньої потужності	7.b. Деревні пелети, ТЕЦ малої потужності	7.c. Деревна тріска, ТЕЦ середньої потужності	7.d. Деревна тріска, ТЕЦ малої потужності	7.e. Солома/стебла/лушпиння, ТЕЦ середньої потужності	7.f. Солома/стебла/лушпиння, ТЕЦ малої потужності	8.a. ГЕС руслові малої потужності	8.b. МікроГЕС руслові	8.c. Модернізовані гідроелектростанції, греблі, включно з ГАЕС
Вплив зими	WWW	WWW	WWW	WWW	WWW	WWW	WW	WW	WW
Швидкість впровадження	Q	QQ	Q	QQ	Q	QQ	Q	Q	QQ
Стійкість	RR	RRR	RR	RRR	RR	RRR	RRR	RRR	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	CC	н/д
Загальна оцінка (1-3)	2,3	2,4	2,2	2,4	2,2	2,4	1,6	1,8	н/д
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,3	2,5	2,3	2,5	2,3	2,5	1,8	1,8	2,0

3.1. Детальна інформація за чотирма основними критеріями

Міжгалузеві питання, як-от проблеми, пов'язані з енергосистемою, експлуатаційні труднощі в енергосистемі України, інтеграція технологій відновлюваної енергетики, фінансові обмеження та проблеми, пов'язані з трансформаторами, детально описані в Додатку С.

3.1.1. Вплив зими (виробництво в зимовий період) (W)

Зимовий період у цьому контексті – це період з жовтня по березень (обидва місяці включно).

Теплові електростанції, що працюють на газі, вугіллі та біомасі, досягають найвищих показників продуктивності за здатність виробляти енергію в зимовий період. Основною причиною цього є їхня диспетчеризація — здатність регулювати вихідну потужність залежно від змін попиту або наявності енергії. На відміну від відновлюваних джерел, ці електростанції можуть збільшувати або зменшувати виробництво залежно від попиту, що робить їх дуже надійними протягом зимових місяців, коли попит на енергію часто зростає.

На ефективність вітрових і гідроелектростанцій можуть впливати сезонні погодні умови, але в цілому обидва технологічних рішення демонструють досить високий рівень доступності протягом зимового періоду, що зумовлює середню оцінку.

Акумуляторні системи зберігання енергії також отримують високу оцінку, але з інших причин. Ефективність цих систем значною мірою залежить від електромережі, з якою вони інтегровані, зокрема від наявності достатньої потужності для заряджання в години низького навантаження. Якщо потужність мережі є недостатньою, акумулятори можуть не мати змоги накопичити достатньо енергії для використання в періоди пікового навантаження, що знижує їхню ефективність.

Нарешті, сонячні фотоелектричні системи, як правило, демонструють найгірші показники у зимові місяці. Менша кількість світлових годин протягом дня та нижче положення сонця на небі зменшують кількість сонячного світла, яке сонячні панелі можуть перетворити на електроенергію. Крім того, сніг і лід можуть вкривати панелі, що ще більше знижує їхню продуктивність. Як наслідок, сонячні електростанції часто менш надійні взимку, що призводить до зниження оцінки їхньої продуктивності.

3.1.2. Швидкість впровадження (Q)

Що стосується швидкості впровадження, газові двигуни, невеликі сонячні електростанції (домашні та громадські), вітроенергетичні турбіни для домогосподарств та акумуляторні системи накопичення енергії для громад отримують найвищі оцінки. Ці технологічні рішення можуть бути впроваджені відносно швидко завдяки розвиненим технологіям, спрощеним процесам погодження, наявності готових рішень та відсутності потреби у спеціалізованому транспортуванні.

Наземні вітрові електростанції, теплоелектроцентралі (ТЕЦ) малої потужності на біомасі, проекти модернізації вугільних електростанцій та руслових мікрогідроелектростанцій отримують середню оцінку. Впровадження цих технологій передбачає складніші процедури, зокрема дотримання нормативних вимог, планування та будівництво, що може подовжити терміни реалізації.

Малі руслові гідроелектростанції, наземні вітроенергетичні турбіни та ТЕЦ середньої потужності на біомасі отримують найнижчу оцінку за швидкістю впровадження. Ці проекти часто пов'язані з суттєвими регуляторними бар'єрами та тривалими етапами планування, що може затримувати їх впровадження. Газові двигуни, що працюють виключно на газі, який постачається з біогазової установки нового будівництва, також отримують найнижчу оцінку за швидкістю впровадження через складний регуляторний та планувальний процес, а також ускладнену процедуру встановлення самої біогазової установки.

Як показано на Рисунку 3, час, потрібний для дотримання регуляторних вимог, проведення екологічного обстеження та планування, є особливо значним для проектів наземних вітрових електростанцій та малих руслових гідроелектростанцій. Ці етапи можуть значно подовжити загальний термін впровадження цих технологічних рішень.

Загалом, установки малої потужності, як-от сонячні електростанції та вітроенергетичні турбіни для домогосподарств, можуть бути впроваджені найшвидше. Завдяки малій потужності спрощуються процедури затвердження та встановлення, і ці установки часто доступні в готовому вигляді. Це контрастує з більшими, мегаватними установками, які, як правило, створюються на замовлення для конкретних проєктів, що збільшує час від замовлення до початку експлуатації.

Застосування установок, що були у використанні, може прискорити процес впровадження. Наприклад, у разі вітроенергетичних турбін і газових двигунів повторне використання компонентів або цілих систем з виведених з експлуатації або модернізованих проєктів може скоротити час і витрати, пов'язані з впровадженням цих систем. Крім того, терміни реалізації проєктів вітроенергетичних турбін можна було б значно скоротити, якби вимоги до оцінювання впливу на навколишнє середовище були пом'якшені. Ці оцінювання, хоча й відіграють ключову роль у забезпеченні сталості та екологічної сумісності проєктів, потребують значного часу.

Оцінка швидкості впровадження (Q)

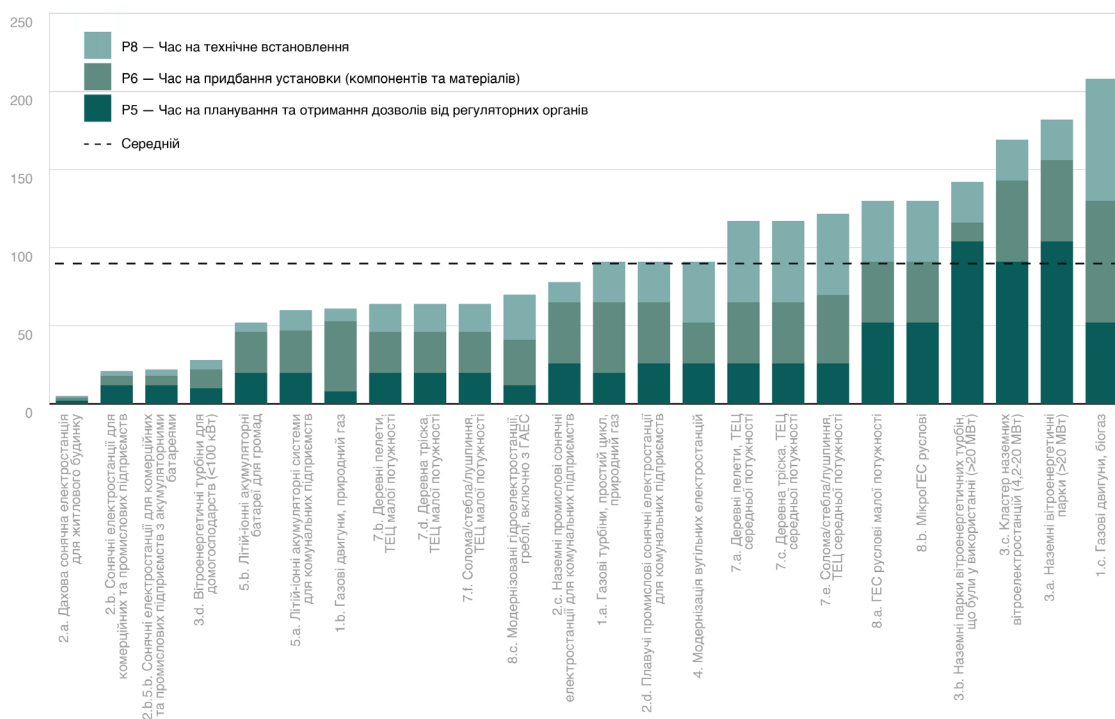


Рисунок 3: Оцінка швидкості впровадження, виміряна в тижнях

3.1.3. Стійкість (R)

Стійкість енергетичних технологій значною мірою визначається їх масштабом і ступенем децентралізації. Децентралізовані технології, як правило, є більш стійкими завдяки здатності протистояти порушенням та швидко відновлюватися після них. Огляд стійкості підтипів технологій наведено на Рисунок 4.

З часу останнього видання каталогу критично важливих технологій стійкість енергетичних рішень набула ще більшої важливості через триваючі широкомасштабні атаки росії на енергетичну інфраструктуру України. У відповідь було проведено додатковий аналіз для оптимізації оцінки стійкості технологій. Це призвело до включення нової характеристики — Часу відновлення, та переосмислення наявних характеристик для кращого відображення сучасних викликів.

Оновлена методологія наголошує на децентралізованих енергетичних системах, безпеці постачання палива та стабільності мережі, водночас посилюючи увагу на мінімізації часу відновлення для забезпечення швидкого відновлення роботи.

Вугільним електростанціям було присвоєно найнижчу оцінку за показником стійкості. Електростанції пропонують високий рівень виробництва енергії, зосереджений в одному місці, такий централізований характер робить їх більш вразливими до перебоїв. Одна атака може потенційно вивести з ладу всю електростанцію, що суттєво вплине на постачання електроенергії.

З іншого боку, найвищу оцінку отримують сонячні панелі та акумуляторні системи накопичення енергії. Ці системи менш вразливі завдяки меншому розміру та гнучкості розташування. Модульна структура сонячних панелей сприяє їхній стійкості, оскільки пошкодження однієї частини системи не обов'язково впливає на всю мережу в цілому.

Інші технологічні рішення малої потужності, як-от вітроенергетичні турбіни для домогосподарств, також отримали високі оцінки. Хоча вітроенергетичні турбіни для домогосподарств можуть бути пошкоджені ворожою артилерією, дронами чи ракетами, їх зазвичай не вважають важливими цілями через невеликий розмір та розосереджене розташування. Крім того, їх можна розташовувати близько до споживача, що мінімізує залежність від електромережі та робить ці технологічні рішення менш вразливими до атак.

Великі вітрові та сонячні електростанції також отримують високі оцінки, оскільки через їхнє розосереджене розташування знадобиться кілька атак, щоб знищити їх повністю. Крім того, трансформаторні підстанції, що з'єднують ці парки з високовольтною мережею, можуть бути замасковані або захищені, наприклад, бетонним накриттям.

Оцінка стійкості (R)

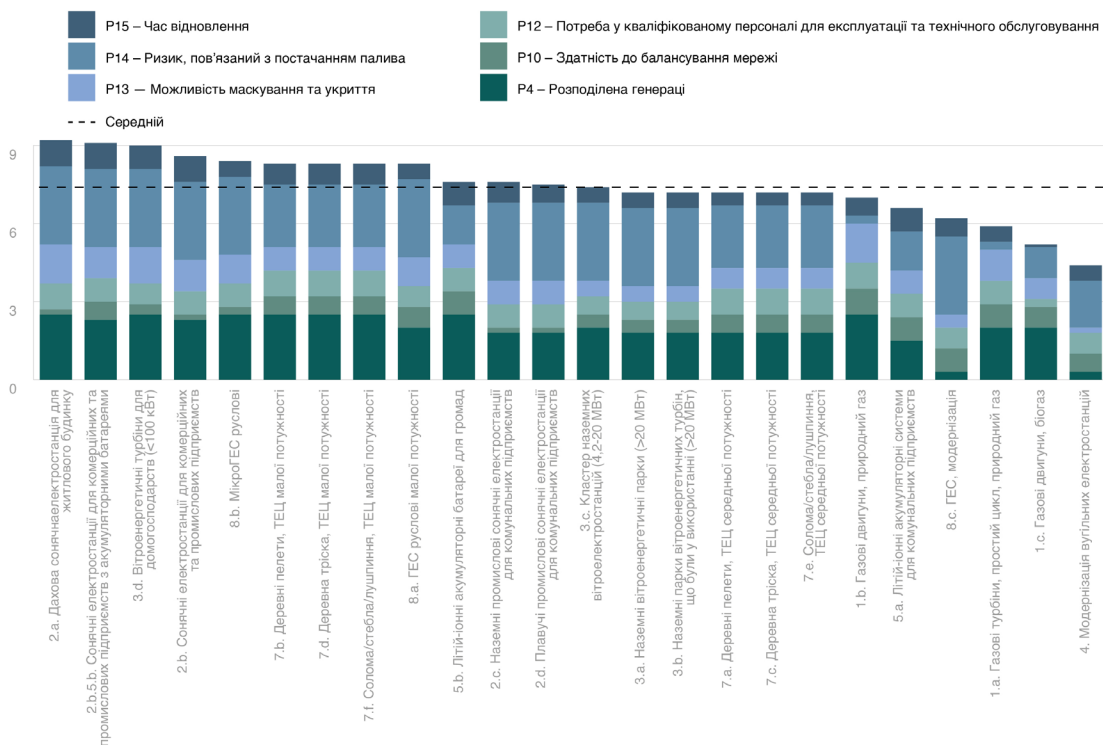


Рисунок 4: Огляд оцінки стійкості всіх підтипів технологій. Характеристики зважені, причому найбільш стійка технологія отримує найвищу оцінку і знаходиться ліворуч. Навпаки, технологія з найменшими показниками стійкості має найнижчу оцінку й знаходиться якнайдалі праворуч

3.1.4. LCOE (C)

Нормована вартість електроенергії (LCOE) — це ключовий показник для оцінювання економічної життєздатності різних технологій виробництва електроенергії. Вона являє собою вартість мегават-години (у реальних євро) будівництва та експлуатації генеруючої установки протягом передбачуваного фінансового терміну експлуатації та робочого циклу.

У цьому критеріальному аналізі LCOE оцінювалась протягом двох зимових сезонів, а також протягом усього терміну експлуатації установок. Результати наведені на Рисунок 5.

У короткостроковій перспективі, особливо протягом двох зимових періодів, газові турбіни та газові двигуни демонструють найнижчі показники LCOE. Це пов'язано насамперед з їхньою високою виробничою потужністю в холодні місяці та відносно низькими початковими інвестиційними витратами. Слідом за газовими технологіями, інші технології теплової генерації великої потужності та вітрова енергетика також демонструють конкурентоспроможні короткострокові показники LCOE.

З іншого боку, усі технології сонячної енергетики демонструють високі короткострокові показники LCOE. У разі сонячних електростанцій (СЕС) це зумовлено їхньою обмеженою здатністю до генерації електроенергії в зимові місяці, а також високими початковими інвестиційними витратами. Для акумуляторних систем це пов'язано з їхньою високою початковою інвестиційною вартістю.

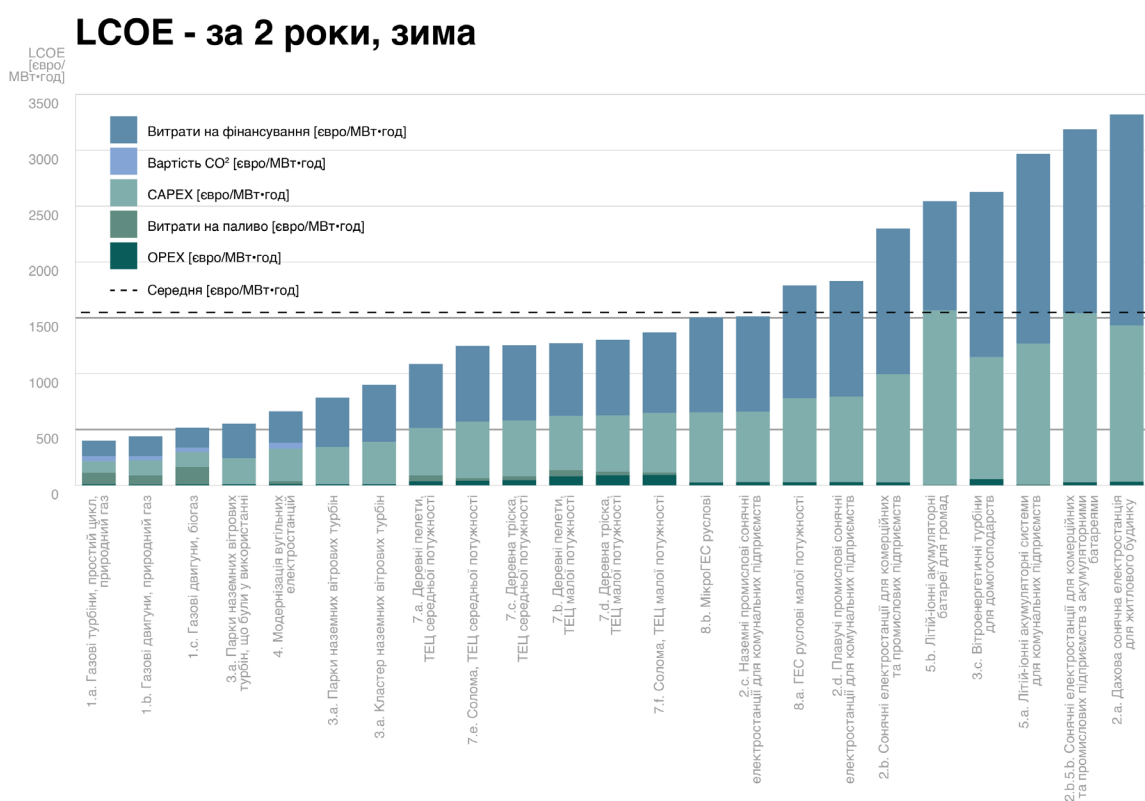


Рисунок 5: LCOE для виробництва електроенергії у зимовий період протягом 2 років

У разі розгляду LCOE протягом усього терміну експлуатації установки⁷, як показано на Рисунок 6, картина змінюється. Вітрові та сонячні електростанції великої потужності, а також гідроелектростанції

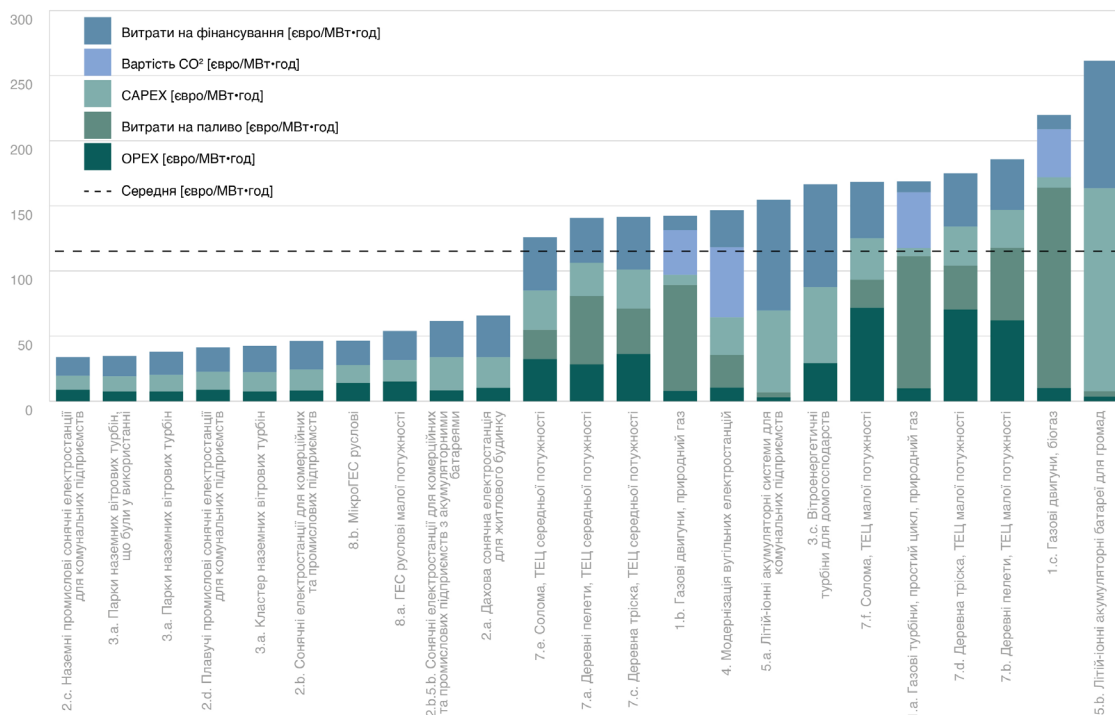
⁷ Включно з середньозваженою вартістю капіталу (WACC) для всіх технологічних рішень та вартістю CO₂ для викопного палива.

стають найбільш економічно ефективними рішеннями. Ці технології, хоча й потребують значних початкових інвестицій, забезпечують значну віддачу протягом усього терміну експлуатації завдяки своїй відновлюваній природі та низьким експлуатаційним витратам.

Слідом за ними ТЕЦ середньої потужності на біомасі та газові двигуни на природному газі також демонструють конкурентоспроможні показники LCOE протягом усього терміну експлуатації.

Решта теплових електростанцій, а також акумуляторні батареї та вітроенергетичні турбіни для домогосподарств демонструють відносно високі показники LCOE. Ці технологічні рішення стикаються з такими проблемами, як висока вартість палива (для теплових електростанцій) і високі інвестиційні витрати порівняно з обсягом виробництва (для акумуляторних батарей і вітроенергетичних турбін для домогосподарств), що призводить до зростання витрат у довгостроковій перспективі. Зокрема, для акумуляторних батарей для громад показник LCOE протягом усього терміну експлуатації є особливо високим, оскільки передбачається, що термін служби становить лише 10 років.

LCOE — за весь термін експлуатації



Рисунк 6: LCOE відносно виробництва протягом усього терміну експлуатації

3.1.5. Огляд оцінки характеристик

Таблиця 6 містить огляд оцінки всіх характеристик для всіх підтипів технологій.

Таблиця 6: Матриця оцінювання характеристик

Характеристики	1.a. Газові турбіни, простий цикл, природний газ	1.b. Газові двигуни, природний газ	1.c. Газові двигуни, біогаз	2.a. Дахова сонячна електростанція для житлового будинку	2.b.5.b Сонячні електростанції для комерційних підприємств з акумуляторними батареями	2.b. Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств	2.c. Наземні промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств	2.d. Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%	>75%	<30%	<30%	<30%	<30%	<30%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/ MВт·год]	356	405	479	3 320	3 187	2 300	1 512	1 828
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/ MВт·год]	169	142	220	66	62	46	34	41
P4 – Розподілена генерація	Добре	Добре	Добре	Добре	Добре	Добре	Помірна	Помірна
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Проміжний	Швидко та легко	Довго	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Довго та складно	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Середньострокова перспектива	Швидко та легко	Довго та складно	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Середньострокова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Низька	Низька	Помірна	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька

P10 – Здатність до балансування мережі	Висока	Висока	Висока	Низька	Помірна	Низька	Низька	Низька
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі	Легкі	Легкі	Легкі	Ускладнені	Ускладнені
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Висока	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскуванню та укриття	Висока	Висока	Помірна	Висока	Висока	Висока	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Високий ризик	Високий ризик	Помірний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Довго та складно	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Проміжний

Характеристики	3.a. Наземні вітроенергетичні парки (>20 MWt)	3.a. Наземні парки вітроенергетичних турбін, що були у використанні (>20 MWt)	3.a. Кластер наземних вітроелектростанцій (4,2-20 MWt)	3.c. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)	4. Модернізація вугільних електростанцій	5.a. Літій-іонні акумуляторні системи для комунальних підприємств	5.b. Літій-іонні акумуляторні батареї для громад
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	50%	50%	50%	50%	>75%	>75%	>75%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/MВт·год]	785	553	901	2 628	609	2 967	2 549
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/MВт·год]	38	35	42	167	146	155	261
P4 – Розподілена генерація	Помірна	Помірна	Добре	Добре	Погано	Помірна	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Довго	Довго	Довго	Швидко та легко	Проміжний	Проміжний	Проміжний

P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Швидко та легко	Проміжний	Швидко та легко	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Висока	Висока	Висока	Низька	Помірна	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Середньо-строкова перспектива	Середньо-строкова перспектива	Середньо-строкова перспектива	Швидко та легко	Довго та складно	Швидко та легко	Швидко та легко
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Низька	Низька
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Висока	Висока
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Помірні	Помірні	Помірні	Легкі	Помірні	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Помірна	Помірна	Помірна	Низька	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскування та укриття	Помірна	Помірна	Помірна	Висока	Низька	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Помірний ризик	Помірний ризик	Помірний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Швидко та легко	Проміжний	Швидко та легко	Швидко та легко

Характеристики	7.a. Деревні пелети, ТЕЦ середньої потужності	7.b. Деревні пелети, ТЕЦ малої потужності	7.c. Деревна тріска, ТЕЦ середньої потужності	7.d. Деревна тріска, ТЕЦ малої потужності	7.e. Солома, ТЕЦ середньої потужності	7.f. Солома, ТЕЦ малої потужності
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%	>75%	>75%	>75%	>75%

P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	1 087	1 273	1 256	1 304	1 250	1 368
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	141	186	142	175	126	168
P4 – Розподілена генерація	Помірна	Добре	Помірна	Добре	Помірна	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Довго та складно	Середньо-строкова перспектива	Довго та складно	Середньо-строкова перспектива	Довго та складно	Середньо-строкова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі	Легкі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскування та укріплення	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний	Проміжний

Характеристики	8.a. ГЕС руслові малої потужності	8.b. МікроГЕС руслові	8.c. Модернізовані гідроелектростанції, греблі, включно з ГАЕС
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	40%	40%	70%

P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	1790	1503	н/д
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	54	47	н/д
P4 – Розподілена генерація	Добре	Добре	Погано
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Довго	Довго	Швидко та легко
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Помірна
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Довго та складно	Довго та складно	Середньострокова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Висока	Низька	Висока
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскуванню та укріплення	Помірна	Помірна	Низька
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний

3.2. Ініціативи, які можуть покращити або вже покращили показники за критеріями

3.2.1. Картування зон відновлюваної енергетики (REZOMA)

Забезпечення швидкості впровадження є ключовим викликом для багатьох технологічних рішень у Каталозі критично важливих технологій, зокрема для наземної вітрової енергетики, яка за іншими характеристиками виглядає дуже привабливою. Щоб сприяти прискоренню прийняття рішень на місцевому рівні — а можливо, і створити основу для прискореного впровадження проєктів відновлюваної енергетики на урядовому чи обласному рівні — Програма дансько-українського енергетичного партнерства (УДЕПП) започаткувала два проєкти, що стосуються картування зон відновлюваної енергетики (REZOMA).

Перший проєкт зосереджений на визначенні придатних ділянок для великих вітрових парків у Кіровоградській, Чернігівській та Тернопільській областях. Другий проєкт передбачає загальнонаціональну оцінку найкращих ділянок для сонячних та вітрових проєктів з урахуванням доступності відновлюваних енергоресурсів, доступу до електроінфраструктури, а також обмежень у плануванні, включно з екологічними, земельними та просторовими критеріями.

Ці проєкти з картування зон відновлюваної енергетики також можуть відігравати важливу роль у підтримці відповідності України вимогам Директиви ЄС про відновлювану енергію (RED) 2023/2413 від 18 жовтня 2023 року. Відповідно до статей 15b і 15c, держави-члени зобов'язані визначити придатні території для розвитку відновлюваної енергетики та призначити Зони прискорення розвитку відновлюваних джерел енергії зі спрощеними дозвільними процедурами. Ці заходи спрямовані на прискорення затвердження проєктів, зменшення адміністративних бар'єрів і підтримку цілей ЄС у сфері відновлюваної енергетики та клімату. Хоча Україна не є членом ЄС, вона взяла на себе зобов'язання впроваджувати частину законодавства ЄС у сфері енергетики, зокрема директиви щодо відновлюваної енергетики. Ідентифікуючи та визначаючи пріоритетні локації для розвитку відновлюваної енергетики, проєкти з картування зон відновлюваної енергетики можуть сприяти спрощенню процедур отримання дозволів, зменшенню адміністративних бар'єрів і забезпеченню реалізації проєктів у спосіб, що узгоджується з екологічними вимогами та просторовим плануванням.

3.2.2. Оптимізація землевпорядкування для пришвидшеного розвитку енергетики в Україні

У лютому 2024 року було ухвалено новий Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо залучення інвестицій з метою швидкого відновлення України», який спрощує процес зміни цільового призначення земель. Це відповідає нагальній потребі прискорити розвиток нових енергетичних проєктів. Цей закон скасовує вимогу щодо розроблення окремої містобудівної та землевпорядної документації, яка раніше могла займати від 1 до 3 років. Згідно з даними Фонду відновлення України, ця реформа дозволяє отримати всі потрібні дозволи менш ніж за 1,5 місяця, що суттєво прискорює розгортання енергетичної інфраструктури, зокрема об'єктів відновлюваної енергетики.

3.2.3. Позитивний перелік для об'єктів виробництва, споживання та зберігання електроенергії

Швидкість впровадження є однією з ключових характеристик для плавного переходу до більшої частки відновлюваних джерел енергії в енергосистемі. «Білий перелік», який у Данії називають «Позитивним переліком» — це інноваційний інструмент, який спрощує процес перевірки відповідності при приєднанні виробничих, споживчих та накопичувальних потужностей до електромережі.

Позитивний перелік містить попередньо перевірені одиниці обладнання з відповідними сертифікатами (наприклад, вітроенергетичні турбіни, газові генератори, несинхронні гідрогенератори) та/або попередньо перевірені компоненти установок (наприклад, сертифіковані інвертори для сонячних панелей, контролери електростанцій, програмне забезпечення), які відповідають основним технічним вимогам згідно з Кодексом мережі RfG ЄС (регламент ЄС 2016/631) та Кодексом мережі постійного струму ЄС (регламент ЄС 2016/1388). Оскільки кодекси мереж приєднання ЄС стосуються стабільності енергосистеми, вимоги організовані в категорії A, B, C і D. Позитивний перелік в першу чергу цікавий девелоперам/власникам невеликих установок у категоріях A і B, але при використанні багатьох невеликих установок у сукупності для формування електростанції позитивний перелік також може бути корисним, оскільки відповідність окремого енергетичного модуля може підтверджуватися сертифікатом обладнання, що скорочує процес перевірки відповідності. Крім того, відповідному оператору енергетичної системи потрібно перевірити сертифікат обладнання лише один раз, що дозволяє скоротити час на процес підтвердження відповідності.

Використовуючи позитивний перелік, оператори енергетичної системи та власники об'єктів можуть заощадити час і ресурси на процесі затвердження відповідності, одночасно забезпечуючи технічну сумісність та стабільність мережі.

Рекомендується покласти відповідальність за ведення позитивного переліку з обмеженими за часом попередньо перевіреними сертифікатами установок/обладнання та компонентів електростанцій на рівень міністерства або, за потреби, на рівень зацікавленої організації, як це впроваджено в Данії. Детальніше див. у Додатку C, підрозділ 11.1.

3.3. Зміни методології між версією 1 та версією 2 каталогу

Між версією 1 (2024 року) та версією 2 (2025 року) в каталог було внесено кілька суттєвих змін в оцінюванні технологій:

- ▶ **Розширена база інтерв'ю:** було проведено більше інтерв'ю з новими зацікавленими сторонами, а також повторні інтерв'ю з учасниками попередніх опитувань. Це призвело до коригування оцінки окремих технологій, оскільки були враховані нові погляди та оновлений досвід.
- ▶ **Запровадження нової характеристики в оцінюванні:** додана нова характеристика — P15-Час відновлення, для більш детальної оцінки здатності технологічного рішення швидко відновлюватися після збоїв або перерв у роботі. Цю характеристику включено до критеріїв стійкості.
- ▶ **Посилена увага до потреб у робочій силі:** інтерв'ю із зацікавленими сторонами вказують на зростаючі труднощі з наймом як працівників загального профілю, так і кваліфікованих працівників, оскільки багато з них були мобілізовані на війну. У результаті цього в другій версії каталогу вимогам до трудових ресурсів було надано більшої ваги під час оцінювання можливостей будівництва та обслуговування установок.

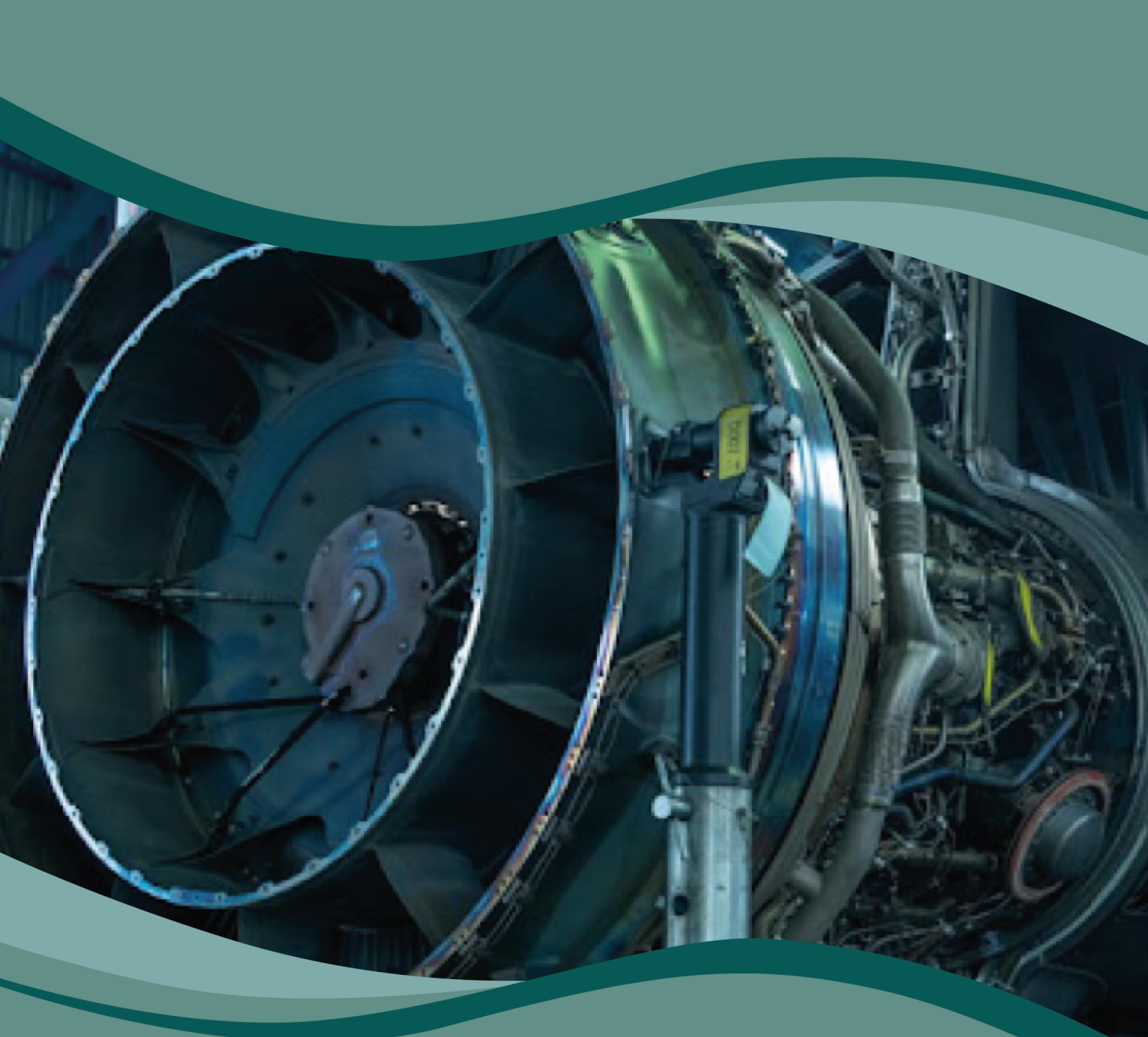
- › **Більш детальне оцінювання розподіленої генерації:** запроваджено детальніший підхід до оцінювання технологій розподіленої генерації, який тепер включає питання про те, чи можна розмістити установку близько до споживача та чи має вона модульну конструкцію. Це забезпечує більш реалістичне уявлення про гнучкість технологічного рішення та його потенціал до впровадження.
- › **Підвищений ризик, пов'язаний із постачанням газу:** Україна прийняла рішення не продовжувати п'ятирічну угоду про транзит газу з росією, яка закінчилася наприкінці 2024 року. Це рішення фактично припинило постачання російського газу через українські трубопроводи з 1 січня 2025 року. З припиненням транзиту російського газу ризик, пов'язаний із постачанням газу, вважається суттєво вищим (див. Додаток 11.3 «Ризик припинення постачання газу в Україні» 11.3 Ризик припинення постачання газу в Україну).

3.4. Структура розділів, присвячених технологіям

Кожен розділ, присвячений окремій технології, починається з огляду відповідної групи технологій із висвітленням основних висновків щодо відповідних сегментів. Далі наводиться комплексна оцінка кожного підтипу технології, яка включає:

1. Короткий опис технології, зокрема її потенційної актуальності для України, якщо це застосовно.
2. Оцінка на основі чотирьох визначених критеріїв.
3. Оцінка п'ятнадцяти визначених характеристик.
4. Відповідний технічний паспорт, наданий у форматі Excel, розміщено в Додатку F.

Через спільні риси деяких технологій порядок оцінювання відрізняється залежно від конкретної технології, а деякі пункти оцінки подаються разом для кластерів підтипів технологій.



ГАЗОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ:

Виробництво в зимовий період	  	   
Швидкість впровадження	  	
Технологічна стійкість	 	
Нормована вартість електроенергії	  	
		Загальна оцінка:    Загальна оцінка без урахування вартості:   

4. Оцінка технологій

У цьому розділі технології коротко описуються з технічного погляду та оцінюються за критеріями й характеристиками.

4.1. Газові електростанції

Рейтинг на першій сторінці показує оцінку технології, яка отримала найвищий загальний бал серед підтипів технологій, зазначених у розділі. Чим більше піктограм — тим краща ефективність⁸. Щодо газових технологій, то саме газові двигуни, що працюють на природному газі, досягають найкращої оцінки. Оцінки для всіх підтипів технологій наведені в Таблиці 7.

Таблиця 7: Газові електростанції – Загальна матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	1.a. Газові турбіни, простий цикл, природний газ	1.b. Газові двигуни, природний газ	1.c. Газові двигуни, біогаз
Вплив зими	WWW	WWW	WWW
Швидкість впровадження	QQ	QQQ	Q
Стійкість	R	RR	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CCC	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,4	2,5	2,2
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,2	2,5	2,0

У цьому розділі розглядаються три типи газових електростанцій:

- ▶ Газові турбіни простого циклу на природному газі
- ▶ Газовий двигун, що працює на природному газі
- ▶ Газовий двигун, що працює на біогазі (неочищений), який постачається виключно з біогазової установки нового будівництва.

Газові турбіни та газові двигуни можуть бути виготовлені в широкому діапазоні потужності — від 20-25 кіловат до кількох мегават. Конкретно для цього проєкту основна увага приділяється газовій турбіні з відкритим циклом потужністю від 5 до 40 МВт і газовому двигуну потужністю від 1 до 10 МВт. Вибір цих технологій в першу чергу має на меті підкреслити відмінності газових електростанцій різної потужності, а не наголошувати на виборі між такими технологічними рішеннями як турбіна та двигун.

⁸ Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

4.1.1. Газові турбіни, простий цикл

4.1.1.1. Стислий опис технології

Основні компоненти газотурбінної електростанції простого циклу (або відкритого циклу) — це газова турбіна, редуктор (за потреби), компресор, камера згоряння та генератор; див. Рисунок 7.

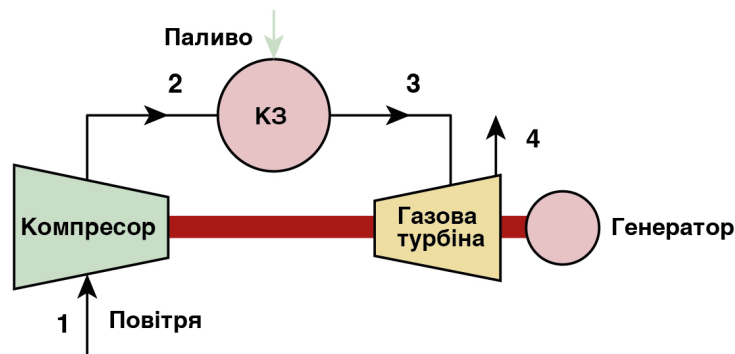


Рисунок 7: Технологічна схема газотурбінної установки простого циклу

Газові турбіни можуть бути обладнані проміжними охолоджувачами компресора, де стиснене повітря охолоджується, щоб зменшити потужність, потрібну для стиснення. Для підвищення ефективності можна також використовувати інтегровані рекуператори (попередній підігрів повітря для горіння) із застосуванням теплообмінників типу «повітря-повітря» — шляхом збільшення втрат тиску на виході з турбіни. Газотурбінні установки можуть мати пряме впорскування пари в камеру згоряння для збільшення потужності внаслідок розширення в секції турбіни (цикл Ченга). Зараз на ринку представлені (радіальні) газові турбіни невеликої потужності, менше ніж 100 кВт, так звані мікротурбіни. Вони часто обладнані попереднім підігрівом повітря для горіння на основі тепла вихлопу газової турбіни (вбудований рекуператор) для досягнення прийнятного електричного ККД (25-30%).

4.1.1.2. Оцінка за критеріями

Таблиця 8: Газові турбіни, простий цикл – матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	1.а. Газові турбіни, простий цикл, природний газ
Вплив зими	WWW
Швидкість впровадження	QQ
Стійкість	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,4
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,2

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Газові турбіни зможуть забезпечити значний внесок в енергосистему України в зимовий період. Газові двигуни легко керовані та можуть працювати на високій потужності протягом тривалішого періоду, наближаючись за потреби до 90-100 % від своєї максимальної потужності. Таким чином, газова турбіна може досягати понад 75% своєї максимальної потужності протягом зимового періоду. Завдяки цьому газовий двигун отримав оцінку «добре» за експлуатаційні показники в зимовий період.

Швидкість впровадження

Час впровадження значною мірою залежить від розміру проєкту та вибору технології. Час постачання самого технологічного рішення становить близько 1 року, але потенційно може бути меншим, якщо використовується вживане обладнання, тоді як встановлення зазвичай займає пів року для проєктів потужністю від 10 до 40 МВт. З урахуванням часу на планування та отримання дозволів від регуляторних органів, загальний час впровадження проєкту може становити близько 1,8 року.

Стійкість

Стійкість газових турбін можна пояснити двома ключовими факторами. По-перше, їхня невелика потужність дозволяє розосередити газові турбіни на великій території. Таке розосередження мінімізує вразливість до потенційних повітряних ударів з використанням ракет або безпілотних літальних апаратів та артилерійських обстрілів. По-друге, відносно невеликі розміри газових турбін дозволяють встановлювати їх в підземних укриттях, які можна ефективно замаскувати для підвищення їхньої безпеки. По-третє, існують потенційні перебої у постачанні газу. Передбачається, що після скасування угоди про транзит газу з росією зростає ймовірність того, що росія може почати завдавати ударів по газопроводах та сховищах газу в Україні⁹. Отже, ризик вважається високим.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

Завдяки низьким початковим витратам¹⁰ та високому потенціалу генерації в зимовий період, газові турбіни демонструють найнижчу вартість виробництва електроенергії серед усіх технологій протягом двох зимових сезонів. З іншого боку, нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього циклу експлуатації газових турбін приблизно у два-три рази вища, ніж у вітрової та сонячної енергетики.

4.1.1.3. Технічний паспорт

У Додатку F.

4.1.2. Газовий двигун

Розділ охоплює:

- ▶ Газовий двигун, що працює на природному газі.
- ▶ Газовий двигун, що працює на неочищеному біогазі, який постачається виключно з біогазової установки нового будівництва.

⁹ Насправді є ознаки того, що з кінця 2024 року росія все частіше завдає ударів по газовій інфраструктурі України. Наприклад, 1 лютого 2025 року російська авіація завдала удару з використанням шести ракет і 17 безпілотників Shahed по об'єктах газової інфраструктури та інших об'єктах (Reuters, 2025)..

¹⁰ Інвестиційна вартість є низькою порівняно з іншими технологіями, включеними до цього каталогу.

Різниці в технології газового двигуна немає, ефективність трохи нижча у разі використання неочищеного біогазу. Технологія біогазової установки описана в розділі «Біогаз».

4.1.2.1. Стислий опис технології

Оцінка включає газовий двигун, що працює на природному газі та на неочищеному біогазі.

Газовий двигун для когенерації тепла та електроенергії приводить в дію електрогенератор для виробництва електроенергії. Електрична ефективність може досягати 45-48%. Вода в системі охолодження двигуна (охолодження двигуна, моторна олива та проміжне охолодження турбокомпресора) і гарячі вихлопні гази можуть бути використані для виробництва тепла, наприклад, для централізованого тепlopостачання або пари низького тиску. Типова потужність газового двигуна коливається від 5 кВт_{ел} до 10 МВт_{ел}.

Для двигунів з іскровим запалюванням доступні два способи згоряння палива: згоряння збідненої суміші та стехіометричне згоряння. Інша технологія запалювання використовується у двопаливних двигунах. Двопаливний двигун (дизель-газ) із системою попереднього впорскування дизельного пального — це газовий двигун, який замість свічок запалювання використовує невелику кількість дизельного пального (1% - 6%) для запалювання газоповітряної суміші шляхом стиснення (як в дизельному двигуні). Двопаливні двигуни часто можуть працювати тільки на дизельному пальному, а також на газі із системою попереднього впорскування дизельного пального. На Рисунку 8 наведена когенераційна установка з газовим двигуном, котлами-рекуператорами та абсорбційним тепловим насосом з паровим приводом для отримання високого рівня виробництва тепла та максимально можливого загального ККД.

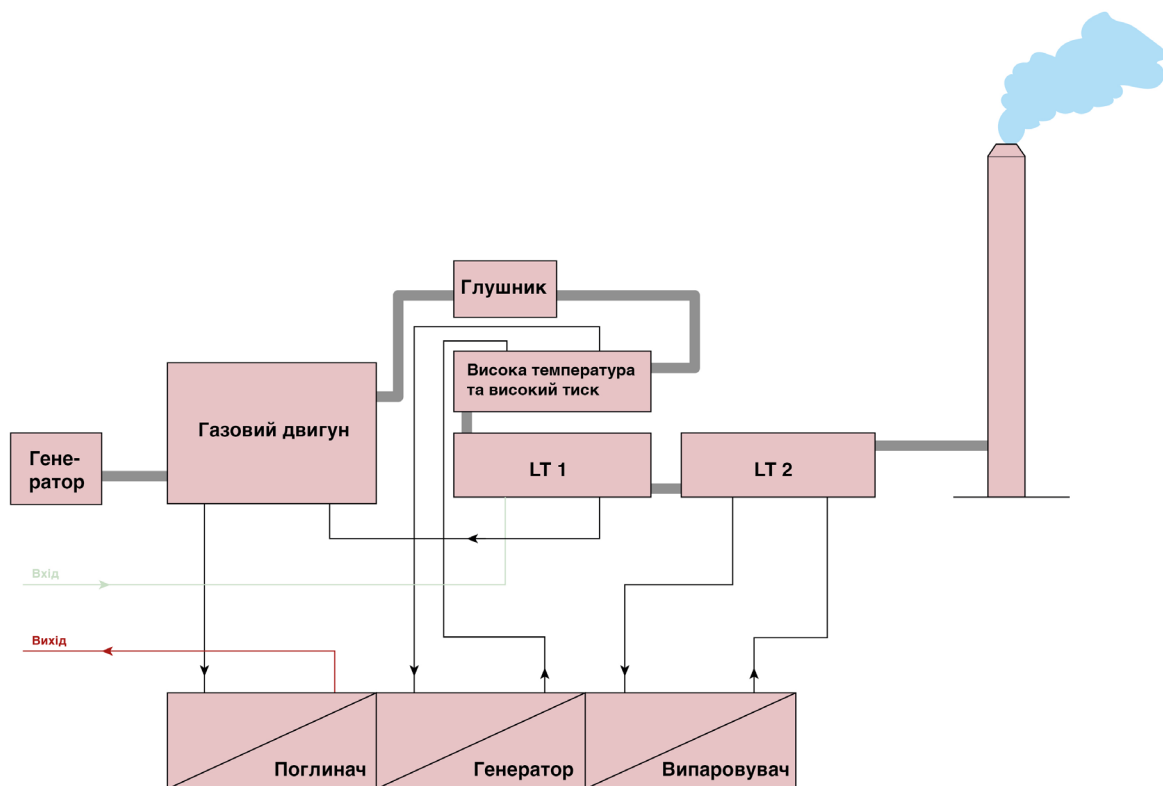


Рисунок 8: Когенераційна установка з газовим двигуном

4.1.2.2. Оцінка за критеріями

Оцінювання проводять для газових двигунів, що працюють на природному газі та біогазі. Для варіанту на біогазі передбачається, що буде встановлена нова установка для виробництва біогазу, і що двигун буде заправлятися безпосередньо та виключно з цієї установки. Водночас вартість установки для виробництва біогазу не включається в розрахунок нормованої вартості електроенергії (LCOE), але враховується в усіх інших оцінках характеристик.

Таблиця 9: Газові двигуни — матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	1.b. Газові двигуни, природний газ	1.c. Газові двигуни, біогаз
Вплив зими	WWW	WWW
Швидкість впровадження	QQQ	Q
Стійкість	RR	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,5	2,2
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,5	2,0

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Газові двигуни зможуть забезпечити значний внесок в енергосистему України в зимовий період. Газові двигуни легко керовані та можуть працювати на високій потужності протягом тривалішого періоду, наближаючись за потреби до 90-100 % від своєї максимальної потужності. Таким чином, газовий двигун може досягати понад 75% своєї максимальної потужності протягом зимового періоду. Завдяки цьому газовий двигун отримав оцінку «добре» за експлуатаційні показники в зимовий період.

Швидкість впровадження

Терміни впровадження значною мірою залежать від розміру проекту. Постачання технологічного рішення оцінюється приблизно в 1 рік, що потенційно може бути коротшим у разі використання обладнання, що вже було у використанні. Тривалість встановлення може бути різною: від кількох тижнів для невеликих проектів потужністю 1 МВт до пів року для великих проектів потужністю 10 МВт, які потребують індивідуального встановлення. З урахуванням планування та отримання регуляторних дозволів, загальний термін реалізації проекту може оцінюватися від одного до півтора року.

Стійкість

Стійкість газових двигунів, як описано в розділі про газові турбіни, можна пояснити кількома ключовими чинниками. По-перше, їхня помірна потужність полегшує розосередження газових двигунів на більшій території, зменшуючи вразливість до потенційних повітряних ударів з використанням ракет або безпілотних літальних апаратів та артилерійських обстрілів. По-друге, дуже компактні розміри газових двигунів дозволяють встановлювати їх у підземних укриттях, що підвищує безпеку завдяки ефективному маскуванню. По-третє, існують потенційні перебої у постачанні газу. Передбачається, що після

скасування угоди про транзит газу з росією зростає ймовірність того, що росія може почати завдавати ударів по газопроводах та сховищах газу в Україні¹¹. Отже, ризик вважається високим.

Газові двигуни, що працюють на природному газі, оцінюються як ефективніші за газові турбіни за першими двома ключовими чинниками, тоді як ризик порушення постачання газу оцінюється як однаковий для обох технологій. Навпаки, для газового двигуна, що живиться виключно від біогазової установки нового будівництва, перший ключовий чинник оцінюється на тому ж рівні або гірше, ніж для газових турбін, оскільки в оцінку включено вразливість самої біогазової установки. Проте вважається, що ризик порушення постачання пального є нижчим для двигуна на біогазі, ніж для установок на природному газі.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

Через низькі початкові інвестиції та значний потенціал генерації взимку, газові двигуни демонструють найнижчу вартість генерації серед усіх технологій протягом двох зимових періодів. Однак нормована вартість протягом усього терміну експлуатації приблизно у 2-4 рази вища, ніж у промислових вітрових і сонячних електростанцій для комунальних підприємств.

4.1.3. Оцінка характеристик газової енергетики

Цей розділ охоплює як газові турбіни, так і газові двигуни, оскільки їхні характеристики, проблеми та можливості значною мірою однакові. Також розглядаються двигуни, що використовують біогаз як пальне.

Таблиця 10: Газова енергетика — матриця оцінювання характеристик. Одиниця LCOE — [євро МВт·год]

Характеристики	1.a. Газові турбіни, простий цикл, природний газ	1.b. Газові двигуни, природний газ	1.c. Газові двигуни, біогаз
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%	>75%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	356	405	479
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	169	142	220
P4 – Розподілена генерація	Добре	Добре	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Проміжний	Швидко та легко	Довго
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Довго та складно
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Середньо-строкова перспектива	Швидко та легко	Довго та складно

¹¹ Насправді є ознаки того, що з кінця 2024 року росія все частіше завдає ударів по газовій інфраструктурі України. Наприклад, 1 лютого 2025 року російська авіація завдала удару з використанням шести ракет і 17 безпілотників Shahed по об'єктах газової інфраструктури та інших об'єктах (Reuters, 2025).

P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Низька	Низька	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Висока	Висока	Висока
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Висока
P13 – Можливість маскуванню та укриття	Висока	Висока	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Високий ризик	Високий ризик	Помірний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Довго та складно

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

У газових турбінах і газових двигунах газ використовується як пальне. Якщо пальне доступне, вони можуть працювати на повну потужність у будь-яку годину доби, за винятком планових і вимушених відключень. Залежно від конкретної газової турбіни або двигуна, існують різні вимоги до часу проведення технічного обслуговування установки, що означає, що існують певні тижні в році, протягом яких планується, що газова турбіна або двигун не працюватимуть. Як правило, проведення технічного обслуговування планується влітку, коли потреба в установці менша. Вимушені відключення можуть траплятися з різних причин. Тому встановлено, що газова електростанція може працювати за умови повного навантаження понад 95% часу протягом зимового періоду, що відповідає 4 150 годинам роботи на повному навантаженні. 4 150 годин роботи на повному навантаженні відповідає дещо вищому, ніж середньорічний, виробітку наземної вітроенергетичної турбіни, розташованої в українському регіоні з найкращим вітровим профілем, і більш ніж удвічі перевищує річний виробіток сонячної електростанції, розташованої в українському регіоні з найкращим профілем сонячного випромінювання. Отже, газові турбіни та двигуни можна вважати чудовим джерелом енергії в зимовий період.

P2/3 LCOE очікуваного виробництва

Очікується, що потреба в електроенергії, виробленій газовим двигуном або турбіною, значно зростає взимку. Оскільки попит на електроенергію вищий, частково через значно більший попит на тепло. Крім того, передбачається, що більша частка електроенергії виробляється за допомогою невідновлюваних технологій та технологій із нижчими змінними експлуатаційними витратами, як-от сонячна енергетика, вітроенергетика, гідроенергетика та атомна енергетика.

З цих причин, хоча газові установки можуть працювати на повну потужність 8100 годин на рік, передбачається, що газова турбіна та двигун працюватимуть на повну потужність протягом 5000 годин на рік.

Більша частина виробництва, ймовірно, припадає на зимовий період, тому передбачається, що 75% годин роботи на повному навантаженні припадатиме саме на цей період, а це означає, що газовий двигун і турбіна, за припущенням, працюватимуть взимку 3750 годин роботи на повному навантаженні. Це відповідає приблизно 85% максимальної потужності.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

У разі сценарію надзвичайної ситуації, коли технологія використовується лише протягом двох зимових періодів, LCOE газового двигуна та газової турбіни найнижча з усіх оцінюваних технологій. Для газової турбіни з простим циклом очікується LCOE на рівні 356 євро за МВт·год, у порівнянні приблизно

з 405 євро за МВт·год для газового двигуна та 479 євро за МВт·год для двигуна, який працює на неочищеному біогазі.

Газові двигуни та турбіни, що працюють на природному газі, вирізняються коротким терміном окупності, оскільки 80% витрат протягом усього терміну їхньої експлуатації припадає на споживання пального, тоді як інвестиційні витрати разом із фінансуванням є відносно низькими. Якщо оцінювати витрати лише протягом обмеженого періоду експлуатації (два роки), то кількість спожитого пального та, відповідно, витрати на пальне, пропорційно зменшуються; те саме стосується значної частини витрат на експлуатацію та обслуговування.

Газові двигуни, що працюють на неочищеному біогазі, потребують дещо більших інвестиційних витрат, ніж двигуни, що працюють на природному газі, щоб уможливити ефективне використання біогазу, який також містить велику частку CO₂, як пального. Крім того, пальне трохи дорожче. Це призводить до того, що LCOE біогазового двигуна значно вища, ніж у двигуна, що працює на природному газі.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Для газової турбіни з простим циклом очікується, що LCOE протягом усього терміну експлуатації становитиме приблизно 169 євро/МВт·год. Для газового двигуна очікується, що LCOE становитиме близько 142 євро/МВт·год. Це у два-три рази вище, ніж для промислових сонячних та вітрових електростанцій для комунальних підприємств, але приблизно стільки ж, скільки для технологій з використанням біомаси та малих вітрових і сонячних електростанцій. LCOE для газових двигунів, що працюють на біогазі, становить 220 євро за МВт·год — це найвища вартість серед усіх оцінених технологій. Витрати на пальне складають більшу частину витрат, і тому очевидно, що собівартість генерації за допомогою газових технологій дуже чутлива до зміни ціни на газ. У прогнозованому показнику LCOE довгострокова ціна на газ встановлена на рівні 81 євро/МВт·год (вищої теплотворної здатності, HHV), припускаючи, що ціна на зріджений природний газ встановлюється на європейському ринку.

P4: Розподілена генерація (R)

Типові газові турбіни мають потужність генерації в діапазоні 1-40 МВт, а типові газові двигуни — 1-10 МВт. Це означає, що газові двигуни та турбіни забезпечують масштабований вибір децентралізованого виробництва енергії. Оскільки для газових турбін більш типовою є потужність понад 5 МВт, їх, як правило, можна вважати такими, що мають середній потенціал для децентралізованого виробництва електроенергії. Оскільки газові двигуни мають потужність від 1 до 5 МВт, їх легко розподіляти в децентралізованій енергосистемі. З огляду на поточну ситуацію в Україні, існує кілька вагомих причин віддавати перевагу децентралізованим установкам. Ці установки, розташовані поблизу центрів попиту, пропонують перевагу зменшення залежності від мережі передачі, тим самим зменшуючи ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Крім того, локальне виробництво електроенергії безпосередньо на об'єкті кінцевого споживача зменшує потребу в масштабній передачі електроенергії, що, своєю чергою, підвищує енергетичну безпеку.

Крім того, розосередження газових турбін і газових двигунів на великій території робить їх менш вразливими до потенційних повітряних ударів з використанням ракет або безпілотних літальних апаратів та артилерійських обстрілів, що додатково підвищує їхню стійкість.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Для проєктів із встановлення газового двигуна на природному газі нормативно-дозвільні процедури вважаються швидкими та нескладними. Це зумовлено тим, що ця технологія має модульну конструкцію, яка добре відома та попередньо сертифікована для експлуатації. Крім того, вона не потребує багато місця, що полегшує процес планування, оскільки будівля, в якій будуть розміщені установки, має

менший вплив на навколишнє середовище. Це означає, що процес підготовки звіту про оцінку впливу на довкілля є відносно коротким. Очікується, що час затвердження становитиме близько 8 тижнів.

Для газової турбіни очікується, що процес затвердження становитиме близько 20 тижнів, що дозволяє віднести процес схвалення регулюючими органами до середньої категорії. Це пов'язано з тим, що для газових турбін можуть бути деякі індивідуальні налаштування, які потребують затвердження.

Для двигуна на неочищеному біогазі процес затвердження, як очікується, триватиме близько 52 тижнів, оскільки біогазова установка також має бути затверджена. Це може зайняти деякий час, оскільки потрібно врахувати багато факторів.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Очікується, що час постачання газових двигунів і турбін становитиме приблизно 1 рік, якщо їх замовити сьогодні. Причина, чому постачання займає так багато часу, полягає в тому, що виробники не створюють запасів газових двигунів і турбін, а виготовляють їх під замовлення. Це, як правило, пов'язано з різними вимогами кінцевого споживача, а це означає, що навіть якщо газові двигуни та турбіни побудовані як модульний блок, вони можуть мати різну потужність, і виробники не хочуть створювати великі запаси різних блоків, оскільки інвестиційні витрати досить високі, і немає гарантії того, що ці блоки будуть придбані.

Це означає, що після замовлення газового двигуна або турбіни виробник починає замовляти компоненти, як-от блоки двигунів, головки циліндрів, поршні, колінчасті вали тощо. Деякі з цих компонентів виробник може виготовити самостійно. Але процес отримання всіх цих компонентів займає певний час, оскільки на сьогодні спостерігається дефіцит сировини та компонентів, а це означає, що доведеться почекати, перш ніж компоненти та потрібні матеріали будуть отримані. Це затримує початок процесу монтажу, на додачу до того, що сам процес монтажу також потребує певного часу. Крім того, з опитування стало зрозуміло, що існують певні обмеження щодо наявності трансформаторів, які, за деякими винятками, потрібні для з'єднання газового двигуна та турбіни з мережею. Очікується, що трансформатори будуть поставлені протягом 1 року, а це означає, що навіть якщо газовий двигун або турбіна будуть змонтовані достроково, їх не вдасться приєднати до мережі через відсутність трансформатора. В інтерв'ю деякі виробники газових двигунів заявили, що газовий двигун потужністю 0,5-1 МВт можна приєднати до мережі без трансформатора.

Порівняно з деякими іншими технологіями, 1 рік вважається **проміжнім** терміном постачання. Для двигуна на неочищеному біогазі цей термін, ймовірно, буде **довшим**, оскільки треба також побудувати всю установку газифікації.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Ця установка та компоненти, необхідні для будівництва, як правило, потребують транспортування тягачем з напівприцепом, що вимагає наявності дороги. Це означає, що газовий двигун і турбіна мають низькі вимоги до логістики та транспортної інфраструктури, оскільки дороги та тягачі з напівприцепом легкодоступні. Крім того, компоненти для будівництва газифікаційної установки також зазвичай транспортуються тягачами з напівпричепами.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Час встановлення залежить від розміру проекту. Для газових турбін і газових двигунів більшої потужності (потужністю від 2-5 МВт і вище), після доставки турбіни або двигуна на місце призначення, усі технічні роботи зі встановлення займуть близько 26 тижнів для газової турбіни та 8 тижнів для газового двигуна, навіть попри те, що турбіна або двигун постачаються у вигляді модулів. Це пояснюється тим, що перед початком монтажу треба підготувати майданчик для будівництва, збудувати під'їзні дороги до об'єкта, підвести комунікації та іншу необхідну інфраструктуру. Для двигунів або турбін

треба побудувати фундамент, а також пов'язані з ними споруди. Після цього можна встановлювати двигуни або турбіни разом із допоміжним обладнанням. Після цього можна тестувати функціональність, безпеку та виробництво. Усі ці процеси, як очікується, потребуватимуть часу, хоча їх тривалість може бути скорочена за умови належної підготовки. Утім, навіть за таких обставин, загалом очікується, що вони триватимуть відповідно 26 та 8 тижнів, оскільки неможливо гарантувати повністю безперебійну реалізацію. Підрядники можуть затримуватися або можуть виникнути деякі проблеми з плануванням, що спричинить певні простой під час будівництва.

Порівняно з іншими технологіями, очікується, що час встановлення буде середнім для газових турбін і коротким для газових двигунів. Різниця полягає в тому, що допоміжне обслуговування газової турбіни є складнішим, ніж у газового двигуна.

Менші газові двигуни потужністю до 1 МВт (також можливі каскадні системи з більшою потужністю) можуть постачатися в контейнерній системі, що дозволяє швидко встановити їх протягом кількох тижнів.

Для двигуна на біогазі будівництво газифікаційної установки, як очікується, буде тривалим і займе приблизно 78 тижнів через значні розміри установки.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

На етапі будівництва потрібні різноробочі, оператори важкої техніки, бетонярі, зварювальники, сантехніки, електрики, фахівці з опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також спеціалісти з техніки безпеки. Таких працівників нескладно знайти на етапі будівництва, оскільки ці категорії працівників легко доступні в Україні або можуть бути залучені з інших країн, залежно від політики компанії. Якщо компанії не можуть відправити своїх працівників в Україну на будівництво з міркувань безпеки, деякі з них можуть і будуть навчати некваліфікованих робітників з України. Під час інтерв'ю було встановлено, що навчання з монтажу невеликого газового двигуна або турбінної установки може тривати кілька місяців, і це може відбуватися під час монтажу замовлених газових двигунів або турбін, тому потреба у кваліфікованому персоналі на етапі будівництва низька.

Для двигуна на неочищеному біогазі ця вимога визначена як **середня**, оскільки є додатковий елемент газифікаційної установки.

P10: Здатність до балансування електромережі (R)

За наявності природного газу або біогазу, газовий двигун, турбіна та біогазовий двигун можуть виробляти електроенергію в будь-яку годину доби, а запуск відбувається дуже швидко. Тому здатність до балансування мережі вважається **високою** для всіх цих технологічних рішень.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (Q)

Залежно від потужності газових двигунів або турбін, вимоги до електромережі при їх приєднанні до енергосистеми будуть різними. Оскільки газові турбіни можуть мати потужність генерації понад 10 МВт, вимоги до приєднання газових турбін до мережі вищі, ніж у газових двигунів. Однак вимоги до приєднання газової турбіни до мережі вважаються досить простими, оскільки турбіни можуть бути приєднані практично до будь-якої мережі за умови використання трансформатора. Як зазначалося раніше, газові двигуни можуть не потребувати трансформатора, якщо потужність генерації не перевищує 1 МВт, і газові двигуни можуть бути приєднані до електромережі майже будь-де, тому приєднання газових двигунів до електромережі очікується простим.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Щоб підтримувати газовий двигун або турбінну установку в робочому стані, потрібні фахівці з експлуатації, технічного обслуговування, контрольно-вимірювальних приладів, електрики та механіки. Залежно від

розміру установки ці фахівці можуть не потребувати повної зайнятості, але можуть бути викликані, коли виникає конкретна проблема, що стосується їхньої сфери діяльності. Залежно від розміру установки, технік з експлуатації може керувати кількома невеликими блоками з однієї диспетчерської. Оскільки кожний з цих спеціалістів може виконувати свої обов'язки на декількох установках, і їх можна швидко навчити, поки виконується замовлення газових турбін або двигунів, потреба у кваліфікованій робочій силі вважається низькою, порівняно з іншими технологіями. Зокрема, для біогазової установки очікується високий рівень потреб у персоналі.

P13: Можливість маскування та укриття (R)

Газові турбіни та двигуни займають невелику площу, а це означає, що їх можна легко розташувати в підземному укритті, яке можна замаскувати. Тому можливість маскування та укриття оцінюється як дуже **висока**. Для біогазової установки потенціал відноситься до **середньої** категорії з урахуванням наявності установки з виробництва біогазу.

P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Очікується, що постачання природного газу для турбін і двигунів супроводжується **високим** ризиком. Передбачається, що після скасування угоди про транзит газу з росією зростає ймовірність того, що росія може почати завдавати ударів по газопроводах та сховищах газу в Україні.

Найімовірніше, транзитна газова угода надавала росії стимул утримуватися від пошкодження інфраструктури, яка використовувалася для постачання газу до Європи. Однак після скасування угоди цей стримувальний фактор зник, що підвищує ймовірність того, що росія може почати цілеспрямовано атакувати газопроводи та сховища газу в Україні. Насправді є ознаки того, що з кінця 2024 року росія все частіше завдає ударів по газовій інфраструктурі України. Наприклад, 1 лютого 2025 року російська авіація завдала удару з використанням шести ракет і 17 безпілотників Shahed по об'єктах газової інфраструктури та інших об'єктах (Reuters, 2025).

Газова інфраструктура, зокрема трубопроводи, сховища та переробні заводи, є вразливою до авіаударів. Ступінь вразливості залежить від кількох чинників, зокрема від типу інфраструктури, її конструкції та характеру атаки. Хоча підземні трубопроводи та сховища менш вразливі, наземна інфраструктура, як-от компресорні станції та наземні об'єкти підземних сховищ (наприклад, установки для закачування та відбору газу), залишаються уразливими до авіаударів, які можуть порушити газопостачання всередині України¹².

Якщо газові двигуни використовують біогаз, ризик, пов'язаний із постачанням пального, очікується на **середньому рівні**, оскільки споживаний біогаз надходить із власних біогазових установок, до яких двигуни під'єднані безпосередньо. Ризик атак на біогазову установку та внутрішні трубопроводи оцінюється як **середній**. Крім того, очікується, що біогазові установки використовуватимуть сільськогосподарські відходи, яких в Україні в достатній кількості.

P15: Час відновлення (R)

Очікуваний час відновлення пошкодженої газової турбіни або двигуна становить приблизно 20-40 тижнів — це час, необхідний для придбання нових компонентів та проведення ремонту. Загалом передбачається, що це займе приблизно половину часу від будівництва нового об'єкта. Порівняно з часом відновлення деяких інших технологій, час відновлення знаходиться **посередині** між ними.

¹² Оцінка ризиків частково базується на аналізі, проведеному українським аналітичним центром DiXi Group, а частково — на звіті МЕА за 2024 рік (див. Додаток 11.3: Ризик припинення постачання газу в Україну 11.3 Ризик припинення постачання газу в Україну).

Для біогазового двигуна очікується, що час відновлення займе близько 80 тижнів, оскільки також доведеться відновлювати установку з виробництва біогазу, що відносить біогазовий двигун на неочищеному біогазі до категорії **тривалих та складних** за відновленням. Біогазові установки зазвичай містять великі обсяги газу, тому прямий руйнівний удар може спричинити загоряння всієї установки, пошкодивши більшість обладнання.

4.2. Біогазова установка

Біогазова установка враховується лише як технологія, що виробляє паливе для газового двигуна, який працює на біогазі. На рівні технологій виробництва електроенергії вона враховується лише як паливе для газового двигуна. Таким чином, немає критеріїв оцінки біогазу. А тому оцінка містить лише релевантні характеристики (крім P10 – Здатність до балансування мережі та P11 – Вимоги до інфраструктури електромережі). Критерії не оцінюються і цю технологію слід розглядати разом із газовою електростанцією.

4.2.1. Стислий опис технології

Біогаз, вироблений шляхом анаеробного зброджування, — це суміш кількох газів. Найважливішим компонентом біогазу є метан, але також значну частку становить вуглекислий газ (CO_2). Теплотворна здатність біогазу коливається в межах від 23,3 МДж/м³ до 35,9 МДж/м³, залежно від вмісту метану. Об'ємна частка метану в біогазі коливається від 50 до 72% залежно від типу субстрату та його засвоюваних речовин, як-от вуглеводів, жирів і білків. Якщо матеріал складається переважно з вуглеводів, вміст метану низький. Натомість при високому вмісту жирів й вміст метану високий. Для роботи електростанцій або ТЕЦ на біогазі потрібна мінімальна концентрація метану від 40 до 45%. Другий основний компонент біогазу — вуглекислий газ. Його частка в біогазі сягає від 25 до 50% від об'єму. Інші гази, присутні в біогазі, — це сірководень, азот, водень, пара та оксид вуглецю. Якщо біогаз модернізувати, а CO_2 видалити та зберігати, це може забезпечити від'ємні викиди або ж CO_2 може реагувати з воднем для отримання додаткового біометану.

Анаеробне зброджування (АЗ) — це складний мікробіологічний процес за відсутності кисню, який використовується для перетворення органічної речовини субстрату на біогаз. Популяція бактерій, які можуть виробляти метан, не може вижити за наявності кисню. Мікробіологічний процес анаеробного зброджування дуже чутливий до змін умов середовища, як-от температура, кислотність, рівень поживних речовин тощо. Температурний діапазон, який забезпечить кращу економічну ефективність роботи біогазових електростанцій, становить близько 35-38°C (мезофільні) або 55-58°C (термофільні). Мезофільні мають час гідравлічного утримання (HRT) від 25 до 35 днів, а термофільні – від 15 до 25 днів.

Приклади перспективної сировини для виробництва біогазу в Україні: гній, стічні води, ятрофа, рицина, кротон та споріднене насіння. Біогазові установки можуть також використовуватися для перероблення твердих побутових відходів. Частина потенціалу біомаси може бути перетворена на біогаз.

Біогаз з біореактора транспортується до системи очищення газу для видалення сірки та вологі перед тим, як потрапити в газовий двигун для виробництва електроенергії. Надлишкове тепло від виробництва електроенергії за допомогою двигунів внутрішнього згоряння можна використовувати для опалення приміщень, підігріву води, отримання технологічної пари для покриття парових навантажень промислових споживачів, сушіння продукції або майже для будь-яких інших потреб у тепловій енергії. Ефективність біогазової електростанції становить близько 35%, якщо вона використовується лише для виробництва електроенергії. Ефективність може зрости до 80%, якщо установка працює в режимі комбінованого виробництва тепла й електроенергії (ТЕЦ).

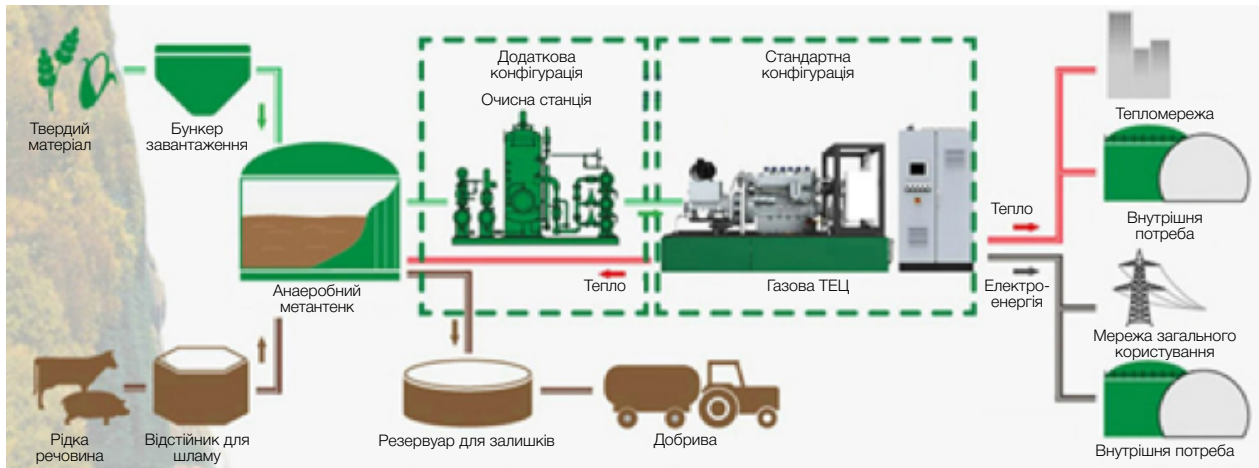


Рисунок 9: Принципова схема біогазової ТЕЦ

4.2.2. Критерії оцінки біогазової установки

Оцінювання за критеріями не проводиться. І технологію слід розглядати разом із газовою електростанцією.

4.2.3. Оцінка характеристик біогазової установки

Огляд оцінок характеристик біогазової установки не був здійснений, оскільки вона не виробляє електроенергію.

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

Біогазові установки можуть виробляти газ незалежно від пори року та працювати на повну потужність протягом зимових місяців.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

Інвестиційна вартість біогазової установки великої потужності (понад 5 МВт) є відносно високою, що означає, що вартість виробництва біогазу буде вищою, якщо термін експлуатації установи обмежений лише кількома роками. Однак ця вартість вважається **середньою** порівняно з іншими технологіями, оціненими в цьому каталозі, які мають вищі інвестиційні витрати.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Вартість протягом усього циклу експлуатації є середньою у порівнянні з іншими технологіями, оціненими в цьому каталозі.

P4: Розподілена генерація

Біогазові установки отримують **середню** оцінку щодо рівня розподіленої генерації, оскільки їхня типова потужність коливається в межах від 5 до 20 МВт. Такий розмір дає змогу поєднати масштабованість із наближеністю до центрів споживання. Хоча біогазові установки більші за малі модульні технології, їх усе ж можна стратегічно розміщувати поблизу джерел аграрних або промислових відходів, що дозволяє задовольняти місцеві енергетичні потреби та знижувати витрати на транспортування пального.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Біогазові установки отримують **високу** оцінку в цій категорії завдяки зазвичай швидкому та простому процесу отримання дозволів і погоджень. Поки що не виявлено жодних суттєвих проблем, які могли б збільшити час розгляду понад три місяці.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Біогазові установки отримують **середню** оцінку в цій категорії через затримки з постачанням критично важливих компонентів, зокрема мембранних технологій. Поточні ринкові умови свідчать про високий попит на ці установки, через що час очікування становить від шести до дев'яти місяців.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Біогазові установки отримують **середню** оцінку в цій категорії через помірну залежність від транспортної інфраструктури. Хоча деякі компоненти біогазових установок, як-от муфтові труби нафтового стандарту, резервуари та дрібне обладнання, можна транспортувати за допомогою звичайних вантажівок, критичні частини, як великі біореактори, резервуари для зберігання та установки збагачення, часто потребують спеціального транспорту через їхні розміри та вагу.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Згідно з результатами інтерв'ю, технічне встановлення біогазових установок в Україні займає тривалий час. Сам процес приєднання до електромережі може тривати до 9 місяців, окрім часу на будівництво.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

Біогазові установки слід оцінювати як такі, що мають **середній** показник за характеристикою P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва.

Будівництво великої біогазової установки — це складний процес, який вимагає спеціалізованих навичок для правильного монтажу та експлуатації. Українські компанії мають значний досвід у цій галузі, причому 90% біогазових установок в Україні побудовано вітчизняними фірмами. Щонайменше п'ять компаній, що входять до складу Біоенергетичної асоціації України, здатні будувати біогазові або біометанові установки. Ці компанії ефективно закуповують компоненти по всьому світу, правильно їх збирають та забезпечують ефективну роботу установок, належним чином підтримуючи місцевий ринок.

P10: Здатність до балансування електромережі (/вимоги) (R)

Не актуально.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Не актуально.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Біогазові установки слід оцінювати як такі, що мають **високий** показник за характеристикою P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах.

Експлуатація та обслуговування біогазової установки включає складні біологічні та технічні процеси, що вимагають висококваліфікованого персоналу. Безперервний моніторинг, оптимізація процесів та використання спеціалізованого обладнання мають вирішальне значення для забезпечення ефективної та стабільної роботи установки.

P13: Можливість маскуванню та укряття (R)

Через велику фізичну площу, на якій знаходяться ферментатори, резервуари для зберігання та технологічні блоки, біогазові установки важко ефективно приховати або захистити. Масштаби та помітність інфраструктури ускладнюють інтеграцію таких об'єктів у навколишній ландшафт або забезпечення їх належного захисту від зовнішніх загроз.

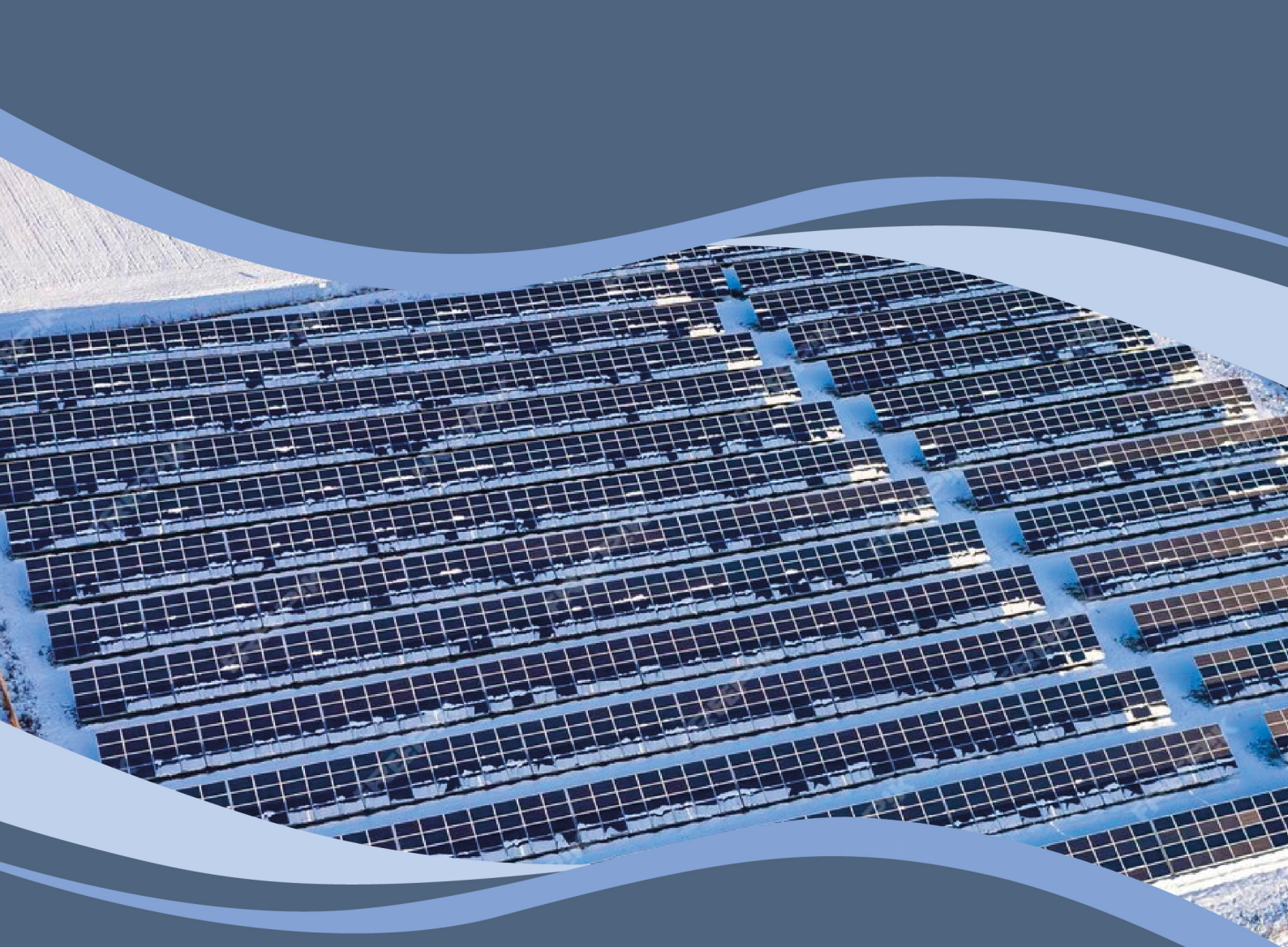
P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Біогазові установки слід оцінювати як такі, що мають **середній** показник за цією характеристикою.

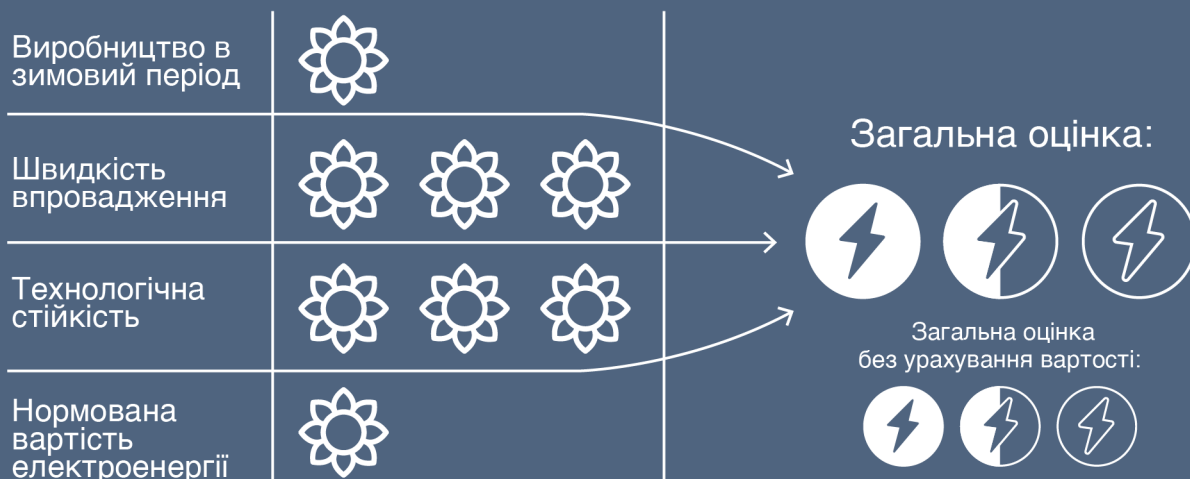
Потужний аграрний сектор України забезпечує значний потенціал для постачання біомаси до біогазових установок. Однак загальні умови для аграрних підприємств погіршилися, що може вплинути на стабільність доступу до сировини. Попри це, масштабність і різноманітність аграрного сектору України сприяють зниженню деяких ризиків, що підтримує **середній** рівень оцінки за цією характеристикою.

P15: Час відновлення

Час відновлення біогазових установок, ймовірно, буде тривалим через довготривалість будівництва такої установки, що залежить від того, яка частка об'єкта була зруйнована. Біогазові установки мають **низьку** оцінку за характеристикою часу відновлення.



СОНЯЧНІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ



4.3. Сонячні фотоелектричні станції

Рейтинг на першій сторінці показує оцінку технології, яка отримала найвищий загальний бал серед підтипів технологій, зазначених у розділі. Чим більше піктограм — тим вище ефективність¹³. Серед сонячних фотоелектричних електростанцій найвищий бал отримують дахові сонячні електростанції. Оцінки для всіх підтипів технологій наведені в Таблиці 11.

Таблиця 11: Сонячні фотоелектричні електростанції — Загальна матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	2.a. Дахова сонячна електростанція для житлового будинку	2.b.5.b Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств з акумуляторними батареями	2.b. Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств	2.c. Наземні промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств	2.d. Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств
Вплив зими	W	W	W	W	W
Швидкість впровадження	QQQ	QQQ	QQQ	QQ	Q
Стійкість	RRR	RRR	RRR	RRR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C	C	C	CC	CC
Загальна оцінка (1-3)	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,1	2,1	2,0	1,6	1,6

У цьому розділі розглядаються чотири різні типи сонячних фотоелектричних станцій (PV):

- › Дахова сонячна електростанція для житлового будинку
- › Комерційні, промислові та муніципальні дахові сонячні електростанції
- › Промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств
- › Плавучі сонячні електростанції для комунальних підприємств

Спочатку наводиться загальний стислий опис технології, в якому пояснюються основні технічні деталі, які загальні для сонячних електростанцій. Надалі кожна технологія розглядається в окремих підрозділах, що містять короткий опис технології, оцінку за критеріями та технічний паспорт в Додатку F. Водночас оцінювання характеристик для кожної технології здійснюється колективно з урахуванням спільних характеристик. За можливості, наводиться різниця між технологіями.

Стислий опис технології

Сонячна енергетика перетворює енергію сонячного світла в електрику за допомогою фотоелектричних панелей, що складаються з сонячних елементів. Сонячний елемент — це напівпровідниковий компонент, який генерує електроенергію під впливом сонячного випромінювання. З практичних міркувань кілька сонячних елементів зазвичай з'єднуються між собою та ламінуються (або наносяться на) скляну панель, щоб отримати механічно ребристий та захищений від атмосферних впливів сонячний модуль.

¹³ Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

На додаток до фотоелектричних модулів, які є мережевими сонячними фотоелектричними системами, тобто постачаються до систем змінного струму, а також містять баланс системи (BOS), що складається з монтажної системи, інвертора(-ів) постійного струму в змінний, кабелів, розподільних коробок, оптимізаторів, обладнання для моніторингу/спостереження, а для сонячних електростанцій більшої потужності — також трансформатора(-ів).

Сонячні модулі зазвичай мають площу 1-2,5 м², а найкращі з них забезпечують потужність у межах 220 Вт/м² (і ККД близько 22%). Їх продають з гарантією на продукцію, яка зазвичай становить від десяти до дванадцяти років, гарантією на потужність — мінімум 25 років, а очікуваний термін експлуатації — понад 30 років, залежно від типу фотоелементів і методу інкапсуляції. Наразі нові проєкти великих сонячних електростанцій в межах досяжності військових дій відсутні, оскільки гарантії від пошкоджень через військові дії не надаються.

Сонячні електростанції можуть бути встановлені на рівні розподілу (на дахах приватних будинків, на дахах комерційних або громадських будівель або поруч з ними), на рівні передачі (промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств, або плавучі сонячні електростанції) або для використання поза мережею.

Специфіка виробництва електроенергії сонячними електростанціями робить це технологічне рішення привабливим для поєднання з короткочасним зберіганням електроенергії, наприклад, літій-іонними акумуляторними батареями. Хоча плавучі сонячні електростанції, розміщені на греблях гідроелектростанцій, було б очевидно комбінувати з гідроакумуляуючими електростанціями. У будь-якому разі, усі типи сонячних електростанцій можна комбінувати з акумуляторними батареями, але в цьому звіті наведено лише приклад комбінування сонячних електростанцій на комерційних або громадських будівлях з літій-іонними акумуляторними батареями.

Для розрахунку узагальненої потужності сонячних електростанцій у різних регіонах України було використано растрову карту, що охоплює всю територію України. Растрова карта взята з Глобального сонячного атласу¹⁴. Карта, наведена на Рисунку 10, показує очікуване річне виробництво електроенергії сонячною електростанцією в години роботи при повному навантаженні (години роботи при повному навантаженні: МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Більш детальну інформацію про методологію розрахунку можна знайти в Додатку D.

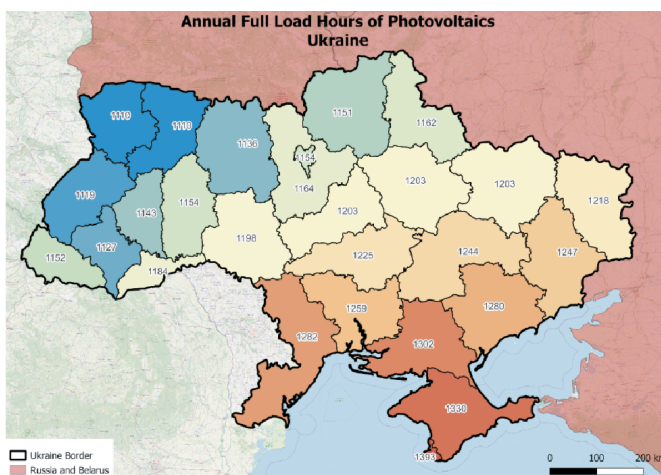


Рисунок 10: Очікуване виробництво електроенергії сонячними електростанціями (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Щорічне виробництво 1 200 МВт·год/МВт відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 14%. Карті побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік.

¹⁴ <https://globalsolaratlas.info/map>.

Загальна оцінка 4-х критеріїв для сонячної електростанції

Сонячна електростанція пропонує значний потенціал для виробництва електроенергії, а також — це масштабований варіант для розподіленого виробництва енергії, що позитивно впливає на стійкість технології. У порівнянні з іншими технологіями відновлюваної енергетики, як-от вітроенергетика та гідроенергетика, вона демонструє відносно швидкий процес розвитку, особливо щодо сонячних електростанцій малої потужності. Однак, якщо розглядати нормовану вартість електроенергії для короткого терміну служби та виробництва в зимовий період, сонячні електростанції демонструють один з найвищих показників серед усіх розглянутих технологій. Попри те, що вони забезпечують один з найнижчих показників LCOE, якщо розраховувати його за весь період виробництва енергії.

4.3.1. Дахова сонячна електростанція для житлового будинку

4.3.1.1. Стислий опис технології

Дахова сонячна електростанція для житлового будинку — це сонячна електростанція, встановлена на даху будинку, який розрахований на одну сім'ю. Ця система призначена для уловлювання сонячного світла та перетворення його в електроенергію для використання на місці або для подачі в мережу. Зазвичай вона складається з сонячних панелей, інверторів, приєднання до мережі та монтажних конструкцій, що дозволяє мешканцям використовувати екологічно чисту та сталу енергію сонця для забезпечення своїх домогосподарств електроенергією. Передбачається, що загальна потужність фотоелектричних модулів у житловій системі становить до 30 кВт. Обмеження 30 кВт обумовлено поточною схемою подачі електроенергії. Установка не обмежується лише дахами — модулі також можуть монтуватися на землі поблизу або на інших конструкціях, наприклад, над подвір'ям.

4.3.2.1. Оцінка за критеріями

Таблиця 12 Дахова сонячна електростанція для житлового будинку — матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	2.а. Дахова сонячна електростанція для житлового будинку
Вплив зими	W
Швидкість впровадження	QQQ
Стійкість	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C
Загальна оцінка (1-3)	1,7
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,1

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Сонячні електростанції виробляють більше електроенергії влітку, ніж взимку, через меншу кількість годин сонячного світла, причому лише близько 30% від загального річного виробництва припадає на зимові місяці. Середній коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) у зимовий період становить близько 8%, тоді як річний КВВП становить 14%. Потенціал генерації сонячної електростанції відрізняється по всій країні, що для зимового періоду виробництва наведено на карті на Рисунку 11.

Ця сезонна модель характерна для всіх сонячних електростанцій і загалом не відрізняється для різних підтипів технології в межах категорії сонячних електростанцій.

Швидкість впровадження (Q)

Загалом, сонячна електростанція для житлових будинків може бути введена в експлуатацію менш ніж за 5 тижнів після прийняття відповідного рішення. Сам монтаж можна завершити протягом тижня. Підготовчі процеси, включно з перевіркою та розрахунками, щоб визначити, чи підходить конструкція даху для встановлення модулів, також можуть бути проведені за один-два дні. Крім того, термін постачання обладнання є відносно коротким і в більшості випадків оцінюється в менше ніж 2 тижні. Не потрібно враховувати час, витрачений на отримання дозволів, тобто споживачі можуть встановлювати модулі виробництва електроенергії для власного споживання без отримання дозволу. Власники будинків можуть отримати статус активного споживача, уклавши спеціальні угоди. До них належать угоди про купівлю-продаж електроенергії за механізмом самовиробництва або договори з гарантованими покупцями чи постачальниками універсальних послуг на продаж електроенергії за «зеленим» тарифом. Хоча ці угоди вимагають додаткового часу, вони не є обов'язковими для введення в експлуатацію сонячних електростанцій для житлових будинків.

Стійкість (R)

Сонячні електростанції для житлових будинків демонструють значну стійкість у разі потенційних загроз, як-от російські удари, завдяки їхньому розосередженому розташуванню. Сонячна електростанція має значний потенціал для децентралізованого виробництва електроенергії. У нинішніх умовах в Україні розподілені сонячні електростанції, розташовані поблизу місць споживання, мають такі переваги, як зменшення залежності від мережі, що зменшує ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Крім того, експлуатація та технічне обслуговування сонячних електростанцій не вимагає виключно кваліфікованої робочої сили, що полегшує комплектацію українських бригад для обслуговування сонячних установок. Відновлення сонячних фотоелектричних систем є простим і відносно швидким завдяки їхній модульній конструкції, що дозволяє **швидко** замінювати окремі панелі та відновлювати роботу системи в короткий термін.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Сонячні електростанції для житлових будинків демонструють найменш конкурентну нормовану вартість електроенергії (LCOE) при аналізі в короткостроковій перспективі (2 роки) і тільки для виробництва електроенергії в зимовий час. Це пов'язано з високими капітальними витратами та низьким рівнем виробництва в зимовий період. З іншого боку, нормована вартість електроенергії для сонячних електростанцій є однією з найнижчих серед проаналізованих технологій протягом усього терміну експлуатації.

4.3.1.3. Технічний паспорт

У Додатку F.

4.3.2. Дахова та наземна сонячні електростанції для комерційних і громадських будівель

4.3.2.1. Стислий опис технології

Сонячні електростанції для комерційних або громадських будівель, встановлені на даху або на землі — це сонячні фотоелектричні системи, що встановлюються на даху комерційних або громадських будівель, або на землі біля них. Ця система призначена для уловлювання сонячного світла та перетворення його в електроенергію для використання на місці або для подачі в мережу. Зазвичай вона складається із сонячних панелей, інверторів, з'єднань з мережею, монтажних конструкцій, обладнання для моніторингу, яке відстежує роботу сонячної електростанції.

Розмір і потужність: сонячні електростанції на дахах комерційних і промислових підприємств, а також громадських будівель варіюються від невеликих установок до великих проєктів, залежно від попиту на енергію та доступного простору. У цій оцінці передбачається, що загальна потужність становить приблизно 100 кВт.

Варіант, який розглядається в цьому аналізі, — це поєднання сонячної електростанції та накопичувача енергії (літій-іонної акумуляторної батареї) для накопичення надлишків електроенергії з метою використання в періоди низької сонячної активності або як резервне джерело живлення.

4.3.2.2. Оцінка за критеріями

Таблиця 13: Сонячні електростанції на дахах комерційних, промислових та громадських будівель — матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	2.b. Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств	2.b.5.b Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств з акумуляторними батареями
Вплив зими	W	W
Швидкість впровадження	QQQ	QQQ
Стійкість	RRR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C	C
Загальна оцінка (1-3)	1,7	1,6
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,1	2,1

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Сонячні електростанції виробляють більше електроенергії влітку, ніж взимку, через меншу кількість годин сонячного світла, причому лише близько 30% від загального річного виробництва припадає на зимові місяці. Середній коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) у зимовий період становить близько 8%, тоді як річний КВВП становить 14%. Потенціал генерації сонячної електростанції відрізняється по всій країні, що для зимового періоду виробництва наведено на карті на Рисунку 11. Ця сезонна модель характерна для всіх сонячних електростанцій і загалом не відрізняється для різних підтипів технології в межах категорії сонячних електростанцій.

Швидкість впровадження (Q)

Розроблення проєкту сонячної електростанції для комерційних підприємств включає кілька ключових етапів, зокрема проведення попереднього техніко-економічного обґрунтування, обстеження даху та земельної ділянки, а також виконання техніко-економічного обґрунтування. Проведення

техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) і проектно-кошторисної документації (ПКД) варіюється залежно від необхідності проведення детального аналізу. Як правило, спочатку розробляють проектно-кошторисну документацію. Потім оголошують тендери на будівництво, після чого проєкт вводять в експлуатацію та передають місцевим муніципальним компаніям для постійного технічного обслуговування.

Терміни будівництва сонячних електростанцій залежать від таких факторів, як виробник, модель та обсяг замовлення, і можуть варіюватися від кількох тижнів до кількох місяців. У комерційних проєктах сонячних електростанцій проведення попереднього техніко-економічного обґрунтування займає близько 5-7 днів, перевірки — близько 10 днів, ТЕО — близько одного місяця, а підготовка проектно-кошторисної документації — близько 1,5 місяця (до 4 місяців за менш сприятливих обставин). Під час проведення тендерів підрядники повинні мати на складі необхідне обладнання та забезпечити його постачання протягом 7 днів під час проведення тендеру.

Тривалість монтажу становить приблизно 3-4 тижні.

Отже, загальний час реалізації становить приблизно трохи більше ніж 20 тижнів.

Стійкість (R)

Сонячні електростанції для комерційних та громадських будівель демонструють **високу** стійкість у разі потенційних загроз, як-от російські удари, завдяки їхньому розосередженому розташуванню. Технологія сонячних фотоелектричних панелей має значний потенціал для децентралізованого виробництва енергії. У нинішніх умовах в Україні розподілені сонячні електростанції, розташовані поблизу місць споживання, мають такі переваги, як зменшення залежності від мережі, що зменшує ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Експлуатація та технічне обслуговування сонячних електростанцій не вимагає виключно кваліфікованої робочої сили, що полегшує формування українських бригад для обслуговування сонячних установок.

Відновлення сонячних фотоелектричних систем є відносно швидким і простим завдяки їхній модульній конструкції, що дозволяє **швидко** замінювати окремі панелі, що дає змогу системі відновити роботу за короткий час.

Поеднання фотоелектричних систем з акумуляторними батареями не впливає на стійкість. Акумулятори можна встановлювати під землею або в укритті, попри значну потребу в охолодженні.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Сонячні електростанції для комерційних та громадських будівель демонструють одні з найменш конкурентних показників нормованої вартості електроенергії (LCOE), якщо аналізувати короткострокову перспективу (2 роки) і лише для виробництва електроенергії в зимовий період. Це пов'язано з високими капітальними витратами та низьким рівнем виробництва в зимовий період. З іншого боку, нормована вартість електроенергії для сонячних електростанцій є однією з найнижчих серед проаналізованих технологій протягом усього терміну експлуатації.

4.3.2.3. Технічний паспорт

У Додатку F.

4.3.3. Промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств

4.3.3.1. Стислий опис технології

Наземні промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств — це сонячні фотоелектричні системи великої потужності, які розроблені та встановлені для постачання електроенергії комунальним підприємствам або в електромережу. Такі електростанції характеризуються значними масивами сонячних панелей, які, як правило, займають кілька гектарів землі. В середньому для встановлення сонячних панелей потужністю 1 МВт (постійного струму) потрібен 1 гектар землі.

4.3.2.2. Оцінка за критеріями

Таблиця 14: Промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств — матриця оцінювання критеріїв

Criteria evaluation	2.c. PV utility scale, ground mounted
Вплив зими	W
Швидкість впровадження	QQ
Стійкість	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CC
Загальна оцінка (1-3)	1,7
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,6

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Сонячні електростанції виробляють більше електроенергії влітку, ніж взимку, через меншу кількість годин сонячного світла, причому лише **близько 30%** від загального річного виробництва припадає на зимові місяці. Середній коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) у зимовий період становить близько 8%, тоді як річний КВВП становить 14%. Потенціал генерації сонячної електростанції відрізняється по всій країні, що для зимового періоду виробництва наведено на карті на Рисунку 11. Ця сезонна модель характерна для всіх сонячних електростанцій і загалом не відрізняється для різних підтипів технології в межах категорії сонячних електростанцій.

Швидкість впровадження (Q)

Швидкість впровадження промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств визначена як **середня**. Розроблення промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств містить кілька ключових етапів, зокрема визначення потенційних місць, забезпечення прав на землю, перевірку потужності електромережі, проєктування, отримання дозволів, укладання угод про купівлю-продаж електроенергії, забезпечення фінансування, закупівлю обладнання та, нарешті, будівництво та випробувальні роботи. За оцінками, загальна тривалість етапу планування становитиме трохи більше ніж 1 рік.

За наявності досвідчених будівельних компаній, сонячна електростанція може бути побудована протягом приблизно 6 місяців. Серед проблем — затримки з приєднанням до мережі, нестача кваліфікованих інженерів і проблеми з транспортуванням. Термін постачання фотоелектричних модулів, як правило, короткий, оскільки вони наявні у великій кількості на складах в Європі. Час постачання інверторів і решти обладнання варіюється, але в цілому короткий. Інфраструктура України може створювати проблеми, але завдяки модульній структурі жодні частини великих сонячних електростанцій не потребують перевезення

спеціальним транспортом. Попри війну, що триває, будівництво сонячних електростанцій в Україні продовжується, що підкреслює потребу у кваліфікованій робочій силі. Приєднання до електромережі вимагає добре розвиненої інфраструктури, яка стикається з проблемами, пов'язаними з атаками на мережу під час війни з росією.

Однак, можна зробити висновок, що загальний період від початку етапу планування до експлуатації становить трохи менше ніж 2 роки.

Стійкість (R)

Стійкість промислової сонячної електростанції для комунальних підприємств оцінюють як **високу**. У нинішніх умовах в Україні розподілені сонячні електростанції, розташовані поблизу місць споживання, мають такі переваги, як зменшення залежності від мережі, що зменшує ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Локалізоване виробництво електроенергії підвищує енергетичну безпеку, мінімізуючи потребу в передачі електроенергії на великі відстані.

Експлуатація та технічне обслуговування сонячних електростанцій не вимагає виключно кваліфікованої робочої сили, що полегшує формування українських бригад для обслуговування сонячних установок. Стійкість можна підвищити, включивши принаймні дворічні обов'язкові договори на обслуговування до технічної частини тендерної документації.

Під час війни для захисту трансформаторної підстанції можна використовувати захисні споруди, укриття, камуфляж або підземні бункери, але можливість захисту модулів обмежена, і можна припустити, що ризик для промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств, які розглядаються як мішені, вищий.

Відновлення сонячних фотоелектричних систем є відносно швидким і простим завдяки їхній модульній конструкції, що дозволяє **швидко** замінювати окремі панелі, а це дає змогу системі відновити роботу за короткий час.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств отримують **середній** бал при аналізі нормованої вартості електроенергії (LCOE) за короткострокову перспективу (2 роки) і лише для виробництва в зимовий період. Це пов'язано з нижчими капітальними витратами на МВт порівняно з меншими фотоелектричними установками; проте взимку виробництво все ще низьке.

З іншого боку, нормована вартість електроенергії для сонячних електростанцій є однією з найнижчих серед проаналізованих технологій протягом усього терміну експлуатації.

4.3.3.3. Технічний паспорт

У Додатку F.

4.3.4. Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств

4.3.4.1. Стислий опис технології

Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств — це великі фотоелектричні сонячні установки, які розміщують на водних об'єктах, як-от греблі та водосховища, за допомогою

плавучих платформ. У випадку, якщо їх розміщують на поверхні греблі гідроелектростанції, трансформатори та мережу можна використовувати спільно, що є економічною перевагою. Ключова відмінність від наземних промислових сонячних електростанцій полягає в тому, що для підтримки сонячних панелей на поверхні води використовуються спеціально спроектовані плавучі конструкції або платформи. Чи можуть сонячні панелі генерувати додаткову потужність, використовуючи розсіяне випромінювання отримане як результат відбиття сонячного світла від поверхні води — наразі не задокументовано.

Як і в разі наземних сонячних промислових електростанцій, плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств зазвичай приєднують до електромережі, що дозволяє розподіляти та використовувати згенеровану електроенергію за потребою. Інверторні системи використовуються для перетворення електроенергії постійного струму (DC), що генерується сонячними панелями, у змінний струм (AC), сумісний з мережею.

4.3.4.2. Оцінка за критеріями

Таблиця 15: Плавуча промислова сонячна електростанція для комунальних підприємств — матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	2.d. Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств
Вплив зими	W
Швидкість впровадження	Q
Стійкість	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CC
Загальна оцінка (1-3)	1,5
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,6

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Сонячні електростанції виробляють більше електроенергії влітку, ніж взимку, через меншу кількість годин сонячного світла, причому лише **близько 30%** від загального річного виробництва припадає на зимові місяці. Середній коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) у зимовий період становить близько 8%, тоді як річний КВВП становить 14%. Потенціал генерації сонячної електростанції відрізняється по всій країні, що для зимового періоду виробництва наведено на карті на Рисунок 11. Ця сезонна модель характерна для всіх сонячних електростанцій і загалом не відрізняється для різних підтипів технології в межах категорії сонячних електростанцій.

Швидкість впровадження (Q)

Швидкість впровадження плавучих промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств визначена як низька. Розроблення плавучих промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств охоплює кілька ключових етапів, зокрема визначення потенційних місць, забезпечення прав на землю, перевірку потужності електромережі, проектування, отримання дозволів, укладання угод про купівлю-продаж електроенергії, забезпечення фінансування, закупівлю обладнання та, нарешті, будівництво та випробувальні роботи. Передбачається, що етапи, які передують замовленню та будівництву, займуть трохи довше 1 року.

Враховуючи, що плавучі сонячні електростанції відносно нове технологічне рішення, може бути складно знайти та найняти досвідчені будівельні компанії. Тому передбачається, що будівництво плавучої сонячної електростанції може зайняти трохи більше часу, ніж наземної, але все одно може бути завершено протягом приблизно 8 місяців. Серед проблем — затримки з приєднанням до мережі, нестача кваліфікованих інженерів і проблеми з транспортуванням. Час постачання інверторів і решти обладнання варіюється, але в цілому короткий. Інфраструктура України може створювати проблеми, але завдяки модульній структурі жодні частини навіть великих сонячних електростанцій не потребують перевезення спеціальним транспортом. Приєднання до електромережі вимагає добре розвинутої інфраструктури, але це може відбутися швидше у разі розміщення на греблі гідроелектростанції, де вже встановлені установки достатньої потужності.

Однак, можна зробити висновок, що загальний період від початку етапу планування до експлуатації становить більше ніж 2 роки.

Стійкість (R)

Стійкість плавучої промислової сонячної електростанції для комунальних підприємств оцінюють як **середню**. У нинішніх умовах в Україні розподілені сонячні електростанції, розташовані поблизу місць споживання, мають такі переваги, як зменшення залежності від мережі, що зменшує ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Локалізоване виробництво електроенергії підвищує енергетичну безпеку, мінімізуючи потребу в передачі електроенергії на великі відстані.

Експлуатація та технічне обслуговування сонячних електростанцій не вимагає виключно кваліфікованої робочої сили, що полегшує формування українських бригад для обслуговування сонячних установок. Стійкість можна підвищити, включивши принаймні дворічні обов'язкові договори на обслуговування до технічної частини тендерної документації.

Під час війни для захисту трансформаторної підстанції можна використовувати захисні споруди, укриття, камуфляж або підземні бункери, але можливість захисту модулів обмежена, і можна припустити, що ризик для промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств, які розглядаються як мішені, вищий, ніж для сонячних електростанцій малої потужності.

Попри додаткову складність встановлення на воді, плавучі фотоелектричні системи можуть ефективно відновлюватися завдяки своїй модульній конструкції. Окремі панелі можна **швидко** замінити, що дозволяє системі відновити роботу з мінімальними перервами.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Технологія плавучих промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств отримує **середній** бал при аналізі нормованої вартості електроенергії (LCOE) за короткострокову перспективу (2 роки) і лише для виробництва в зимовий період. Це пов'язано з нижчими капітальними витратами на МВт порівняно з меншими фотоелектричними установками; проте взимку виробництво все ще низьке.

Якщо ж розглядати протягом усього терміну експлуатації, LCOE для плавучих фотоелектричних систем отримує найкращу оцінку.

4.3.4.3. Технічний паспорт

У Додатку F.

4.3.5. Оцінка характеристик різних сонячних електростанцій

Через їхню схожість оцінка характеристик охоплює всі підтипи технологій сегмента сонячних електростанцій. За можливості наводиться різниця між ними.

Таблиця 16: Сонячні електростанції — матриця оцінювання характеристик. Одиниця LCOE — євро/МВт·год]

Характеристики	2.a. Дахова сонячна електростанція для житлового будинку	2.b.5.b Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств з акумуляторними батареями	2.b. Сонячні електростанції для комерційних та промислових підприємств	2.c. Наземні промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств	2.d. Плавучі промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	<30%	<30%	<30%	<30%	<30%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	3 320	3 187	2 300	1 512	1 828
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	66	62	46	34	41
P4 – Розподілена генерація	Добре	Добре	Добре	Помірна	Помірна
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Середньострокова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P10 – Здатність до балансування мережі	Низька	Помірна	Низька	Низька	Низька
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі	Ускладнені	Ускладнені
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскування та укриття	Висока	Висока	Висока	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Швидко та легко	Проміжний

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період:

Сонячна електростанція зазвичай виробляє більше електроенергії в літній період, ніж у зимовий¹⁵. Лише 30% від загального обсягу виробництва припадає на зимовий період. Середній коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) у зимовий період становить близько 8%, тоді як річний КВВП становить 14%. Очевидно, що виробництво залежить від конкретного місця розташування. Рисунок 11 демонструє очікуване річне виробництво електроенергії в зимовий період в години роботи при повному навантаженні (години роботи при повному навантаженні: МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України.

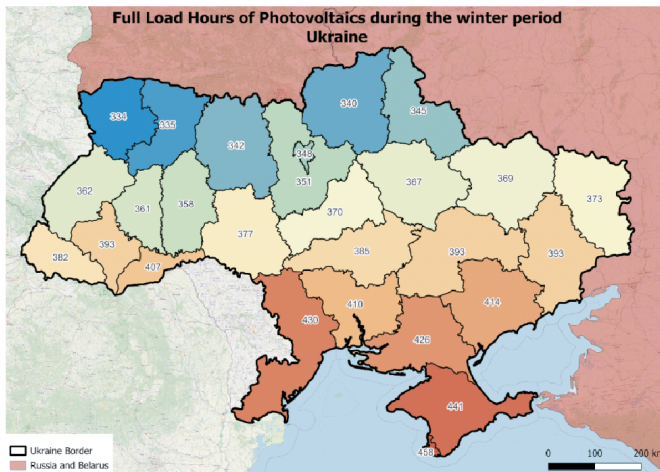


Рисунок 11 : Очікуване виробництво електроенергії сонячними електростанціями в зимовий період (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Виробництво 350 МВт·год/МВт у зимовий період відповідає приблизно 30% річного виробництва та коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 8%. Карті побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

Нормована вартість виробництва електроенергії протягом двох зимових періодів (перспектива надзвичайної ситуації) становить приблизно:

- 3 320 євро/МВт·год для дахової сонячної електростанції для житлового будинку
- 3 187 євро/МВт·год для сонячних електростанцій комерційних та промислових підприємств з акумуляторними батареями
- 2 300 євро/МВт·год для сонячних електростанцій комерційних та промислових підприємств
- 1512 євро/МВт·год для промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств
- 1828 євро/МВт·год для плавучих промислових сонячних електростанцій

Це значно вище, ніж для всіх інших технологій, включених до цього аналізу. Це пов'язано з високими початковими капітальними витратами та низьким рівнем виробництва електроенергії в зимовий період.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

З іншого боку, сонячні електростанції демонструють низьку нормовану вартість електроенергії (LCOE), якщо враховувати цілорічне виробництво та очікуваний термін експлуатації проекту, який становить щонайменше 30 років, за винятком будь-яких непередбачуваних подій:

- 770 євро/МВт·год для дахової сонячної електростанції для житлового будинку
- 95 євро/МВт·год для сонячних електростанцій комерційних та промислових підприємств з акумуляторними батареями

¹⁵ Жовтень-березень.

- › 70 євро/МВт·год для сонячних електростанцій комерційних та промислових підприємств
- › 60 євро/МВт·год для промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств
- › 65 євро/МВт·год для плавучих сонячних електростанцій

Це показує, що LCOE протягом усього терміну експлуатації сонячних електростанцій загалом нижча, ніж для всіх інших технологій, включених до цього аналізу, за винятком вітрової та гідроенергетики. У поєднанні з акумуляторними батареями нормована вартість електроенергії збільшується приблизно на 35%. Вартість збільшення власного споживання потужності з фотоелектричних модулів завдяки комбінуванню з акумуляторною батареєю не включається в розрахунок нормованої вартості електроенергії.

P4: Розподілена генерація (R)

Технологія сонячних фотоелектричних панелей має значний потенціал генерації як масштабований варіант для децентралізованого виробництва енергії. Сонячні електростанції можуть мати різну потужність — від кількох ват до кількох мегават.

З огляду на поточну ситуацію в Україні, існує кілька вагомих причин надавати перевагу децентралізованим установкам сонячних фотоелектричних систем. Ці установки, розташовані поблизу центрів попиту, пропонують перевагу зменшення залежності від мережі передачі, тим самим зменшуючи ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Крім того, локальне виробництво електроенергії безпосередньо на об'єкті кінцевого споживача зменшує потребу в масштабній передачі електроенергії, що, своєю чергою, підвищує енергетичну безпеку.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Загалом, якщо сонячні панелі встановлюють на **приватному житловому будинку**, а виробництво не перевищує лімітів власного споживання сім'ї, отримувати дозвіл або ліцензію не потрібно.

Процес підготовки до встановлення сонячних електростанцій на житлових будинках охоплює перевірку та розрахунок, щоб визначити, чи підходить конструкція даху для встановлення модулів, що займає один-два дні. Не потрібно враховувати час, витрачений на отримання дозволів, тобто споживачі можуть встановлювати модулі виробництва електроенергії для власного споживання без отримання дозволу. Однак можна укласти угоди для отримання статусу активного споживача, що досягається шляхом підписання договорів купівлі-продажу електроенергії за механізмом самовиробництва, договорів з гарантованими покупцями або постачальниками універсальних послуг на продаж електроенергії за «зеленим» тарифом, що потребуватиме додаткового часу, але це не є необхідним для введення в експлуатацію сонячних електростанцій для житлових будинків.

Розроблення проєкту **комерційної сонячної електростанції** зазвичай охоплює такі кроки:

1. Попереднє техніко-економічне обґрунтування (ТЕО): містить теоретичну оцінку потенціалу для монтажу установки на основі базових даних про споживання енергії, фотографій будівлі та іншої інформації, пов'язаної зі споживанням. Воно надає початкову оцінку необхідних інвестицій, вигод від проєкту, прогнозованої собівартості виробництва електроенергії та компенсації власного споживання електроенергії. Попереднє техніко-економічне обґрунтування може бути проведене протягом 5-7 днів.
2. Звіт про перевірку даху або Звіт про перевірку земельної ділянки: ці звіти є більш комплексними та, як правило, фінансуються міською радою або організацією, зацікавленою в розвитку проєкту. Сертифіковані інженери готують ці звіти, гарантуючи, що конструкція може витримати установку. Цей крок має вирішальне значення для запобігання непередбачуваним витратам на модифікацію конструкції на більш пізніх стадіях процесу. Перевірка даху зазвичай займає близько 10 днів.

Під час перевірки земельної ділянки основна увага приділяється комунікаційній інфраструктурі та потенційним обмеженням, як-от газопроводи або інші фактори, що впливають на реалізацію проекту.

3. Проведення техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) або розроблення проектно-кошторисної документації (ПКД): вибір між цими варіантами залежить від різних факторів. У разі впевненості в доступності фінансування проекту, зазвичай переходять безпосередньо до проектно-кошторисної документації. Якщо потенційний інвестор зобов'язується фінансувати проект, всупереч можливим додатковим факторам, проектно-кошторисна документація також може бути відправною точкою. Однак, якщо потрібен більш детальний аналіз, процес розпочинають з техніко-економічного обґрунтування. Це передбачає, що інженер проводить ретельну перевірку майданчика та виконує детальні розрахунки на основі різних сценаріїв, урахуовуючи такі фактори, як кількість панелей та якість електричної мережі. Техніко-економічне обґрунтування може зайняти близько 1 місяця, тоді як підготовка проектно-кошторисної документації може зайняти від 1,5 до 4 місяців.
4. Оголошення тендерів на будівництво. Вважається, що установка потужністю 30 кВт може бути побудована за 7-10 днів, а установка потужністю 100 кВт – приблизно за 15-18 днів, якщо не виникне критичних проблем. Подальші процеси оформлення документації залежать від залучених сторін і від того, як швидко вони хочуть закрити питання.

Розроблення проекту **промислової сонячної електростанції для комунальних підприємств** зазвичай містить такі кроки:

1. Етап попереднього відбору: цей початковий етап передбачає оцінювання потужності та доступності електромережі для приєднання сонячної електростанції до енергосистеми. Дослідження приєднання до мережі проводяться для того, щоб переконатися, що мережа може прийняти потужність сонячних електростанцій у вибраній точці приєднання. Результати цих досліджень мають вирішальне значення, перш ніж девелопер сонячних електростанцій зможе взяти на себе зобов'язання щодо конкретного проекту. Залежно від місця розташування електростанції, час очікування приєднання до мережі може бути значним.
2. Етап розроблення: на цьому етапі визначаються потенційні майданчики для будівництва сонячної електростанції, а також забезпечуються необхідні права на землю від землевласників шляхом купівлі або оренди землі. Рекомендовано провести консультації із сусідами та обговорити конкретні умови, що стосуються сонячних електростанцій, щоб забезпечити місцеву підтримку перед тим, як розпочинати основні процеси.
3. Проектування та отримання дозволів на будівництво сонячної електростанції: цей етап містить проектування розташування та розміру сонячної електростанції, а також отримання всіх потрібних дозволів та погоджень від регуляторних органів. Оцінка впливу на довкілля (ОВД) не обов'язкова для сонячних електростанцій.
4. Договори купівлі-продажу електричної енергії: цей етап містить переговори про укладення договорів з електроенергетичною компанією або іншими покупцями на продаж електроенергії, виробленої сонячною електростанцією.
5. Фінансування: на цьому етапі забезпечується фінансування від інвесторів або кредиторів для покриття витрат на розроблення, будівництво та експлуатацію сонячної електростанції.
6. Закупівля: цей етап передбачає придбання або оренду всього потрібного обладнання, матеріалів і послуг для будівництва та експлуатації сонячної електростанції. Термін постачання нових сонячних панелей зазвичай не перевищує 10 тижнів, але для трансформаторів та інверторів у деяких випадках він може збільшитися до двох років. На цьому етапі також укладають договори

з місцевими будівельними компаніями на виконання будівельних робіт, облаштування доріг, будівельних майданчиків та електричної інфраструктури.

7. Будівництво та введення в експлуатацію: цей етап охоплює будівництво, випробування, введення в експлуатацію та експлуатацію сонячної електростанції протягом усього терміну експлуатації. За наявності досвідчених будівельних компаній, сонячна електростанція може бути побудована протягом приблизно 6 місяців.

Щоб скоротити цей процес для промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств, один з ефективних підходів полягає в тому, щоб починати з проєктів, які вже пройшли повну належну перевірку.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Загалом, фотоелектричні модулі наявні на складах в ЄС, і, відповідно, легко доступні. Однак терміни постачання сонячних електростанцій в Україні можуть варіюватися від декількох тижнів до декількох місяців, що частково залежить від розміру установки.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Транспортування компонентів сонячних електростанцій, включно з панелями, інверторами та монтажним обладнанням, як правило, не вимагає спеціалізованих транспортних засобів, обладнання та маршрутів, оскільки вона в цілому може бути розділена на модулі (незалежно від розміру установки). Хоча логістична та транспортна інфраструктура України може створювати труднощі через незадовільний стан доріг у певних регіонах, пошкодження портів і кранів, а також проблеми з безпекою на територіях, що постраждали від військових дій.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Будівництво та випробування: цей етап охоплює будівництво, випробування та введення в експлуатацію. За наявності досвідчених будівельних компаній, сонячна електростанція може бути побудована протягом приблизно 6 місяців. У той час як сонячні електростанції для житлових будинків можуть бути змонтовані менш ніж за тиждень, комерційні/комунальні сонячні електростанції — менш ніж за 3 тижні, залежно від їхнього розміру.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

Будівництво сонячних електростанцій потребує кваліфікованої робочої сили, що охоплює багато дисциплін і включає інжиніринг, керівництво проєктом, закупівлі, монтаж, введення в експлуатацію, контроль якості, охорону здоров'я та безпеку, а також захист навколишнього середовища. Але не такою мірою, як для великих вітрових електростанцій.

Однак, встановлення монтажних систем вимагає певного рівня кваліфікації. Можливість, яка згадується як перевага, — це залучення кваліфікованої робочої сили принаймні, коли мова йде про встановлення монтажної системи.

Базуючись на попередньому досвіді встановлення сонячних електростанцій потужністю близько 6,6 ГВт, очікується, що кваліфікований персонал доступний. Попри це, було зазначено, що нестача кваліфікованих експертів з технічного нагляду для оцінювання якості будівництва та монтажу наразі є проблемою в Україні.

P10: Здатність до балансування електромережі (R)

Здатність сонячної електростанції до балансування енергосистеми низька. Однак сонячні електростанції можуть забезпечувати зниження генерації, якщо вже виробляють електроенергію, або підвищення генерації, якщо працюють не на максимальній потужності. Зазвичай сонячні електростанції працюють

на максимальній потужності, оскільки за нормальних умов це максимізує прибуток її власника. Сонячні електростанції можуть підтримувати мережу, постачаючи електроенергію на рівні розподілу поблизу споживачів.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Інтеграція промислових сонячних електростанцій для комунальних підприємств в електромережу вимагає наявності добре розвинених ліній електропередач та розподілу, підстанцій, балансуючих і допоміжних послуг, а також впровадження технологій «smart grid» (розумна мережа). Важливо зазначити, що інфраструктура електромереж України зіткнулася з викликами, зокрема, з атаками на неї ракет і безпілотних літальних апаратів з боку росії під час нинішньої війни.

Важливим аспектом виступає необхідність безперешкодної інтеграції сонячної енергії в електромережу без її перевантаження. Отже, виникає потреба у прийнятті регіонального підходу, який би чітко окреслював стратегічне розміщення сонячної енергетики, забезпечуючи таким чином її ефективну та раціональну інтеграцію в національне енергетичне середовище. Цей підхід має бути спрямований на розв'язання проблем інтеграції мереж і скоординованого планування для сталого розвитку сонячної енергетики в Україні.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Експлуатація та технічне обслуговування сонячних електростанцій, як правило, не вимагає виключно кваліфікованої та спеціалізованої робочої сили, що робить відносно простим завданням формування української команди, здатної обслуговувати сонячну електростанцію. Однак важливо підкреслити, що охоронна компанія має забезпечувати цілодобову охорону сонячної електростанції, оскільки ризик крадіжки досить високий, що є спільною проблемою для всіх сонячних (і гідро) електростанцій в Україні.

У тендерній документації настійно рекомендується передбачити включення обов'язкового договору на обслуговування принаймні на перші два роки. Крім того, доцільно розглянути можливість укладення договору на професійне технічне обслуговування після закінчення цього періоду. Наразі в Україні фахівці з технічного обслуговування відвідують сонячні електростанції двічі на рік, головним чином, для оцінювання якості з'єднань, перевірки відсутності проблем та розв'язання будь-яких питань, що виникають.

P13: Можливість маскуванню та укриття (R)

Неможливо замаскувати або укрити промислову сонячну електростанцію для комунальних підприємств через її розмір, але можна захистити критичні компоненти, як-от трансформаторні підстанції, огородивши їх парканами та/ або розмістивши під землею в бункерах або захистивши бетонними дахами.

Розміри та обсяги виробництва електроенергії сонячними електростанціями для житлових будинків, а також, певною мірою, для комерційних і громадських будівель відносно невеликі, тому їх значення для енергосистеми обмежене, а отже, ризик обстрілу таких установок оцінюється як відносно низький, порівняно з великими станціями.

Наведена нижче карта ілюструє потенційну досяжність російської артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД). Стає очевидним, що значна частина території України, за винятком центральних областей, знаходиться в зоні досяжності балістичних ракет малої дальності. Навіть у цих відносно безпечних регіонах енергетична інфраструктура залишається вразливою до потенційних атак безпілотних літальних апаратів або ударів ракетами більшої дальності. Слід зазначити, що карти (на двох рисунках нижче) також підкреслюють, що центральні регіони України, які стикаються з меншим ризиком російських артилерійських або ракетних атак, продовжують пропонувати достатній потенціал для виробництва електроенергії, навіть у зимовий період

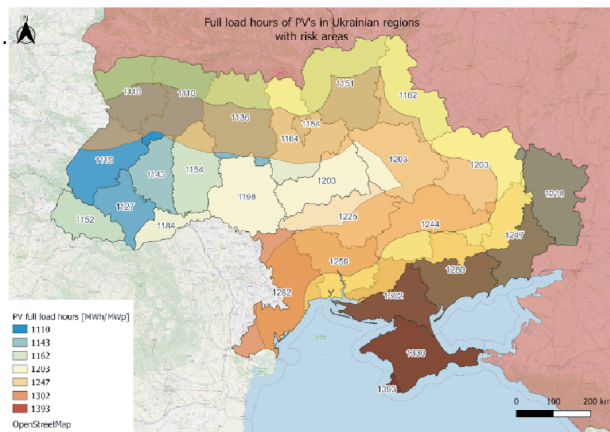


Рисунок 12: Очікуване річне виробництво електроенергії сонячними електростанціями (МВт-год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Щорічне виробництво 1200 МВт-год/МВт відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 14%. Буферні зони в 100 км і 280 км були створені до контрольованих росією територій і Білорусі, з урахуванням найбільшої дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД). Карти побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік.

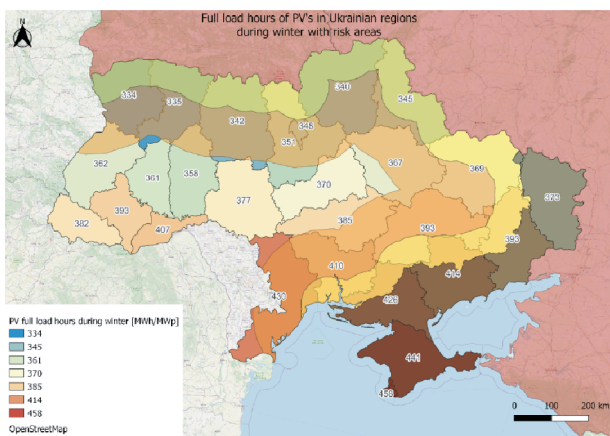


Рисунок 13: Очікуване виробництво електроенергії сонячними електростанціями в зимовий період (МВт-год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Виробництво 350 МВт-год у зимовий період відповідає приблизно 30% виробництва та коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 8%. Буферні зони в 100 км і 280 км були створені до контрольованих росією територій і Білорусі, з урахуванням найбільшої дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД). Карти побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік.

Р14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Не актуально.

Р15: Час відновлення

Відновлення сонячних фотоелектричних систем є відносно швидким і простим завдяки їхній модульній конструкції, що дозволяє **швидко** замінювати окремі панелі, що дає змогу системі відновити роботу за короткий час.

4.3.6. Додаткова інформація щодо конкретних технологій, отримана з опитувань

Досягнення масштабного переходу до зелених джерел енергії вимагає забезпечення конкурентоспроможності з традиційними джерелами — нафтою та газом. Вирішальним фактором у цьому переході є виявлення надійних партнерів, які мають вигідні для банку Угоди про закупівлю електроенергії (PPA).

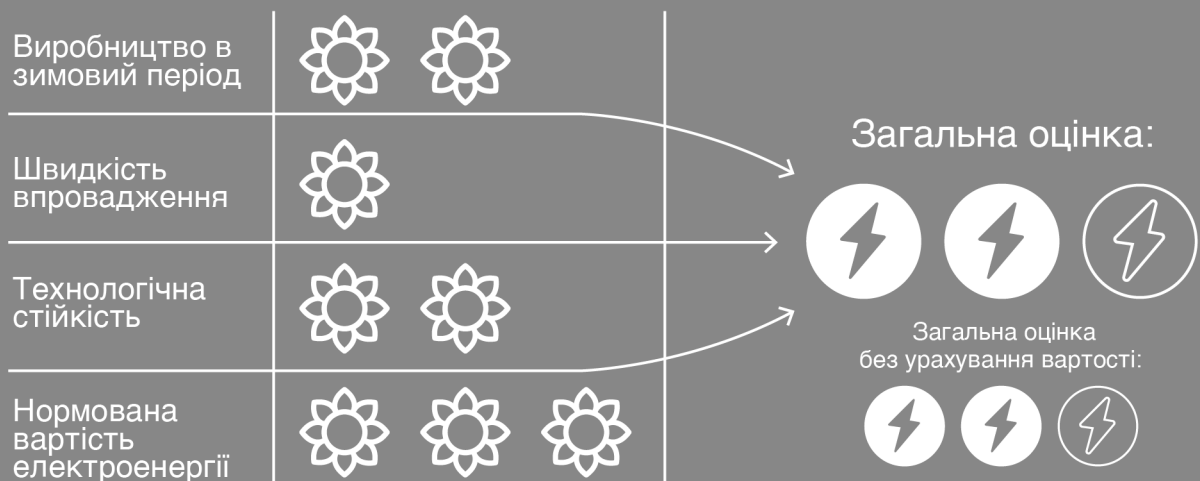
Згідно з висновками українських експертів, інвестиційне середовище в Україні характеризується браком суто фінансових інвестицій, орієнтованих виключно на прибуток. Натомість зацікавлені сторони часто беруть участь у спільному фінансуванні, де вони надають обладнання або фінансові ресурси, або ж

підтримують українців різними способами. Такі учасники відіграють важливу роль у сприянні реалізації сталих проєктів в українському контексті. Наприклад, Програма розвитку ООН (ПРООН) через модель енергосервісних компаній (ESCO) має за мету створення умов для таких інвестицій¹⁶.

¹⁶ <https://www.undp.org/ukraine/publications/overview-best-practices-esco-market-design-and-recommendations-ukraine>



НАЗЕМНІ ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ



4.4. Наземні вітрові електростанції

Рейтинг на першій сторінці показує оцінку технології, яка отримала найвищий загальний бал серед підтипів технологій, зазначених у розділі. Чим більше піктограм — тим вища ефективність¹⁷. Щодо технологій використання вітру, найкращий бал отримали «вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, для наземного вітропарку великої потужності» та «вітроенергетичні турбіни для домогосподарств». Оцінки для всіх підтипів технологій наведені в Таблиці 17.

Таблиця 17: Вітроенергетика — загальна матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	3.a. Наземні вітроенергетичні парки (>20 МВт)	3.b. Наземні парки вітроенергетичних турбін, що були у використанні (>20 МВт)	3.c. Кластер наземних вітроелектростанцій (4,2-20 МВт)	3.d. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)
Вплив зими	WW	WW	WW	WW
Швидкість впровадження	Q	Q	Q	QQQ
Стійкість	RR	RR	RR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CCC	CCC	C
Загальна оцінка (1-3)	2,0	2,1	2,0	1,9
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,8	1,9	1,9	2,4

У цьому розділі розглядаються чотири різні типи наземних вітроенергетичних технологій:

- ▶ Наземний вітропарк великої потужності (20-100 МВт)
- ▶ Кластер наземних вітроенергетичних турбін (5-20 МВт)
- ▶ Вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, для наземного вітропарку великої потужності (20-100 МВт)
- ▶ Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)

Перші три технології — це технології, що відрізняються переважно лише потужністю, що вимірюється в МВт, а їхні характеристики, проблеми та можливості значною мірою однакові. Тому ці технології розглядаються разом у більшості частин цього розділу.

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств мають потужність, що вимірюється у кВт і за своєю сутністю відрізняються від великих турбін як за технологією, так і за процесом затвердження, і тому розглядаються в окремому розділі.

¹⁷ Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

4.4.1. Наземні вітроенергетичні турбіни (МВт)

4.4.1.1. Стислий опис технології

Завдяки схожості, цей розділ охоплює наземний вітропарк великої потужності (20-100 МВт), кластери наземних вітроенергетичних турбін (5-20 МВт) і вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, для наземного вітропарку великої потужності (20-100 МВт).

Типова наземна вітроенергетична турбіна великої потужності, що встановлюється на сьогодні, — це турбіна з горизонтальною віссю, трьома лопатями, спрямована проти вітру та приєднана до мережі, з активним регулюванням кута атаки лопатей, змінною швидкістю та системою орієнтації за вітром для оптимізації вироблення електроенергії за різної швидкості вітру.

Вітроенергетичні турбіни працюють за принципом уловлювання кінетичної енергії вітру лопатями ротора та передачі її на приводний вал. Приводний вал з'єднаний або з редуктором, що підвищує швидкість, з'єднаним із середньо- або високошвидкісним генератором, або з низькошвидкісним генератором з прямим приводом. Генератор перетворює енергію обертання вала в електричну енергію. У сучасних вітрових турбінах крок лопатей ротора регулюється для максимізації виробництва електроенергії за умови низьких швидкостей вітру, а також для підтримки постійної вихідної потужності та обмеження механічних напруг і навантажень на турбіну за умови високих швидкостей вітру. Загальний опис технології турбіни та електричної системи на прикладі турбіни з редуктором наведено на Рисунку 14.

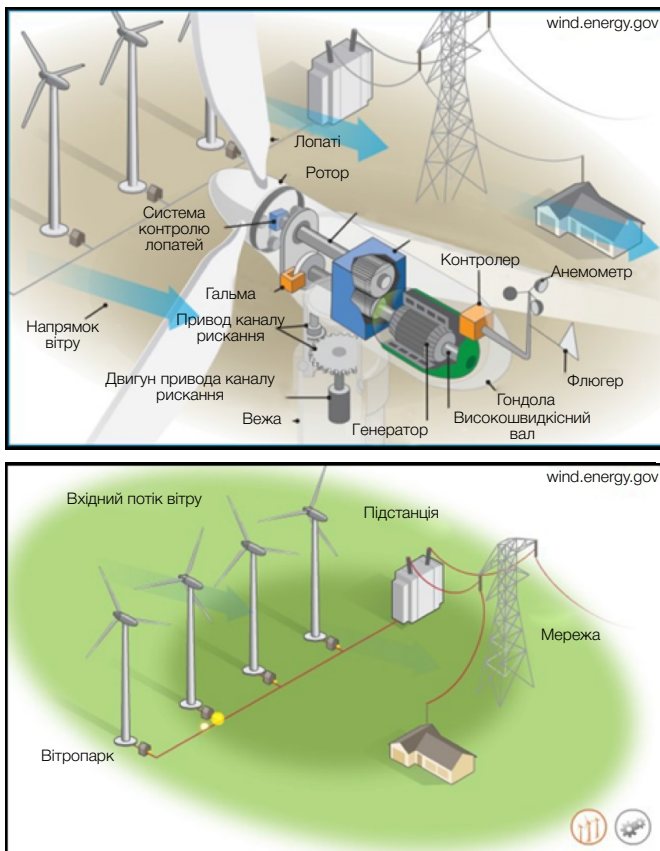


Рисунок 14: Загальна технологія та електрична система вітрової турбіни

Конструкція вітроенергетичної турбіни визначається трьома основними характеристиками. Це висота вісі, встановлена потужність (або номінальна потужність) і діаметр ротора. Останні два параметри часто об'єднують у похідний показник «питома потужність», який є співвідношенням між встановленою потужністю та площею обмаху. Питома потужність вимірюють у Вт/м².

На початок 2020 року загальна встановлена потужність українських вітропарків становила 1,17 ГВт. Вітровий ресурс в Україні значний, і дослідження показали, що в Україні потенційно може бути розміщено понад 600 ГВт вітроенергетичних потужностей.



Рисунок 15: Чотири вітроенергетичні турбіни Vestas потужністю 3 МВт

Рисунок 16 демонструє очікуване річне виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Для розрахунку узагальноної потужності вітроенергетичних турбін в різних регіонах України було використано растрову карту, що охоплює всю територію України. Растрова карта взята з Глобального вітрового атласу. Растрова карта містить річний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) вітроенергетичних турбін ІЕС класу 2¹⁸. Більш детальну інформацію про методологію розрахунку можна знайти в Додатку Е.

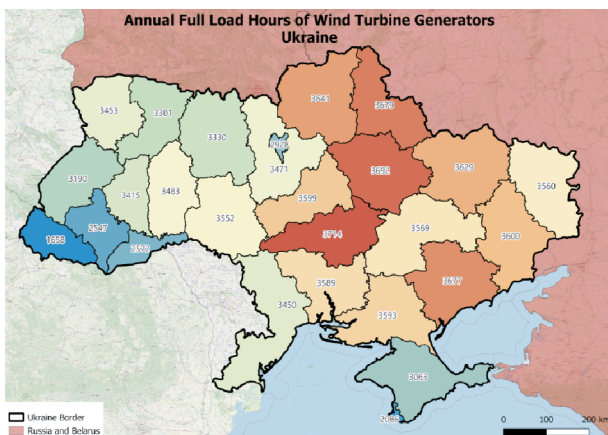


Рисунок 16: Карта вітрових ресурсів, очікуване річне виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Цьорічне виробництво 3500 МВт·год/МВт відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 40%

¹⁸ Вітроенергетичні турбіни ІЕС класу 1, як правило, призначені для швидкості вітру понад 8 м/с. Ці турбіни проходять випробування для вищих екстремальних швидкостей вітру та сильнішої турбулентності. Вітроенергетичні турбіни ІЕС класу 2 розраховані на середню швидкість вітру від 7,5 м/с до 8,5 м/с. Вітроенергетичні турбіни ІЕС класу 3 розраховані на швидкість вітру менш як 7,5 м/с. Ці вітроенергетичні турбіни потребують більшого ротора, щоб уловлювати таку ж кількість енергії, як і аналогічна турбіна на об'єкті класу II.

Джерело.

4.4.1.2. Оцінка за критеріями

Наземний вітропарк великої потужності (20-100 МВт)

Таблиця 18: Вітроенергетика — матриця оцінювання критеріїв для наземних вітропарків великої потужності (20-100 МВт)

Оцінка за критеріями	3.а. Наземні вітроенергетичні парки (>20 МВт)
Вплив зими	WW
Швидкість впровадження	Q
Стійкість	RR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,0
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,8

Вплив зими, виробництво взимку (W)

Наземний вітропарк великої потужності зможе забезпечити значний внесок в енергосистему України в зимовий період. Очевидно, що виробництво залежить від погодних умов, і протягом зимового періоду спостерігатимуться значні коливання у виробництві електроенергії. Однак, Україна — велика країна, тому не скрізь буває безвітряно. Вітроенергетичні турбіни великої потужності демонструють коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) близько 40% у зимовий період, що означає, що в середньому 40% від встановленої потужності може бути використано. Таким чином, майже 60% виробництва припадає на зимовий період (жовтень-березень).

Швидкість впровадження (Q)

Фактично, вітропарк може бути побудований протягом 6 місяців. Однак підготовчі процеси досить тривалі та включають отримання екологічних та юридичних дозволів (1-2 роки), час постачання вітроенергетичних турбін (до двох років), а також техніко-економічне обґрунтування та аналіз вибору місця розташування (близько 1 року). За ідеальних умов і спрощених процедур екологічного дозволу проєкт вітропарку нового будівництва може бути створений протягом 2 років, але 4-5 років є більш реалістичною оцінкою для великого наземного вітропарку, з урахуванням поточних базових умов України.

Стійкість (R)

Вітропарки демонструють значну стійкість у разі потенційних загроз, як-от російські удари, завдяки їхньому розосередженому розташуванню. Трансформаторна підстанція, що з'єднує вітропарк з високовольтною електромережею, може бути замаскована або захищена бетонним накриттям. Отже, знищення вітропарку потребуватиме кількох атак. Проектування вітропарку з декількома установками по 2-3 МВт, а не з меншою кількістю великих установок по 5-6 МВт, зробило б вітропарк стійкішим до повітряних ударів.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Великі вітропарки демонструють один з найбільш конкурентоспроможних профілів нормованої вартості електроенергії (LCOE) серед усіх наявних енергетичних технологічних рішень. Навіть у короткостроковій

перспективі, що передбачає виробництво електроенергії протягом лише двох зимових періодів, вітроенергетика — це досить економічно вигідний варіант, попри початкові капітальні інвестиції.

Кластер наземних вітроенергетичних турбін (5-20 МВт)

Таблиця 19: Вітроенергетика — матриця оцінки критеріїв для кластера наземних вітроенергетичних установок (5-20 МВт)

Оцінка за критеріями	3.с. Кластер наземних вітроелектростанцій (4,2-20 МВт)
Вплив зими	WW
Швидкість впровадження	Q
Стійкість	RR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,0
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,9

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Наземний вітропарк може зробити значний внесок в енергосистему України в зимовий період. Виробництво залежить від погодних умов, і будуть спостерігатися значні коливання в генерації, однак Україна — велика країна, тому не скрізь буває безвітряно. Вітроенергетичні турбіни великої потужності демонструють коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) близько 40% у зимовий період, що означає, що в **середньому 40%** від встановленої потужності може бути використано.

Швидкість впровадження

Фактично, вітропарк може бути побудований протягом 6 місяців. Однак підготовчі процеси досить тривалі та включають отримання екологічних та юридичних дозволів (1-2 роки), час постачання вітроенергетичних турбін (до двох років), а також техніко-економічне обґрунтування та аналіз вибору місця розташування (близько 1 року). За ідеальних умов і спрощених процедур екологічного дозволу проект вітропарку може бути створений протягом 2 років, але 3-4 років є більш реалістичною оцінкою для кластера наземних вітроенергетичних установок великої потужності, з урахуванням поточних базових умов України. Порівняно з великими вітропарками потужністю до 100 МВт, менші проекти може бути простіше розміщувати в місцях, де умови екологічного та юридичного погодження більш сприятливі. Підсумовуючи, процес є тривалим, тому показник швидкості впровадження **низький**.

Стійкість

Вітропарки демонструють значну стійкість у разі потенційних загроз, як-от російські удари, завдяки їхньому розосередженому розташуванню. Трансформаторна підстанція, що з'єднує вітропарк з високовольтною електромережею, може бути замаскована або захищена бетонним накриттям. Отже, знищення вітропарку потребуватиме кількох атак. Проектування вітропарку з декількома установками по 2-3 МВт, а не з меншою кількістю великих установок по 5-6 МВт, зробило б вітропарк стійкішим до повітряних ударів. Таким чином, показник стійкості **середній**.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

Кластери вітроенергетичних турбін — одні з найбільш конкурентоспроможних серед усіх доступних енергетичних технологій. Навіть у короткостроковій перспективі, що передбачає виробництво електроенергії протягом лише двох зимових періодів, вітроенергетика є досить економічно вигідним

варіантом, попри початкові капітальні інвестиції. Таким чином, показник LCOE за короткий період зимового виробництва є **високим**.

Вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, для наземного вітропарку великої потужності (20-100 МВт)

Таблиця 20: Вітроенергетика — матриця оцінювання критеріїв для вітроенергетичних турбін, які були у використанні для наземного вітропарку великої потужності (20-100 МВт)

Оцінка за критеріями	3.b. Наземні парки вітроенергетичних турбін, що були у використанні (>20 МВт)
Вплив зими	WW
Швидкість впровадження	Q
Стійкість	RR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,1
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,9

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Вітрові турбіни, що були у використанні – зазвичай віком 8-10 років та потужністю 3 МВт, – що використовуються у складі наземної вітрової електростанції (20-100 МВт), можуть зробити значний внесок в енергосистему України в зимовий період. Виробництво залежить від погодних умов, і будуть спостерігатися значні коливання в генерації, однак Україна — велика країна, тому не скрізь буває безвітряно. Вітроенергетичні турбіни великої потужності демонструють коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) близько 40% у зимовий період, що означає, що в **середньому 40%** від встановленої потужності може бути використано.

Швидкість впровадження

Фактично, вітропарк може бути побудований протягом 6 місяців. Однак підготовчі процеси досить тривалі та включають отримання екологічних та юридичних дозволів (1-2 роки), а також техніко-економічне обґрунтування та аналіз місця розташування (близько 1 року). З іншого боку, час постачання вітроенергетичних турбін, що були у використанні, залежно від постачальника, може бути дуже коротким. За ідеальних умов і спрощених процедур екологічного дозволу проект вітропарку з використанням турбін, що були у використанні, може бути створений протягом 1,5-2 років, але 3-5 років є більш реалістичною оцінкою, враховуючи поточні базові умови в Україні. Підсумовуючи, процес є тривалим, тому показник швидкості впровадження **низький**.

Стійкість

Вітропарки демонструють значну стійкість у разі потенційних загроз, як-от російські удари, завдяки їхньому розосередженому розташуванню. Оскільки трансформаторна підстанція, що з'єднує вітропарк з високовольтною електромережею, може бути замаскована або захищена бетонним перекриттям, для того, щоб знищити вітропарк, знадобиться кілька атак. Початкова вартість вітропарку, обладнаного вітроенергетичними турбінами, що були у використанні, може бути на 30-40% нижчою, ніж у вітропарк, обладнаного новими турбінами, а це означає, що у разі атаки на вітропарк збитки будуть меншими. Таким чином, показник стійкості **середній**.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

Вітроенергетичні турбіни — це одні з найбільш конкурентоспроможних серед усіх доступних енергетичних технологій, якщо оцінювати їхній технічний термін експлуатації, і це стосується також вживаних турбін, які, як можна очікувати, демонструють показники LCOE, еквівалентні новим установкам. У короткостроковій перспективі, за умови виробництва електроенергії протягом лише двох зимових періодів, вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, вигідніші за нові через початкові інвестиційні витрати, але все одно витрати вищі, ніж, наприклад, у разі газових турбін або газових двигунів. Однак, показник LCOE за короткий період зимового виробництва є **високим**.

4.4.1.3. Оцінка характеристик наземних вітроенергетичних турбін

Таблиця 21: Вітроенергетика — матриця оцінювання характеристик для наземних вітроенергетичних турбін (МВт). Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]

Характеристики	3.а. Наземні вітроенергетичні турбіни, вітрові парки (>20 МВт)	3.а. Наземні вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, вітрові парки (>20 МВт)	3.а. Кластер наземних вітроелектростанцій (4,2-20 МВт)
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	50%	50%	50%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	785	553	901
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	38	35	42
P4 – Розподілена генерація	Помірна	Помірна	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту	Довго	Довго	Довго
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Швидко та легко	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Висока	Висока	Висока
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Середньострокова перспектива	Середньострокова перспектива	Середньострокова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна	Помірна	Помірна
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Помірні	Помірні	Помірні
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Помірна	Помірна	Помірна
P13 – Можливість маскуванню та укриття	Помірна	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний

Через їхню схожість кількісна характеристика охоплює великий наземний вітропарк (20-100 МВт), кластери наземних вітроенергетичних турбін (5-20 МВт) і вітроенергетичних турбін, що були у використанні, для наземного вітропарку великої потужності (20-100 МВт). Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств оцінюють в окремому розділі.

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

Карта вітрів показує, що наземні вітроенергетичні турбіни зазвичай виробляють однакову кількість електроенергії в зимовий і літній періоди, демонструючи коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП), що становить близько 40%. Очевидно, що виробництво залежить від конкретного місця розташування. Вищезазначений коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) свідчить про те, що вітроенергетичні турбіни встановлюють у центральній та південній частині України, де спостерігаються найкращі вітрові умови.

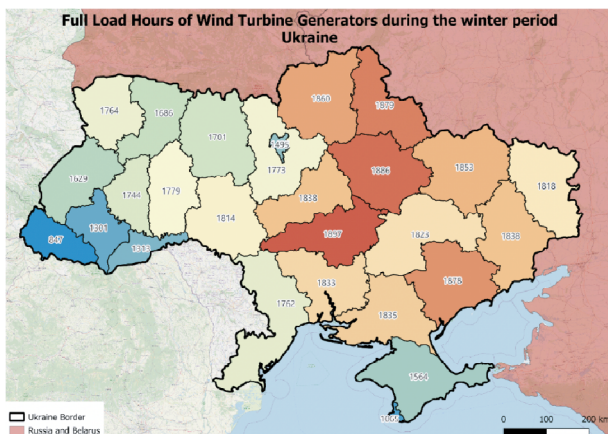


Рисунок 17: Очікуване виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України в зимовий період (який в цьому контексті визначається як жовтень-березень, загалом 4374 години)

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

Нормована вартість електроенергії протягом двох зимових періодів (перспектива надзвичайної ситуації) становить приблизно 810 євро/МВт·год для великого вітропарку (20-100 МВт) і дещо вища — близько 830 євро/МВт·год — для вітропарку потужністю до 20 МВт. Це значно вище, ніж для газових двигунів або газових турбін, витрати на які становлять близько 300-400 євро/МВт·год, але все ще значно нижче, ніж, наприклад, для сонячних електростанцій, акумуляторних батарей і певних технологій з використанням біомаси.

Нормована вартість електроенергії в зимовий період для вітроенергетичних турбін, що були у використанні, може бути приблизно на 30% нижчою, ніж для нових, через менші початкові капітальні витрати.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Великі наземні вітропарки (20-100 МВт) демонструють низьку LCOE протягом терміну експлуатації вітроенергетичних турбін, що становить щонайменше 25 років за відсутності непередбачуваних ситуацій, — близько 35 євро/МВт·год. Оскільки наслідки масштабування помірні, очікується, що LCOE вітроенергетичних турбін в менших кластерах потужністю до 20 МВт буде лише на 10% вищою.

Очікується, що LCOE вітроенергетичних турбін, що були у використанні, не матиме суттєвих відмінностей від нових турбін, оскільки нижчі початкові капітальні витрати компенсуються коротшим очікуваним терміном експлуатації та (потенційно) вищими витратами на експлуатацію та технічне обслуговування.

P4: Розподілена генерація (R)

Наземні вітроенергетичні турбіни розташовують на відносно великій території. Сучасні наземні вітроенергетичні турбіни мають встановлену потужність від 3 МВт до 6 МВт, і їх, як правило, розміщують на відстані від 300 до 500 метрів, залежно від розміру окремих турбін. Той факт, що вітроенергетичні турбіни розосереджені на великій території, робить їх менш вразливими до повітряних ударів з використанням ракет або безпілотних літальних апаратів та артилерійських обстрілів.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Розроблення наземного вітропарку, як правило, містить вісім етапів:

1. Пошук та оформлення земельних ділянок: цей етап передбачає визначення потенційних ділянок для вітропарку та отримання необхідних прав на землю від землевласників. Оскільки сучасні вітропарки займають велику територію з великою кількістю землевласників, це може бути досить складним завданням. Пошук також включає аналіз стану ґрунту. Загалом техніко-економічне обґрунтування, за винятком оцінювання вітрових ресурсів, займе близько 6 місяців.
2. Оцінювання вітрових ресурсів: цей етап передбачає вимірювання швидкості та напрямку вітру на ділянці для визначення потенційного виробництва енергії вітропарком. Вимірювання вітру може зайняти близько 1 року, щоб бути достатньо надійним. Українська вітроенергетична асоціація зазначає, що існує готовий електронний вітровий атлас, який охоплює наземні та морські вітри. Атлас розроблено у співпраці з Національною лабораторією з відновлюваної енергетики США (NREL), він базується на вимірюваннях на висоті 100-120 метрів. Атлас може замінити потребу у фізичних вимірюваннях на місці. Достатність цифрових оцінок часто залежить від конкретних умов, встановлених сторонами, які фінансують проєкт.
3. Дослідження з'єднання та передачі електроенергії: цей етап охоплює оцінювання пропускної здатності та доступності електромережі для приєднання вітропарку до енергосистеми.
4. Проєктування вітрової електростанції та отримання дозволів: цей етап охоплює проєктування розташування, розміру та кількості вітроенергетичних турбін, а також отримання всіх необхідних дозволів та погоджень від регуляторних органів. За оцінками Української вітроенергетичної асоціації, для великих вітропарків процес отримання екологічних дозволів займе близько трьох років. Це охоплює орнітологічні дослідження, дослідження кажанів, екологічні дослідження та геологічні дослідження. Вимоги до оцінки впливу на довкілля (ОВД) були дещо пом'якшені під час воєнного стану. Орнітологічні дослідження, однак, не змінилися, і тривають щонайменше один рік. Інші терміни, як-от громадські слухання, під час яких зацікавлені сторони можуть подавати свої зауваження до конкретного проєкту, були скорочені приблизно наполовину або на третину.
5. Договори купівлі-продажу електричної енергії: цей етап охоплює переговори про укладення договорів з електроенергетичною компанією або іншими покупцями на продаж електроенергії, виробленої вітропарком.
6. Фінансування: цей етап передбачає отримання фінансування від інвесторів або кредиторів для покриття витрат на розроблення, будівництво та експлуатацію вітропарку.
7. Закупівля: цей етап передбачає придбання або оренду всього потрібного обладнання, матеріалів і послуг для будівництва та експлуатації вітропарку. Термін постачання нових вітроенергетичних турбін зазвичай становить один рік, у деяких випадках – до двох років. На цьому етапі також укладають договори з місцевими будівельними компаніями на виконання будівельних робіт, облаштування доріг, будівельних майданчиків та електричної інфраструктури.

8. Будівництво та експлуатація: цей етап охоплює будівництво, випробування, введення в експлуатацію та експлуатацію вітропарку протягом усього терміну його експлуатації. За наявності досвідчених будівельних компаній вітропарк може бути побудований протягом 6 місяців.

Очікується, що процес будівництва вітропарку буде більш-менш однаковим, незалежно від розміру вітропарку і того, чи будуть використовуватися нові турбіни або турбіни, що були у використанні.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Термін постачання наземних вітроенергетичних турбін залежить від виробника, моделі та обсягу замовлення. Він може становити від шести місяців до двох років.

Однак варто зазначити, що вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, можуть бути поставлені в найкоротші терміни. Вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, як правило, мають вік близько 8-10 років і потужність близько 3-4 МВт. Існує розвинений ринок вітроенергетичних турбін, що були у використанні, і вважається можливим придбати щонайменше 100 МВт вітроенергетичних потужностей, що були у використанні, з Європи.

Українські учасники вітроенергетичної галузі висловлюють занепокоєння щодо використання вітроенергетичних турбін, що були у використанні, з різних причин: потенційно дорожчі запасні частини, надійність турбін, брак знань про те, як обслуговувати старі турбіни. Тому важливо, щоби будь-які вітроенергетичні турбіни, які були у використанні, що продаються на українському ринку, постачалися з довгостроковими гарантіями або договорами на обслуговування.

Загальний час, потрібний для реалізації проекту, залежить від багатьох факторів, як-от розмір, складність, доступ до мережі, регуляторні процедури тощо. Реалізація типового проекту у сфері відновлюваної енергетики, як-от наземний вітропарк, може зайняти від трьох до п'яти років з моменту планування до початку експлуатації.

За найкращою оцінкою, розроблення проекту з нуля в Україні займе щонайменше два роки, навіть якщо будуть використовуватися вітроенергетичні турбіни, що були у використанні, буде доступне електронне вимірювання швидкості вітру та проект може бути звільнений від тривалого процесу оцінювання впливу на довкілля. За менш сприятливих умов увесь процес може зайняти до п'яти років.

За можливості відновити проекти вітропарків, які вже перебувають у процесі реалізації, але були закриті або законсервовані через війну, це могло б пришвидшити реалізацію проекту.

Розмір вітропарку, незалежно від того, чи йдеться про невеликий кластер вітроенергетичних турбін потужністю до 20 МВт, чи про великий парк потужністю до 100 МВт, сам по собі має обмежений вплив на час реалізації проекту. Однак, можливо, буде простіше розміщувати менші проекти в місцях, де екологічні та правові умови для отримання дозволів більш сприятливі.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Транспортування наземних вітроенергетичних турбін вимагає спеціальних транспортних засобів, обладнання та маршрутів. Логістична та транспортна інфраструктура в Україні може створювати певні складнощі для розвитку відновлюваної енергетики через поганий стан доріг у деяких районах, пошкодження портів і кранів, а також ризики для безпеки в зонах бойових дій. Транспортування через Польщу можливе автомобільним транспортом, але є складним через необхідність перевозити дорогі та великогабаритні компоненти. Однак ближче до центральної частини України, питання ускладнюється. Існує приклад української компанії, яка під час війни зуміла перевезти всі вітроенергетичні турбіни через Польщу.

Порти були сильно пошкоджені, і перевезення, які раніше здійснювалися через Данію та Німеччину і далі через Чорне море, стали майже неможливими.

Забезпечення доступу до належної транспортної інфраструктури може бути критично важливою характеристикою в процесі визначення місць для вітропарків.

Інфраструктура зв'язку (бажано через оптичні волокна) необхідна для управління вітроенергетичними турбінами на відстані.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Менше одного року. За наявності досвідчених будівельних компаній вітропарк великої потужності (20-100 МВт) може бути побудований протягом 6 місяців.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

Будівництво проєктів відновлюваної енергетики, як-от наземних вітропарків, потребує кваліфікованого персоналу в різних сферах, як-от інжиніринг, проєктний менеджмент, закупівлі, встановлення, введення в експлуатацію, контроль якості, охорона здоров'я та безпека, охорона навколишнього середовища. Базуючись на попередньому досвіді встановлення близько 1,17 ГВт вітроенергетичних потужностей, очікується, що кваліфікований персонал є доступним. Під час війни в Україні було побудовано три вітропарки.

До війни сталь для веж можна було виробляти в Маріуполі, але це, очевидно, більше не можливо, і тому ці компоненти доводиться постачати з інших країн, наприклад, з Туреччини, Польщі або інших країн.

P10: Здатність до балансування електромережі (R)

Інтеграція джерел відновлюваної енергії, як-от наземні вітрові електростанції, в електромережу вимагає наявності належних ліній електропередачі та розподільних ліній, підстанцій, балансування та допоміжних послуг, а також технологій «smart grid» (розумна мережа). Інфраструктура електромереж в Україні під час війни зазнає атак ракет і безпілотних літальних апаратів з боку росії. За даними «Укренерго», вітроенергетичні турбіни порівняно легко інтегрувати в електромережу, оскільки турбіни розосереджені по всій Україні та зазвичай виробляють електроенергію протягом декількох днів поспіль.

Вітроенергетичні турбіни можуть сприяти безпеці енергопостачання на регіональному рівні під час масових відключень електроенергії, коли виходять з ладу критично важливі об'єкти передавальної інфраструктури та/або електростанції. У грудні 2022 року, коли сталося відключення електроенергії, частина Одеської області була забезпечена електроенергією завдяки роботі трьох вітрових електростанцій.

У деяких регіонах спостерігається профіцит електроенергії, тобто, попри війну, електричних потужностей більше, ніж потрібно. Тому стан електромережі варто враховувати як критерій у локалізації нових вітропарків.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Електромережа вважається достатньо надійною для інтеграції наземної вітроенергетики, а також існує досить багато потенційних майданчиків для розміщення вітроелектростанцій розташованих на прийнятній відстані від мережі. Це гарантує, що вітроенергетичні проєкти не мають зіткнутися з надмірними проблемами під час приєднання до мережі.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Для експлуатації та технічного обслуговування проєктів відновлюваної енергетики, як-от наземні вітропарки, потрібен кваліфікований персонал у різних сферах, як-от моніторинг, усунення несправностей, ремонт, перевірка, випробування, очищення, оптимізація тощо. Наявність кваліфікованого персоналу в Україні може бути обмежена такими факторами, як відсутність навчальних програм або міграція

кваліфікованих працівників. Базуючись на попередньому досвіді встановлення близько 1,7 ГВт вітроенергетичних потужностей, очікується, що кваліфікований персонал є доступним. До Української вітроенергетичної асоціації входять дві сервісні компанії: Firewind та Enerproof.

P13: Можливість маскування та укриття (R)

Неможливо замаскувати або укрити окремі наземні вітроенергетичні турбіни через їхні розміри, але можна захистити критичні компоненти, як-от трансформаторні підстанції, огородивши їх парканами та/або розмістивши під землею в бункерах або захистивши бетонними накриттями.

На карті нижче наведено потенційні дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД). Виявляється, що значна частина України, за винятком центральної та південно-східної частини, знаходиться в межах досяжності балістичних ракет малої дальності, і навіть у цих регіонах енергетична інфраструктура може бути потенційно уражена безпілотними літальними апаратами або ракетами великої дальності. На карті також показано, що регіони в центральній Україні, які щонайменше піддаються ризику ураження російською артилерією або ракетами, демонструють високий потенціал виробництва електроенергії в зимовий період.

Ризик, пов'язаний з експлуатацією, майже повністю пов'язаний з ризиком російських атак на об'єкти. Через розосередженість енергетичних активів ці ризики вважаються досить низькими, з урахуванням також того, що до цього часу лише близько 10 вітроенергетичних турбін зазнали пошкодження внаслідок війни. Трансформаторні підстанції демонструють хороші можливості для захисту за допомогою укриття та маскування.

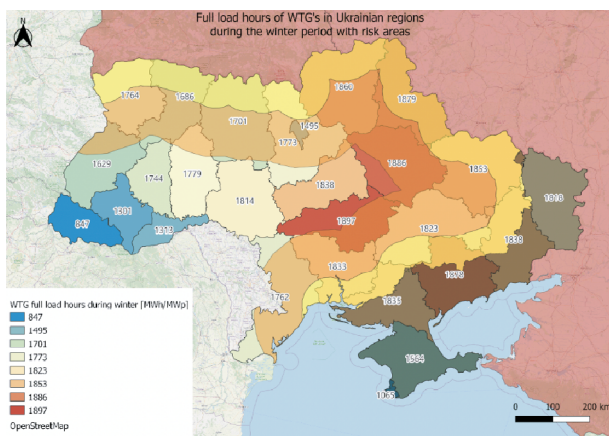


Рисунок 18: Очікуване виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт-год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України в зимовий період (який у цьому контексті визначається як жовтень-березень, загалом 4374 години) разом із зазначенням дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності.

P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Не актуальний ризик для вітроенергетичних турбін.

P15: Час відновлення

Час відновлення вітрових турбін класифікується як середній. Залежно від ступеня пошкодження, турбіни можна ефективно відремонтувати за допомогою відповідного обладнання та кваліфікованих техніків. Запасні частини зазвичай доставляються відносно швидко. У випадках, коли треба встановити нову вітрову турбіну, значну частину процесу планування можна оминати, що пришвидшує процес відновлення.

4.4.1.4. Додаткова інформація щодо конкретних технологій, отримана з опитувань

Іноземні інвестори, як-от МБРР (Міжнародний банк реконструкції та розвитку) і МФК (Міжнародна фінансова корпорація), заявили, що готові інвестувати під час війни, але за однієї умови. Вони будуть інвестувати та надавати кредити виключно іноземним компаніям, оскільки з іноземними компаніями легше застрахувати будь-які ризики. Крім того, вони очікують підтримки від уряду України в розробленні проєктів, а також створення страхового фонду, який би покривав військові ризики.

Іноземні девелопери у сфері відновлюваної енергетики припускають, що швидкий розвиток ВЕС можна було б забезпечити, якби держава надавала ділянки та дозволи на будівництво шляхом експропріації або добровільних домовленостей із землевласниками.

Українська вітроенергетична асоціація стверджує, що політика Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), особливо щодо покладання відповідальності за небаланси на всіх виробників електроенергії з відновлюваних джерел потужністю понад 1 МВт, ускладнює розвиток не лише вітроенергетики, але й сонячної енергетики.

4.4.2. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств

4.4.2.1. Стислий опис технології

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств мають встановлену потужність 0,5-50 кВт, з площею маху ротора, яка менше або дорівнює 200 м² та максимальною висотою 25 м, і виробляють електроенергію з напругою нижче 1 000 В змінного струму або 1 500 В постійного струму.

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств зазвичай встановлюють поблизу будинків у житлових районах. Українське законодавство дозволяє встановлювати вітроенергетичні турбіни для домогосподарств потужністю до 50 кВт¹⁹ у приватних домогосподарствах. Для правильного розміщення вітроенергетичних турбін для домогосподарств важливо дотримуватися відповідної відстані до найближчих сусідніх домогосподарств. Вітроенергетичні турбіни малої потужності можуть створювати помітний шум через швидке обертання та високу робочу швидкість.

Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) вітроенергетичних турбін малої потужності сильно варіюється залежно від місцевих умов. Вітроенергетичні турбіни часто розташовані близько до будівель і дерев, що зменшує річний виробіток енергії від вітроенергетичних турбін через турбулентність, спричинену будівлями та деревами. Питома вихідна потужність, як і для великих вітроенергетичних турбін, залежить від коефіцієнта потужності та висоти маточини. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств можуть використовувати вироблену електроенергію для внутрішнього споживання, на додаток до постачання електроенергії в загальну мережу.

Аналіз мікро- та міні-вітрових турбін показує, що інші технології є більш економічно доцільними, і тому це не було б кращим рішенням з суто економічного погляду.

¹⁹ https://saee.gov.ua/sites/default/files/El_wind_en_0.pdf



Рисунок 19: Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств ANTARIS потужністю 2,5 кВт

4.4.2.2. Критерії оцінки вітроенергетичних турбін для домогосподарств

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)

Таблиця 22: Вітроенергетика — матриця оцінювання критеріїв для вітроенергетичних турбін для домогосподарств

Оцінка за критеріями	З.с. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)
Вплив зими	WW
Швидкість впровадження	QQQ
Стійкість	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C
Загальна оцінка (1-3)	1,9
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,4

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств зможуть забезпечувати електроенергією окремі домогосподарства та енергосистему в зимовий період. Виробництво залежить від погодних умов, згідно з проаналізованими даними по Україні 51% годин роботи на повному навантаженні припадає на холодний період (див. Рисунок 17), що свідчить про те, що вітроенергетичні турбіни підтримують відносно стабільний рівень виробництва електроенергії протягом усього року.

Швидкість впровадження

За оцінками, весь процес від початкового етапу планування до введення в експлуатацію вітроенергетичної турбіни для домогосподарств в Україні може зайняти приблизно чотири-п'ять місяців.

Планування та будівництво вітроенергетичних турбін для домогосподарств в Україні передбачає відносно короткий і менш складний регуляторний процес у порівнянні з великими наземними установками. Очікується, що постачання компонентів буде найбільш тривалим і займе приблизно три місяці.

Після прибуття на майданчик монтаж обладнання займає близько 1-2 місяців і передбачає використання важкої техніки, як-от екскаватори та крани. Після закладання фундаменту треба зачекати 2-6 тижнів, поки бетонна основа затвердіє. Сам процес встановлення, включно з монтажем вежі, генератора, лопатей та панелі управління, займає до двох днів. На етапах встановлення та введення в експлуатацію потрібен кваліфікований персонал зі спеціалізованої компанії.

Деякі дуже малі вітроенергетичні турбіни потужністю <10 кВт призначені для встановлення на будівлях — це не вимагатиме часу на закладання фундаменту, що значно скоротить час монтажу (на 2-6 тижнів).

Стійкість

Вітроенергетична турбіна для домогосподарств може вважатися менш вірогідною мішенню для потенційних загроз, як-от російські удари, з огляду на її менший розмір. Подібно до дахових сонячних електростанцій, ці вітроенергетичні турбіни мають переваги з погляду розташування та розподілу. Розміщені поблизу точок попиту, вони зменшують залежність від мережі, тим самим знижуючи ризики, пов'язані з потенційною втратою енергетичних потужностей. Крім того, локалізоване виробництво електроенергії поблизу споживача зменшує потребу в передачі електроенергії на довгі відстані, що сприяє підвищенню енергетичної безпеки.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

За два зимові періоди, з погляду аварійних ситуацій, нормована вартість електроенергії для вітроенергетичних турбін для домогосподарств становить приблизно 2 600 євро/МВт·год, що значно вище, ніж у великих наземних вітроенергетичних турбін, але співвимірно з даховими сонячними електростанціями для житлових будинків. З погляду терміну експлуатації (20 років), LCOE становить близько 170 євро/МВт·год для вітроенергетичних турбін для домогосподарств, що вважається **середньо-високим** показником порівняно з альтернативами, розглянутими в цьому каталозі технологій.

4.4.2.3. Оцінка характеристик вітроенергетичних турбін для домогосподарств

Отже, вітроенергетичні турбіни для домогосподарств в Україні забезпечують стабільне виробництво електроенергії, мають переваги в розподілі та регуляторних процесах. Завдяки меншому розміру вони також можуть підвищити стійкість до потенційних загроз. Нормована вартість електроенергії за два зимові періоди становить близько 2 800 євро/МВт·год, що більш ніж втричі перевищує вартість МВт·год більших наземних вітроенергетичних турбін, але є порівнянною з даховими сонячними електростанціями для житлових будинків. За весь термін експлуатації нормована вартість електроенергії, яку виробляють вітроенергетичні турбіни для домогосподарств, становить близько 180 євро/МВт·год.

Таблиця 23: Вітроенергетика — матриця оцінювання характеристик для наземних вітроенергетичних турбін для домогосподарств (кВт). Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]

Характеристики	3.с. Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств (<100 кВт)
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	50%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	2 628
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	167
P4 – Розподілена генерація	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Швидко та легко
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Швидко та легко
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Швидко та легко
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька
P13 – Можливість маскуванню та укриття	Висока
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Швидко та легко

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

Згідно з проаналізованими даними по Україні, 51% годин роботи на повному навантаженні припадає на холодний період (див. Рисунок 17). Це вказує на те, що вітроенергетичні турбіни підтримують відносно стабільний рівень виробництва електроенергії, незалежно від сезону.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

Нормована вартість виробництва електроенергії за два зимові періоди (перспектива надзвичайної ситуації) становить близько 2 800 євро/МВт·год для вітроенергетичної турбіни для домогосподарств. Це значно вище, ніж для більших наземних вітроенергетичних турбін. Вартість знаходиться приблизно на тому ж рівні, що і для дахових сонячних електростанцій для житлових будинків.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств демонструють середню LCOE близько 180 євро/МВт·год протягом терміну експлуатації, який за відсутності непередбачуваних подій становить щонайменше 20 років.

P4: Розподілена генерація (R)

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств мають такі ж переваги щодо розташування та розподілу, як і дахові сонячні електростанції. Установки, розташовані поблизу місця споживання, пропонують перевагу зменшення залежності від мережі передачі, тим самим зменшуючи ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Крім того, локальне виробництво електроенергії безпосередньо на об'єкті кінцевого споживача зменшує потребу в масштабній передачі електроенергії, що, своєю чергою, підвищує енергетичну безпеку.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Варто зазначити, що регуляторний процес для вітроенергетичних турбін для домогосподарств часто коротший і менш складний, ніж для великих наземних вітроенергетичних турбін. В Україні також легше отримати дозвіл на встановлення вживаних побутових (для домогосподарств) вітротурбін, оскільки для них не потрібно проходити такий тривалий процес розроблення проєкту, як для великих вітроенергетичних установок.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

За оцінками, час постачання вітроенергетичних турбін для домогосподарств в Україні становить близько трьох місяців. До війни сталь для веж можна було виробляти в Маріуполі, але це більше неможливо, і тому ці компоненти доводиться постачати з інших країн, наприклад, з Туреччини, Польщі тощо.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Важливо, щоб до місця встановлення був забезпечений хороший доступ для вантажівки, тобто широка дорога з достатньою несучою здатністю.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Тривалість монтажу вітрової турбіни для домогосподарства становить приблизно 1-2 місяці. Процес встановлення вітроенергетичних турбін може вимагати використання важкої техніки, як-от екскаватор і кран, залежно від розміру та типу установки. Крім того, зазвичай треба зачекати 2-6 тижнів після закладання фундаменту, щоб дати бетонній основі затвердіти. Вітроенергетичну турбіну встановлюють після того, як затвердіє фундамент. Вежу, генератор, лопаті та панель управління доставляють і монтують, після чого вітрову електростанцію вводять в експлуатацію. Роботи зі встановлення можуть зайняти до двох днів.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

Встановлення вітроенергетичної турбіни для домогосподарств потребує залучення спеціалізованої компанії для виконання робіт зі встановлення та введення в експлуатацію.

P10: Здатність до балансування електромережі (/вимоги) (R)

Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств, так само як і потужніші турбіни, можуть використовуватися для зниження генерації, коли вітряні турбіни вимикаються, якщо в електромережі спостерігається надлишок потужності та виникає потреба у зниженні. Якщо погодні умови дозволяють виробляти електроенергію, вітроенергетичні турбіни з режиму зниження генерації можна відносно легко перевести в режим підвищення генерації.

Вітроенергетичні турбіни також можуть сприяти безпеці енергопостачання під час масових відключень електроенергії, коли виходять з ладу критично важливі об'єкти передавальної інфраструктури та/або електростанції.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Вважається, що електромережа достатньо надійна для інтеграції обсягів енергії, що постачається вітроенергетичними турбінами для домогосподарств.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Регулярне обслуговування, ремонт і технічне обслуговування всіх вітроенергетичних турбін необхідні для запобігання будь-яких потенційних загроз безпеці та добробуту людей і тварин. Обслуговування вітроенергетичних турбін має проводитися уповноваженим або сертифікованим постачальником послуг.

P13: Можливість маскуванню та укриття (R)

Неможливо замаскувати або укрити окремі наземні вітроенергетичні турбіни через їхні розміри, але можна захистити критичні компоненти, як-от трансформаторні підстанції, огородивши їх парканами та/або розмістивши під землею в бункерах або захистивши бетонними накриттями. Вітроенергетична турбіна для домогосподарств може вважатися менш вірогідною ціллю для потенційних загроз, як-от російські удари, з огляду на її менший розмір.

P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Не актуальний ризик для вітроенергетичних турбін.

P15: Час відновлення

Час відновлення вітрових турбін класифікується як **середній**. Залежно від ступеня пошкодження, турбіни можна ефективно відремонтувати за допомогою відповідного обладнання та кваліфікованих техніків. Запасні частини зазвичай доставляються відносно швидко. У випадках, коли треба встановити нову вітрову турбіну, значну частину процесу планування можна оминати, що пришвидшує процес відновлення.



АКУМУЛЯТОРНІ БАТАРЕЇ

Виробництво в
зимовий період



Технологічна
стійкість



Technology
resilience



Нормована
вартість
електроенергії



Загальна оцінка:



Загальна оцінка
без урахування вартості:



4.5. Акумуляторні батареї

Рейтинг на першій сторінці показує оцінку технології, яка отримала найвищий загальний бал серед підтипів технологій, зазначених у розділі. Чим більше піктограм — тим вища ефективність²⁰. Серед літій-іонних акумуляторних батарей найкращий результат мають акумуляторні батареї для громад. Оцінки для всіх підтипів технологій наведені в таблиці нижче.

Таблиця 24: Акумуляторні батареї — загальна матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	5.a. Літій-іонні акумуляторні системи для комунальних підприємств	5.b. Літій-іонні акумуляторні батареї для громад
Вплив зими	WWW	WWW
Швидкість впровадження	QQ	QQQ
Стійкість	RR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C	C
Загальна оцінка (1-3)	1,9	2,0
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,4	2,6

У цьому розділі розглядаються літій-іонні акумуляторні батареї (LIB) з двома різними потужностями:

- ▶ Акумуляторні батареї мережевого рівня (потужність приблизно від 1 до 150 МВт, накопичення енергії від 2 до 500 МВт·год)
- ▶ Акумуляторні батареї для громад (потужність приблизно 40-1 000 кВт, зберігання енергії 40-2 000 кВт·год)

Зі збільшенням частки відновлюваної енергії в енергосистемах зростає роль накопичення електроенергії. Акумуляторні батареї також можуть бути доречними як сховища розподіленої електроенергії в місцях, особливо там, де немає доступу до наявних гідроакумулюючих електростанцій. Попит може бути задоволений шляхом використання гідроакумулюючих станцій²¹, які вже доступні в Україні.

Крім того, за останні роки вартість акумуляторних батарей помітно знизилася. Особливо це стосується певних типів літій-іонних акумуляторних батарей. Літій-іонні акумуляторні батареї (LIB) повністю переважали на ринку рішень для мережевого зберігання енергії протягом останніх 6-9 років і, схоже, залишаться такими в найближчий період. З цієї причини цей розділ присвячено літій-іонним акумуляторним батареям.

Стислий опис технології

Типова літій-іонна акумуляторна батарея має графітовий анод, катод з металевого оксиду літію та електроліт, який може бути рідким або (напів)твердим. Літій-іонну акумуляторну батарею зазвичай постачають у вигляді пакетів циліндричних елементів, і її питома енергія може досягати 300 Вт·год/кг. Площа для встановлення акумуляторної батареї становила близько 5 м²/МВт·год.

²⁰ Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

²¹ Наприклад, гідроелектростанції з греблями, включно з можливостями перекачування води з нижчих водосховищ до вищих.

Потенційне застосування акумуляторних батарей в електроенергетичних системах дуже широке — від підтримки слабких розподільчих мереж, наприклад, за допомогою регулювання частоти та запуску з повністю знеструмленого стану, до надання оптових енергетичних послуг або автономних рішень.

Щоб зрозуміти, які послуги акумуляторні батареї можуть надавати енергосистемі, Rocky Mountain Institute провів метадослідження [2] чинних оцінок вартості для енергосистеми та споживачів, проаналізувавши шість академічних та галузевих джерел. Результати дослідження показали, що накопичувачі енергії можуть надавати тринадцять загальних послуг електроенергетичній системі (див. Рисунок 20). Ці послуги та цінність, яку вони створюють, зазвичай надходять до однієї з трьох груп зацікавлених сторін: споживачів, комунальних компаній або незалежних системних операторів/ регіональних організацій з передачі електроенергії (ISO/RTO).

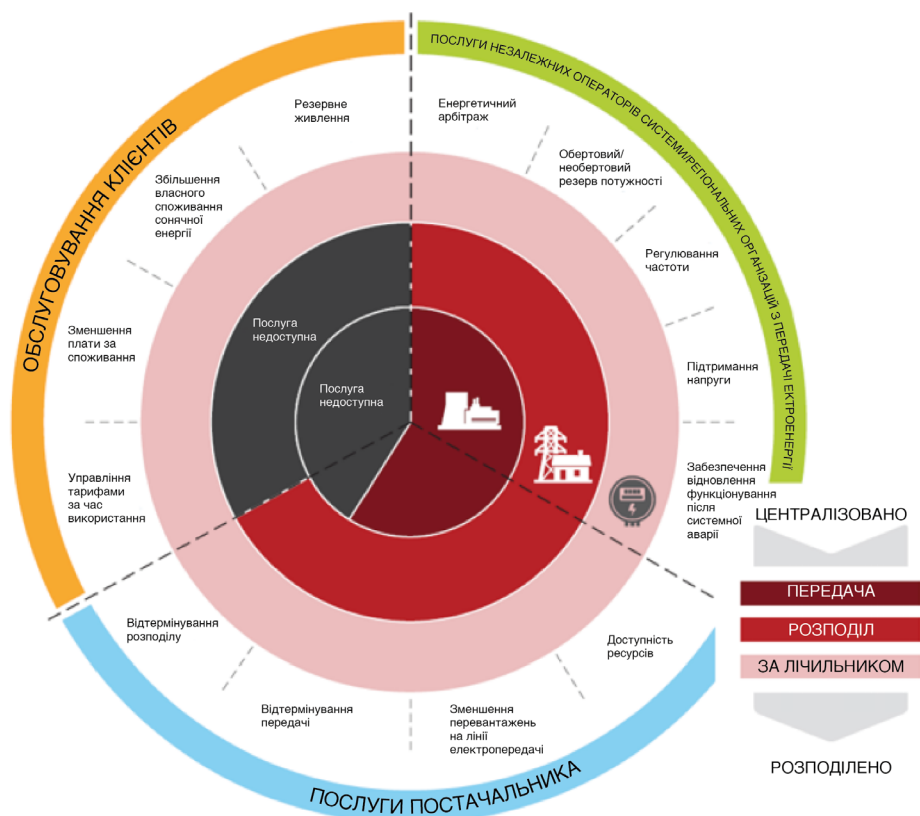


Рисунок 20: Послуги, які літій-іонні акумуляторні батареї можуть надавати різним групам заінтересованих сторін

У цьому описі технологічного рішення основна увага приділяється акумуляторним батареям для надання оптових енергетичних послуг і послуг з управління енергоспоживанням споживачів, тобто перенесення часу на кілька годин (арбітраж) — наприклад, перенесення фотоелектричної (сонячної) генерації з денних на нічні години — забезпечення пікової потужності, управління попитом, надійність та якість електроенергії.

Щоб повною мірою скористатися перевагами накопичення електроенергії в мережі за допомогою літій-іонних акумуляторних батарей, рекомендується впроваджувати стратегії диспетчеризації з частими інтервалами, наприклад, погодинне або 15-хвилинне планування, щоб отримати повну вигоду від акумуляторних батарей.

Швидкість заряджання та розряджання літій-іонної акумуляторної батареї часто вимірюють за допомогою показника C, тобто максимальної ємності, яку може видати акумуляторна батарея відносно її енергоемності. Наприклад, якщо акумуляторну батарею можна повністю розрядити за 20 хвилин,

1 годину або 2 години, то вона має швидкість розряду 3C, C або C/2 відповідно. Експлуатація з вищими показниками максимальної ємності, ніж зазначено на акумуляторній батареї, можлива, але це призведе до швидшого руйнування матеріалів елементів. Літій-іонна акумуляторна батарея не зазнає впливу ефекту пам'яті (ефект поступової втрати максимальної енергоємності акумуляторних батарей, якщо їх багаторазово перезаряджати після часткового розрядження) і може використовуватися для змінної глибини розряду в коротких циклах без втрати ємності. Співвідношення між ємністю акумуляторної батареї (в МВт·год) і потужністю завантаження/розвантаження (у МВт) може бути налаштоване відповідно до потреб системи та для отримання кращого економічного обґрунтування.

Термін експлуатації акумуляторних батарей вимірюється загальною кількістю циклів, які вони пройшли за весь термін експлуатації. На сьогодні найкращі літій-іонні акумулятори зазвичай витримують близько 10 000-15 000 циклів заряджання/розрядження при глибині розряду (DoD) 60-80%.

Очікується, що акумуляторні батареї заряджатимуться електроенергією, що виробляється атомними електростанціями, оскільки такі типи електростанцій забезпечують постійне базове навантаження, що під час надзвичайної ситуації в Україні дозволяє заряджати акумуляторні батареї в періоди низького попиту, а потім розряджати їх у періоди високого попиту або у разі аварій. Крім того, наразі фотоелектричні системи та вітроенергетичні турбіни не так поширені в електросистемі України, тому більша частина електроенергії буде доступна через атомні електростанції. У результаті цього припущення очікується, що вартість заряджання буде відповідати вартості палива для атомної електростанції, а також враховуватиме ефективність циклу заряджання-розрядження батареї. Як варіант, можна використовувати акумулятори для реагування на надзвичайні ситуації та зменшення пікових навантажень. Акумулятори можна заряджати, коли ціни на електроенергію низькі, і розряджати, коли ціни на електроенергію високі, що змінює використання та економічну концепцію акумуляторів. Крім того, акумулятори можна використовувати для компенсації потужності на ринку допоміжних послуг. Крім того, акумулятори можна використовувати разом із фотоелектричними системами або вітроенергетичними турбінами для перенесення розподілу електроенергії на більш вигідні години, коли ефект канібалізації зменшується, а отже, ціни зростають. Щоб врахувати ці два окремі способи розрахунку ціни заряджання, ціна заряджання за повний термін служби батарей буде розрахована з використанням ціни на ядерне паливо та коефіцієнта корисної дії в обох напрямках протягом перших 5 років та чверті ціни на ядерну енергетику протягом решти 15 років, і передбачається, що ціни на відновлювані джерела енергії будуть нижчими за ціни на ядерну енергетику.

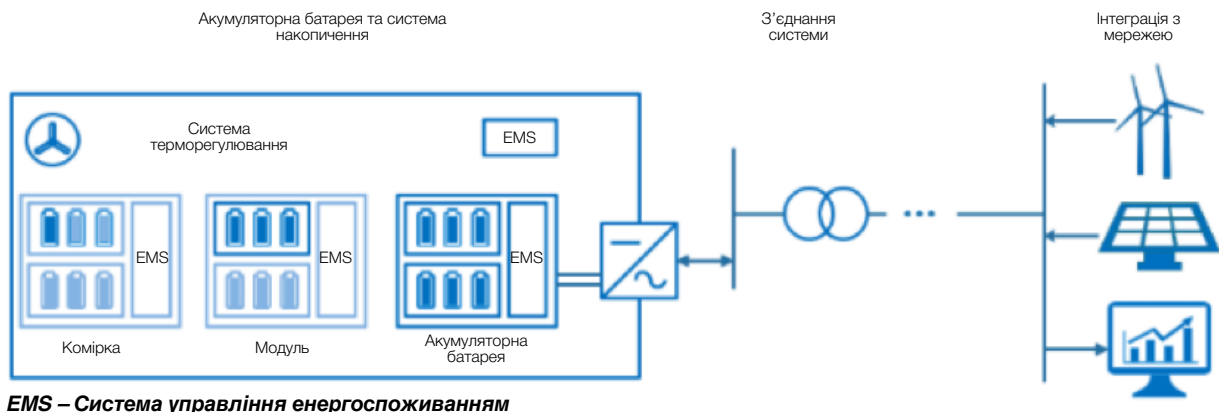
4.5.1. Мережеві акумуляторні батареї

4.5.1.1. Стислий опис технології

Мережеві акумуляторні батареї — це тип технологічного рішення для накопичення енергії, що дозволяє накопичувати великі обсяги електроенергії для подальшого використання. Вони можуть допомогти збалансувати попит і пропозицію електроенергії, особливо в умовах високого рівня впровадження відновлюваних джерел енергії, як-от вітру та сонця, які мінливі та непостійні. Мережеві акумуляторні батареї також можуть забезпечити інші переваги для енергосистеми, як-от регулювання частоти, підтримка напруги, згладження пікових навантажень і можливість пуску установки з повністю знеструмленого стану.

Схематичний огляд системи акумуляторних батарей та її приєднання до мережі наведено на Рисунку 21. Система терморегулювання (TMS) контролює температуру в акумуляторних батареях, щоб запобігти перегріванню та тепловому пробою. Система управління енергоспоживанням регулює обмін енергією з мережею. Силова електроніка (інвертори) перетворює постійний струм на змінний перед подачею

електроенергії в мережу. У деяких випадках (високовольтні мережі) для подачі електроенергії в мережу може знадобитися трансформатор.



EMS – Система управління енергоспоживанням

Рисунок 21: Схематичне зображення мережевої акумуляторної системи накопичення енергії

4.5.1.2. Оцінка критеріїв літій-іонних акумуляторних батарей для комунальних підприємств

Таблиця 25: Літій-іонні акумуляторні батареї для комунальних підприємств — матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	5.а. Літій-іонні акумуляторні системи для комунальних підприємств
Вплив зими	WWW
Швидкість впровадження	QQ
Стійкість	RR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C
Загальна оцінка (1-3)	1,9
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,4

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Літій-іонні акумуляторні батареї придатні для накопичення електроенергії в усі пори року. У системах зі змінними відновлюваними джерелами енергії (VRE), літій-іонна акумуляторна батарея — це ефективне технологічне рішення для забезпечення стабільності, оскільки вона може забезпечити повну потужність за лічені секунди. Однак ефективність акумуляторних батарей знижується за низьких температур, особливо за температури нижче 0°C. Акумуляторні батареї можуть мати проблеми з початком заряджання або розряджання за низьких температур. Крім того, літій-іонні акумуляторні батареї не придатні для накопичення протягом тривалого часу, наприклад, протягом декількох тижнів, оскільки рівень саморозряду відносно високий, а отже, не підходять для сезонної зміни виробництва енергії через відносно високу швидкість саморозряджання і високу вартість накопичувача.

Швидкість впровадження

На швидкість впровадження акумуляторних батарей в Україні впливає кілька факторів, як-от час постачання, тривалість монтажу, логістика та вимоги до знань. Час постачання акумуляторних батарей становить щонайменше шість місяців. Для дуже великих систем (100 МВт) термін постачання може збільшитися до 1-2 років. Логістика транспортування акумуляторних батарей в Україну може бути складною, оскільки постачальники здійснюють постачання лише до Польщі або Румунії, а покупець має спланувати перевезення звідти в Україну. Однак акумуляторні батареї розраховані на транспортування – вони важкі, але можуть перевозитися в контейнерах.

Термін технічного встановлення акумуляторних батарей в Україні становить близько 13 тижнів, залежно від складності приєднання до електричної системи. Час встановлення також залежить від функцій акумуляторної батареї, наприклад, від того, чи має вона бути здатною перезапустити систему у випадку системної аварії. Впровадження акумуляторних батарей в Україні вимагає наявності інженера-електрика.

Загалом це призводить до періоду впровадження понад рік для систем потужністю приблизно 20 МВт. Очікується, що більші системи матимуть довший час постачання, що збільшує час впровадження.

Стійкість

Використання систем акумуляторних батарей ефективно для забезпечення стабільності електропостачання. У ситуаціях, коли пошкоджена електромережа або суттєво знижене виробництво електроенергії, акумуляторні батареї можуть ненадовго виконувати функцію резерву, оскільки вони можуть забезпечити повну потужність протягом декількох секунд. Однак в умовах війни акумуляторні батареї, як і інша енергетична інфраструктура, вразливі. На відміну від вітроенергетичних установок, великі акумуляторні батареї є легшими цілями, оскільки це один блок відносно великого розміру.

Однак компактність акумуляторних батарей також означає, що вони потенційно можуть бути замасковані або захищені декількома шарами бетону.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

За прогнозами, протягом двох років, з урахуванням сценарію надзвичайної ситуації, нормована вартість електроенергії (LCOE) для акумуляторних батарей становитиме 2 025 євро/МВт·год, що порівняно вище, ніж у деяких інших технологіях, але нижче, ніж, наприклад, у сонячних електростанцій.

З погляду терміну експлуатації, LCOE для акумуляторних батарей у 264 євро/МВт·год вважається помітно високою, якщо порівнювати її з низкою альтернатив, розглянутих у цьому каталозі технологій.

Хоча вартість акумуляторних батарей значно знизилася за останні роки завдяки збільшенню обсягів виробництва електромобілів, перебої на ринку та конкуренція з боку виробників електромобілів призвели до зростання цін на ключові корисні копалини, що використовуються у виробництві акумуляторних батарей, зокрема, на літій. Сьогодні стає очевидним, що подальше зниження витрат залежить не лише від технологічних інновацій, а й від цін на корисні копалини для акумуляторних батарей.

4.5.2. Акумуляторні батареї для громад

4.5.2.1. Стислий опис технології

Акумуляторна батарея для громад — це спільна система зберігання енергії, яка зберігає надлишок енергії, виробленої з місцевих відновлюваних джерел, як-от сонячні панелі; це дозволяє як цьому району, так і ширшій громаді отримати доступ до численних переваг, які можуть забезпечити батареї. Зазвичай вона містить великий акумуляторний блок, інвертор та систему керування. Налаштування передбачає приєднання акумулятора до місцевої мережі, що дозволяє йому накопичувати та розподіляти енергію за потреби. Це допомагає стабілізувати мережу, знизити витрати на енергію та розширити використання відновлюваної енергії в громаді.

Системи накопичення енергії з використанням акумуляторних батарей можуть мати різноманітне застосування й, відповідно, можуть бути встановлені в різних обсягах і на різних рівнях напруги (див. Рисунок 20). Архітектура акумуляторної системи накопичення енергії в кінцевому підсумку спільна для всіх типів використання, з незначними відмінностями залежно від конкретного застосування. В автономних і мікромережах витрати на приєднання до мережі зменшуються повністю або частково.

Акумуляторні батареї для громад можна встановлювати двома основними способами: перед лічильником та за ним. У цьому контексті ми розглядаємо лише конфігурацію перед лічильником, тоді як при встановленні на стороні окремого споживача він розглядається як домашній акумулятор, що не забезпечує тих самих переваг для громади/розподільчої мережі.

При встановленні перед лічильником ці акумулятори приєднуються безпосередньо до електричної мережі, зовні окремих будинків або об'єктів нерухомості. Вони діють як центральний накопичувач для громади, зберігаючи надлишок енергії, що виробляється з місцевих відновлюваних джерел, як-от сонячні панелі на дахах. Цю енергію потім можна розподіляти назад у мережу в години пікового навантаження. Така конфігурація допомагає стабілізувати мережу, знижує витрати на енергію та максимізує використання відновлюваної енергії. Вона також підтримує надійність мережі та може забезпечити резервне живлення під час перебоїв.

Промислові підприємства та домогосподарства можуть встановлювати акумуляторні батареї за лічильником, щоб змінити власну криву навантаження та інтегрувати розподілену генерацію, наприклад, дахові сонячні електростанції або промислові сонячні електростанції. Основними перевагами такого встановлення є більша енергетична незалежність, потенційна економія коштів на рахунках за електроенергію та підвищена енергетична безпека для окремого споживача, що пов'язано з економією на роздрібних тарифах, зниженням пікових тарифів, надійністю та якістю постачання.

Акумуляторні батареї можуть збільшити власне споживання електроенергії та підтримати місцеву мережу, уникаючи перевантажень і відстрочивши нові інвестиції та підсилення у разі двонаправлених потоків до/з мережі (виробник і споживач в одній особі).

Акумуляторна система накопичення енергії може підвищити якість електроенергії розподіленої генерації та сприяти стабільності напруги. В умовах розвинутого ринку ці функції можуть не лише відображати вимоги, що встановлюються законодавством, але й матеріалізуватися у вигляді платних системних послуг.

4.5.2.2. Оцінка критеріїв для літій-іонної акумуляторної батареї для громад

Таблиця 26: Оцінка критеріїв для літій-іонної акумуляторної батареї для громад

Оцінка за критеріями	5.b. Літій-іонні акумуляторні батареї для громад
Вплив зими	WWW
Швидкість впровадження	QQQ
Стійкість	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	C
Загальна оцінка (1-3)	2,0
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,6

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Акумуляторні батареї придатні для накопичення електроенергії в усі пори року. Однак ефективність акумуляторних батарей знижується за низьких температур, особливо за температури нижче 0°C. Акумуляторні батареї можуть мати проблеми з початком заряджання або розряджання за низьких температур. Крім того, літій-іонні акумуляторні батареї не придатні для накопичення протягом тривалого часу, наприклад, протягом декількох тижнів, а отже, не підходять для сезонної зміни виробництва енергії через відносно високу швидкість саморозряджання і високу вартість накопичувача.

Швидкість впровадження

Акумуляторні батареї для громад та інші менші системи акумуляторних батарей демонструють більшу гнучкість порівняно з великими акумуляторними системами. Однією з помітних переваг акумуляторних батарей для громад є коротший час постачання порівняно з великими акумуляторними системами. Модульна конструкція та менші розміри сприяють більш раціональному виробничому процесу, що дозволяє прискорити виробництво та відправлення.

Стійкість

Використання систем акумуляторних батарей ефективно для забезпечення стабільності електропостачання. У ситуаціях, коли пошкоджена електромережа або суттєво знижене виробництво електроенергії, акумуляторні батареї можуть ненадовго виконувати функцію резерву, оскільки вони можуть забезпечити повну потужність протягом декількох секунд. В умовах війни акумуляторні батареї, як і інша енергетична інфраструктура, вразливі. На відміну від вітроенергетичних установок, акумуляторні батареї є легшими цілями, оскільки це один блок відносно великого розміру.

Однак компактність акумуляторних батарей також означає, що вони потенційно можуть бути замасковані або захищені декількома шарами бетону.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації

Протягом двох років, з урахуванням сценарію надзвичайної ситуації, вартість енергії від акумуляторних батарей для громади оцінюється у 2570 євро/МВт·год. Це вище, ніж у багатьох інших технологій, тому вважається обґрунтованим. Якщо брати до уваги загальний термін експлуатації, то вартість енергії від акумуляторних батарей для громад становить 312 євро/МВт·год. Це вважається високою ціною порівняно з іншими варіантами, які ми розглянули в цьому каталозі технологій.

4.5.3. Оцінка характеристик для акумуляторних батарей

Таблиця 27: Матриця оцінювання характеристик для акумуляторних батарей. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]

Характеристики	5.a. Літій-іонні акумуляторні системи для комунальних підприємств	5.b. Літій-іонні акумуляторні батареї для громад
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	2 967	2 549
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	155	261
P4 – Розподілена генерація	Помірна	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Швидко та легко	Швидко та легко
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Низька	Низька
P10 – Здатність до балансування мережі	Висока	Висока
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька
P13 – Можливість маскуванню та укриття	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Помірний ризик	Помірний ризик
P15 – Час відновлення	Швидко та легко	Швидко та легко

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

Акумуляторні батареї, хоч і придатні для накопичення електроенергії впродовж усього року, але за низьких температур, особливо нижче 0 °C, їхня ефективність знижується, що впливає на їхню здатність виробляти електроенергію в зимовий період. Акумуляторні батареї можуть зіткнутися з проблемами під час заряджання або розряджання за низьких температур. Крім того, літій-іонні акумуляторні батареї не придатні для накопичення протягом тривалого часу, наприклад, протягом декількох тижнів, а отже, не підходять для сезонної зміни виробництва енергії через відносно високу швидкість саморозряджання і високу вартість накопичувача.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

Літій-іонні акумуляторні батареї відносно дорогі порівняно з деякими технологічними рішеннями для виробництва електроенергії, що розглядаються в цьому каталозі, наприклад, сонячними електростанціями. Вартість акумуляторних батарей має тенденцію до зниження протягом останніх років завдяки значним інвестиціям у розроблення ефективних акумуляторних батарей для електромобілів.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Протягом усього терміну експлуатації вартість акумуляторних батарей висока, якщо порівнювати з альтернативними технологіями, розглянутими в цьому каталозі технологій.

P4: Розподілена генерація (R)

Характер акумуляторних батарей є модульним, і як мережеві, так і громадські акумуляторні системи постачаються в розмірах менш як 5 МВт. Крім того, акумуляторні батареї можна розміщувати дуже близько до споживачів.

Тому обидва типи батарей мають високу оцінку.

Крім того, акумуляторні батареї сприяють розподіленій генерації, пропонуючи локалізовані можливості зберігання та розподілу енергії. Акумуляторні батареї, і особливо батареї для громад, відіграють вирішальну роль у стабілізації менших мереж або мікромереж, балансуючи попит і пропозицію. Регулюючи напругу та частоту, акумуляторні батареї для громад допомагають підтримувати стабільність менших мереж, забезпечуючи надійне та стабільне електропостачання.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Регуляторні аспекти в процесі розроблення проєктів акумуляторних батарей мають враховувати оптимальну інтеграцію в енергетичну систему. Наразі в Україні відсутнє законодавство щодо приєднання акумуляторних батарей на системному рівні.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Терміни постачання мережевих акумуляторних батарей варіюються від щонайменше шести місяців до 1-2 років для дуже великих систем, що впливає на швидкість впровадження. Терміни постачання акумуляторних батарей для громад, як правило, коротші.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Завдяки контейнерній конструкції акумуляторних батарей їх можна транспортувати в Україну вантажними автомобілями, що спрощує логістику.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Час технічного встановлення акумуляторних батарей в Україні становить приблизно 2-3 тижні, залежно від таких факторів, як доступ до електричної мережі та специфічні функціональні вимоги.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

Впровадження акумуляторних батарей на етапі будівництва в Україні потребує кваліфікованого персоналу, зокрема, інженерів-електриків.

P10: Здатність до балансування електромережі (/вимоги) (R)

Акумуляторні батареї сприяють здатності балансування енергосистеми та попиту в мережі, підвищуючи стабільність електропостачання. Акумуляторні батареї, і особливо батареї для громад, можуть відігравати вирішальну роль у стабілізації менших мереж або мікромереж, балансуючи попит і пропозицію. Забезпечуючи регулювання напруги та частоти, акумуляторні батареї для громад допомагають підтримувати стабільність мереж.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Використання акумуляторних батарей вимагає ретельного врахування вимог до інфраструктури електромережі для забезпечення сумісності та оптимальної продуктивності.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Експлуатація та технічне обслуговування акумуляторних батарей в Україні вимагає кваліфікованого персоналу, що впливає на довгострокову стійкість. Крім того, потреба в спеціальних запасних частинах ускладнює процес технічного обслуговування.

P13: Можливість маскуванню та укриття (R)

Акумуляторні батареї потенційно можна замаскувати або укрити. Акумуляторні батареї для громад, оскільки вони менші за розміром, можуть вважатися менш вірогідними цілями для потенційних загроз.

P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

На відміну від деяких інших джерел енергії, акумуляторні батареї не схильні до ризиків, пов'язаних з постачанням палива, що сприяє їх надійності.

P15: Час відновлення

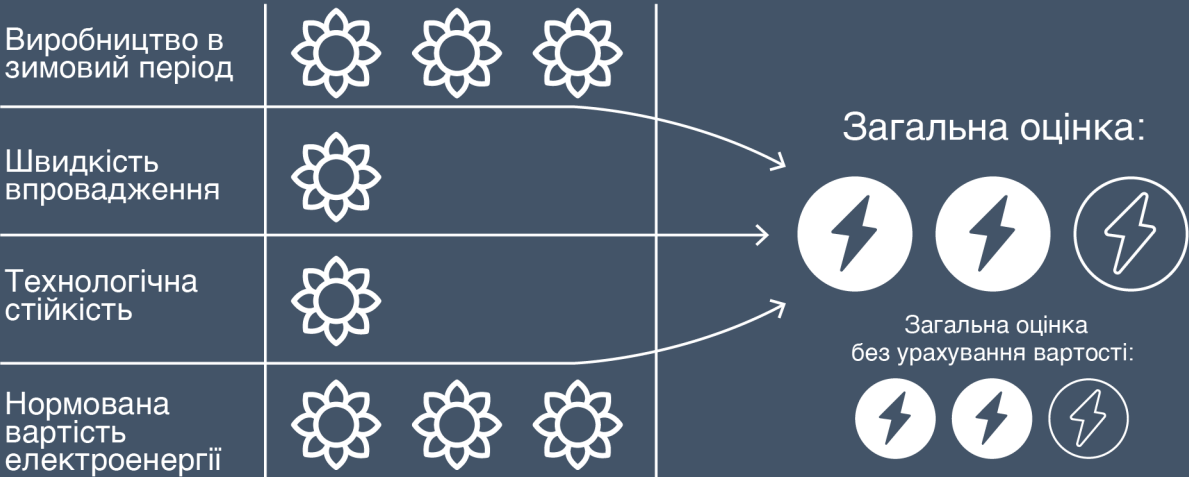
Час відновлення для великих акумуляторних систем оцінюється як швидкий та простий. Їхня модульна конструкція дозволяє легко замінювати окремі компоненти, як-от акумуляторні модулі або інвертори, без потреби в тривалому простої. Ремонт зазвичай вимагає менше спеціалізованого обладнання та персоналу порівняно з іншими енергетичними системами. Крім того, компактний та стандартизований характер великих акумуляторних установок забезпечує ефективне обслуговування та швидше відновлення.

4.5.3.1. Технічний паспорт

У Додатку F.



ВУГІЛЬНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, РЕМОНТ І ПРОДОВЖЕННЯ ТЕРМІНУ СЛУЖБИ



4.6. Вугільні електростанції, ремонт і продовження терміну служби

Рейтинг на першій сторінці показує оцінку за продовження терміну експлуатації та ремонт вугільних електростанцій. Чим більше піктограм — тим вища ефективність²².

Таблиця 28: Вугільна енергетика — загальна матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	4. Модернізація вугільних електростанцій/ремонт
Вплив зими	WWW
Швидкість впровадження	Q
Стійкість	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,1
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,9

У цьому розділі розглядається можливість продовження терміну експлуатації вугільних електростанцій, а також надається розуміння частки витрат на кожну категорію компонентів, з яких складається вугільна електростанція.

Згідно з даними платформи прозорості ENTSO-E, у 2021 році потужність вугільних електростанцій в енергосистемі України становила 18,59 ГВт. Того року виробництво електроенергії на вугільних електростанціях склало 43,51 ТВт·год, що становить 29% від загального виробництва електроенергії в Україні.

Частка витрат вказана, оскільки станом на 2021 рік значна частина енергогенеруючих потужностей в Україні складалася з вугільних електростанцій, і деякі з них можуть потребувати не повного продовження терміну експлуатації, а заміни окремих компонентів. Заміна компонентів необхідна, оскільки енергетична інфраструктура України перебуває під постійною атакою з боку росії, а це означає, що частина вугільних електростанцій або вже зруйнована, або буде повністю чи частково зруйнована.

4.6.1. Стислий опис технології

Вугільна електростанція працює, отримуючи партії вугілля залізницею, баржами та/ або кораблями. Зберігається вугілля на вугільному складі. Після цього вугілля зазвичай подрібнюють на порошок для ефективного спалювання та подають у камеру згоряння котла, де вода нагрівається до надзвичайно високих температур, перетворюючи її на пару під високим тиском. На деяких вугільних електростанціях вугілля подають безпосередньо в камеру згоряння без подрібнення. Пара проходить через турбіну, яка приводить у рух приводний вал, з'єднаний з генератором, що виробляє електроенергію з кожним обертом магніту всередині генератора. Пара подається до конденсатора з теплообмінником, який перетворює її назад у гарячу воду, яка знову подається в котел. Завдяки цьому нема потреби у великій

²² Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг..

зміні температури води, щоб вона перетворилася на пару. Теплообмінник передає теплову енергію воді в мережі централізованого тепlopостачання або ж вона скидається в навколишнє середовище. Коли вода проходить через теплообмінник, вона не поглинає жодних забруднюючих речовин, що утворюються в процесі спалювання, а лише теплову енергію.

Коли вугільну електростанцію експлуатують протягом тривалого часу (наприклад, 25 років або більше), надійність її компонентів і систем, швидше за все, знижується, що призводить до зниження експлуатаційної готовності та/або збільшення витрат на експлуатацію та технічне обслуговування. Отже, з урахуванням досвіду, зазвичай необхідно та вигідно виконати більший комплекс робіт, який передбачає ремонт, відновлення та заміну окремих компонентів і систем залежно від їхнього фактичного стану. Часто також може знадобитися поліпшення екологічних показників, наприклад, шляхом підвищення ефективності очищення димових газів. Продовження терміну експлуатації (ПТЕ) здійснюється з метою відновлення станції до стану, близького до початкового, з погляду доступності, ефективності та витрат на експлуатацію та технічне обслуговування. Точний обсяг і масштаби такої кампанії мають бути адаптовані до конкретної станції та залежати від її конструкції, попереднього досвіду експлуатації, раніше проведених великих ремонтних робіт тощо. Також враховується очікувана/бажана майбутня експлуатація станції. Отже, продовжувати термін експлуатації електростанції чи ні — це не просте рішення, воно охоплює складні економічні та технічні фактори.

Може бути зручно виконати всі потрібні роботи за одну кампанію, щоб скоротити загальний час простою. У цьому разі передбачається, що всі роботи виконують за одну кампанію. Очікується, що оригінальна станція відповідає екологічному законодавству на момент продовження терміну експлуатації. Тому витрати на приведення її у відповідність до вимог до початку продовження терміну експлуатації не враховуються. Описане тут продовження терміну експлуатації не передбачає конкретних заходів для підвищення ефективності, стандартів рівня викидів або регульовальних можливостей станції.

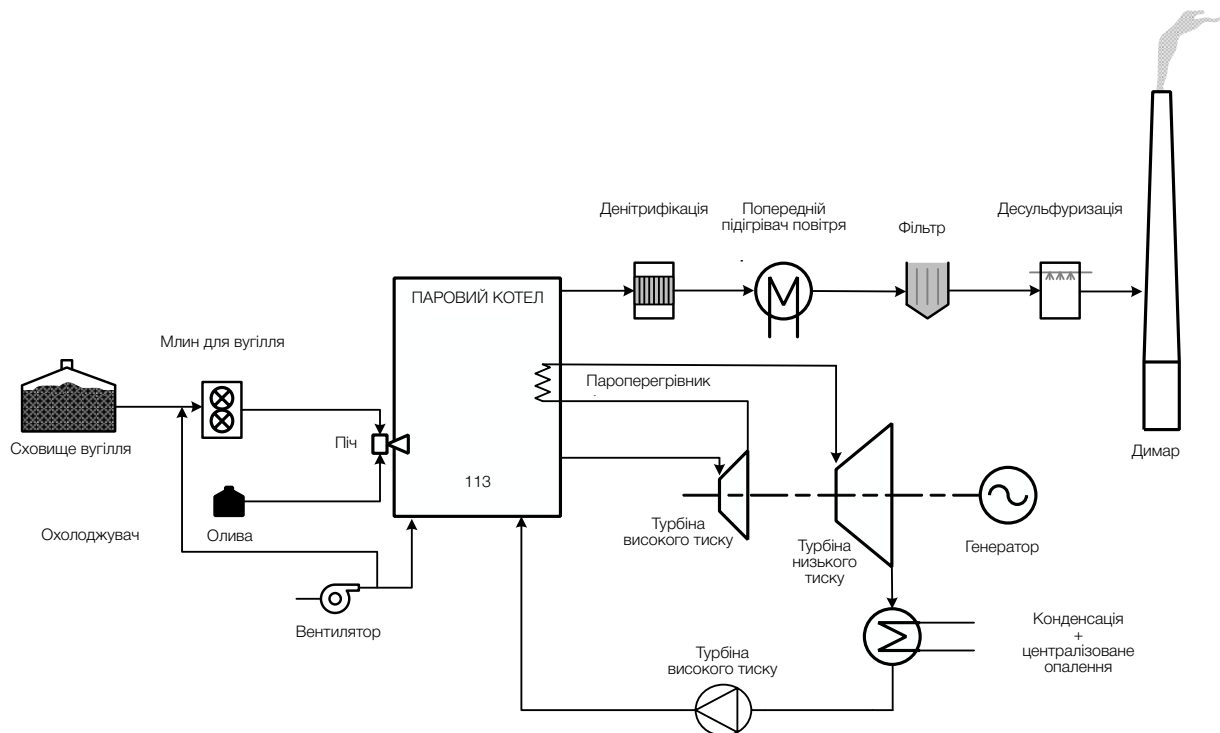


Рисунок 22: Ескіз основних елементів вугільної ТЕЦ великої потужності

У зв'язку з продовженням терміну експлуатації, станція буде зупинена на певний період, як правило, на 6-9 місяців. Вартість продовження терміну експлуатації буде залежати від обсягу кампанії та конкретних категорій компонентів, що підлягають заміні. Вони наведені нижче:

- › Перевірка електричних систем
- › Заміна контрольно-вимірювальних приладів і систем управління
- › Модернізація або заміна розпилювачів (подача та утилізація палива)
- › Модернізація котла
- › Модернізація турбіни (можливо, модернізація генератора)
- › Системи водопостачання (теплообмінники для конденсаторів та централізованого опалення)
- › Будівлі
- › Очищення димових газів

Щоб вирішити, які саме категорії компонентів слід модернізувати та включити в продовження терміну експлуатації, треба дослідити стан станції, щоб отримати про нього уявлення. Це можна зробити за допомогою діагностичних систем і детального оцінювання залишкового ресурсу. Частка інвестиційних витрат на продовження терміну експлуатації вугільної електростанції наведена на Рисунку 23.

Share of a coal-fired power plants component cost - LTE

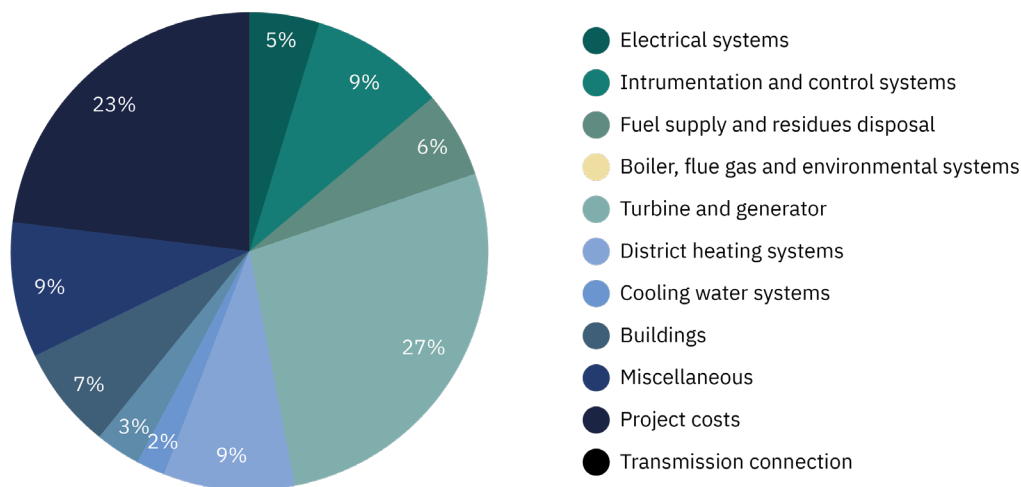


Рисунок 23: Зображення частки інвестиційних витрат при продовженні терміну експлуатації вугільної електростанції

Іноді цілі частини станції потребують заміни, а в разі України частини станції, тобто категорії компонентів, які могли бути зруйновані російськими авіа чи ракетними ударами. Витрати на ремонти відрізняються від витрат на продовження терміну експлуатації станції, оскільки компоненти, ймовірно, потребують повної заміни. Тому ціна для категорій компонентів вважається подібною до інвестиційної вартості нової вугільної електростанції. На Рисунку 24 представлено частки інвестиційних витрат для різних категорій

компонентів нової вугільної електростанції. Це можна використовувати як індикатор того, якою може бути очікувана ціна категорії компонентів у разі ремонту вугільної електростанції.

Share of a coal-fired power plants component cost - New coal-fired power plant

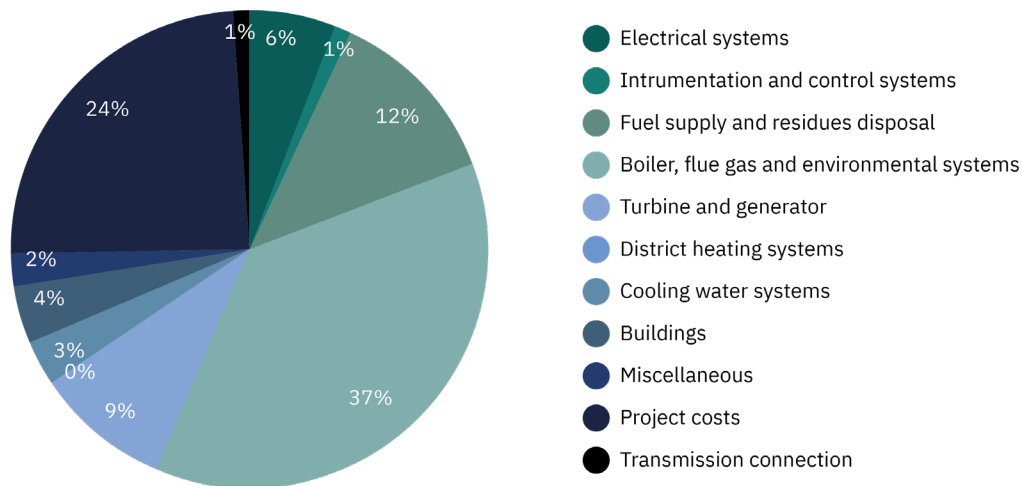


Рисунок 24: Зображення частки інвестиційних витрат при заміні певної категорії компонентів вугільної електростанції на нові компоненти. Цю частку слід помножити на вартість нової вугільної електростанції

4.6.2. Критерії оцінювання вугільних електростанцій

Вугільні електростанції, продовження терміну експлуатації

Таблиця 29: Вугільні електростанції, продовження терміну експлуатації — матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	4. Модернізація вугільних електростанцій/ремонт
Вплив зими	WWW
Швидкість впровадження	Q
Стійкість	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC
Загальна оцінка (1-3)	2,1
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,9

Вплив зими, виробництво взимку (W)

Продовження терміну експлуатації або ремонт наявних українських вугільних електростанцій може зробити значний внесок в роботу енергосистеми України в зимовий період.

Продовження терміну експлуатації може мати значний вплив, тому що модернізація вугільних електростанцій може призвести до збільшення виробничих потужностей, оскільки старі електростанції можуть мати нижчий рівень виробництва, ніж вказано в їхніх розрахункових характеристиках, а модернізація підвищує виробництво до нормального рівня. Крім того, під час продовження терміну експлуатації можна впроваджувати новіші технологічні рішення, які можуть ще більше підвищити рівень виробництва.

Вугільні електростанції можуть регулювати своє виробництво, що дозволяє їм працювати на повну потужність у зимовий період..

Швидкість впровадження (Q)

Попри те, що багато вугільних електростанцій готові для продовження терміну експлуатації або ремонту, а модернізація зазвичай займає 6-9 місяців, впровадження заходів продовження терміну експлуатації, як очікується, все одно займе близько 1,5 року. Це пов'язано з тим, що на додаток до впровадження проекту треба забезпечити постачання компонентів для станцій, а також здійснити процес планування та підготовки персоналу для модернізації вугільних електростанцій.

Стійкість (R)

Недостатня стійкість вугільних електростанцій з продовженням терміну експлуатації пояснюється великою потужністю однієї електростанції. Потужність вугільних енергоблоків в Україні коливається в межах 150-325 МВт, а електростанцій — до 2300 МВт, а це означає, що значна частина виробництва електроенергії може бути виведена з ладу внаслідок одного обстрілу електростанції, що можливо одразу після її модернізації внаслідок удару з безпілотного літального апарата, артилерійського обстрілу або попадання ракети. Крім того, через розмір вугільної електростанції не можна очікувати, що всю станцію можна розмістити в бункері, хоча деякі критичні частини можуть бути розміщені.

Більшість вугілля України, яке використовувалося для роботи ТЕС, походило з українських вугільних шахт у Донбаському регіоні. На цей час цей регіон окупований російськими військами або знаходиться в зоні активних бойових дій, а це означає, що вугільні шахти недоступні для видобутку вугілля. Тому вугілля для електростанцій доводиться купувати на міжнародному ринку. Доступність вугілля для українців значно знизилася, а це означає, що вугілля як паливо менш надійне.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Завдяки продовженню терміну експлуатації вугільних електростанцій, низьким початковим витратам і великому потенціалу для виробництва електроенергії в зимовий період, впровадження заходів з продовження терміну експлуатації демонструє найнижчу собівартість виробництва електроенергії протягом двох зимових періодів серед усіх технологічних рішень. У разі LCOE за весь термін експлуатації, очікується, що продовження терміну експлуатації вугільної електростанції буде приблизно середнім у порівнянні з усіма іншими оцінюваними технологіями, а це означає, що ціна приблизно вдвічі вища, ніж у наземних вітроенергетичних турбін.

Для вугільної електростанції, яка зазнала удару безпілотного літального апарата, попадання ракети або артилерійського обстрілу, може знадобитися безліч різних видів ремонтних робіт. Деякі вугільні електростанції можуть потребувати повного ремонту, тоді як інші потребують лише невеликих ремонтних робіт. Частки інвестиційних витрат, необхідних для заміни компонентів за категоріями, наведені на Рисунку 24. Під час розрахунку LCOE для вугільної електростанції, яка потребує ремонту, припускається, що вартість її ремонту становить 30% від вартості модернізованої вугільної електростанції. У цьому разі

очікується, що LCOE за два зимові періоди буде другою за величиною після заходів щодо продовження терміну експлуатації вугільної електростанції. Очікується, що LCOE відремонтованої (на 30%) вугільної електростанції протягом усього терміну експлуатації буде знаходитись у **середньому** діапазоні, порівняно з LCOE інших технологій.

4.6.3. Оцінка характеристик вугільних електростанцій

Цей розділ присвячений оцінюванню характеристик вугільних електростанцій, які були використані як основа для оцінки критеріїв.

Таблиця 30: Вугільні електростанції, продовження терміну експлуатації — матриця оцінювання характеристик. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]

Характеристики	4. Модернізація вугільних електростанцій	4. Ремонт вугільних електростанцій
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	609	209
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	146	107
P4 – Розподілена генерація	Погано	Погано
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Помірна	Помірна
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Довго та складно	Довго та складно
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна	Помірна
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Помірні	Помірні
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька
P13 – Можливість маскуванню та укриття	Низький потенціал	Низький потенціал
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Помірний ризик	Помірний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

За наявності палива вугільні електростанції можуть працювати на повну потужність у будь-яку годину доби, за винятком планових і вимушених відключень. Залежно від конкретних електростанцій, існують різні вимоги щодо того, коли станція має бути модернізована, що означає, що існують певні тижні протягом року, коли вугільні електростанції не працюватимуть.

Як правило, модернізацію планують проводити влітку, коли потреба в електростанції значно нижча. Вимушені зупинки можуть відбуватися з різних причин, але, як правило, вони пов'язані з певною формою несправності, яка трапляється під час виробництва.

Як уже згадувалося, потреба у вугільній електростанції влітку нижча. Споживання електроенергії нижче. Крім того, вугільні електростанції також конкурують одна з одною, а також з відновлюваними джерелами зі змінним характером вироблення електроенергії (VRE) та іншими електростанціями.

З цих причин передбачається, що вугільна електростанція працюватиме на повну потужність протягом 5 000 годин на рік, так званих годин роботи на повному навантаженні (FLH). Оскільки більша частина виробництва, ймовірно, припадає на зимовий період, передбачається, що 75% годин роботи на повному навантаженні припадатиме на зимовий період, а це означає, що вугільна електростанція працюватиме 3 750 годин роботи на повному навантаженні в зимовий період (коефіцієнт використання встановленої потужності складає 86%). Це відповідає годинам роботи вітроенергетичної турбіни на повному навантаженні протягом року, яка розташована в українському регіоні з найкращим вітровим профілем, і більш ніж удвічі перевищує години роботи сонячної електростанції на повному навантаженні протягом року, яка розташована в українському регіоні з найкращим профілем сонячного випромінювання. Якщо українські електростанції не будуть поглинати одна одну (так звана канібалізація) або через брак потужності, викликані російськими бомбардуваннями, то можна очікувати, що години роботи на повному навантаженні будуть вищими. Крім того, очікується, що вугільні електростанції вироблятимуть електроенергію в години роботи на проміжному та базовому навантаженні, а це означає, що години роботи на повному навантаженні для вугільних електростанцій можуть бути вищими, ніж для газових двигунів і турбін.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

У разі сценарію надзвичайної ситуації, де продовження терміну експлуатації вугільної електростанції використовується лише протягом двох зимових періодів, LCOE найнижча серед усіх оцінюваних технологій. LCOE розраховують на рівні 609 євро/МВт·год. За дослідницьким сценарієм, де очікується, що ціна ремонту становитиме 30% від початкової інвестиційної вартості станції, LCOE розраховують на рівні 209 євро/МВт·год — зверніть увагу, що показник LCOE відремонтованої вугільної електростанції орієнтовний, оскільки існує багато сценаріїв щодо ремонту вугільної електростанції, що зазнала обстрілу.

Продовження терміну експлуатації та ремонт вугільної електростанції вирізняється тим, що більша частина витрат протягом терміну експлуатації пов'язана з викидами CO₂ і споживанням палива, тоді як інвестиційні витрати відносно низькі, так само як і витрати на експлуатацію та технічне обслуговування. Завдяки меншому споживанню палива та меншим викидам, а також значно коротшому періоду експлуатації, витрати на паливо та викиди пропорційно нижчі порівняно з інвестиційними витратами, що стосується LCOE.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Очікується, що LCOE протягом періоду продовження терміну експлуатації вугільної електростанції становитиме приблизно 146 євро/МВт·год. Це приблизно в 4 рази більше, ніж для сонячної та вітрової енергетики промислового масштабу, але на рівні з новими газовими двигунами та турбінами. Витрати на викиди складають переважну частину витрат, і тому очевидно, що вартість виробництва електроенергії на вугільних електростанціях з подовженим терміном експлуатації значно залежить від ціни на викиди CO₂. Прогнозований показник LCOE передбачає довгострокову вартість викидів CO₂ на рівні 54 євро/МВт·год.

P4: Розподілена генерація (R)

Як правило, потужність вугільних енергоблоків в Україні коливається в діапазоні 150-325 МВт, а електростанцій — до 2 300 МВт, що означає, що виробництво електроенергії дуже централізоване.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Очікується, що регуляторні вимоги щодо продовження терміну експлуатації вугільних електростанцій задовільнятимуться швидко та просто, оскільки можна припустити, що станція вже має дозвіл на експлуатацію. Але процес планування модернізації станції, як очікується, займе певний час. За оцінками, процес планування триватиме близько 26 тижнів, що оцінюється як **середній** термін.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Очікується, що час постачання всіх компонентів і матеріалів для модернізації вугільної електростанції становитиме приблизно 26 тижнів від початкової дати закупівлі. Це пов'язано з тим, що існує постійний дефіцит в ланцюжку постачання електричних компонентів, коли постачання деяких компонентів займає від 26 до 52 тижнів, але очікується, що під час модернізації або ремонту лише деякі компоненти будуть виготовляти заново, і це залежить від конкретної вугільної електростанції. Отже, загалом очікується, що на постачання компонентів для різних вугільних електростанцій знадобиться 26 тижнів. Це **середній** часовий проміжок для пошуку компонентів.

Якщо вугільна електростанція потребує ремонту через обстріли, час постачання різних компонентів, необхідних для ремонту, може значно відрізнятись. З інтерв'ю, проведених з виробниками, було важко отримати чітку оцінку того, коли вони зможуть поставити конкретні деталі, але оцінки того, коли вони зможуть поставити все технологічне рішення, були чіткішими.

Якщо трансформаторів немає в наявності, а трансформатор для конкретної вугільної електростанції був зруйнований, знадобиться приблизно 1 рік, щоб отримати новий.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Цей блок і компоненти, потрібні для будівництва, а також палива, як правило, треба транспортувати за допомогою потягу або судна, що вимагає розташування вугільної електростанції поруч з портом або залізницею. Але оскільки вугільні електростанції вже побудовані та потребують лише модернізації або ремонту, припускається, що вони вже розташовані поруч із залізницею або портом. Це означає, що модернізація або ремонт вугільної електростанції має середні вимоги до логістики та транспортної інфраструктури, оскільки залізниці або порти вже доступні, але електростанції все ще залежать від транспортної інфраструктури. Але, ймовірно, немає потреби в будівництві нових портів або залізниць.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Коли модернізація вугільної електростанції розпочата, вона зазвичай займає 26-39 тижнів. З урахуванням того, що роботи треба проводити, коли станція знаходиться під загрозою повітряних атак з боку росії, можуть знадобитися особливі запобіжні заходи, і тому максимальний термін, тобто 39 тижнів, вважається реалістичним терміном для модернізації. Якщо росія завдала удару по вугільній електростанції, час на її ремонт значною мірою залежить від того, наскільки сильно вона була зруйнована. Деякі ремонтні роботи будуть виконані швидше, ніж за 26 тижнів, але якщо більша частина станції зруйнована, час, необхідний для ремонтних робіт, може становити час будівництва нової електростанції. 39 тижнів вважається тривалим терміном.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

На етапі будівництва потрібні різноробочі, оператори важкої техніки, бетонярі, зварювальники, сантехніки, електрики, фахівці з опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також спеціалісти з техніки безпеки. Ці категорії працівників доступні в Україні або можуть бути залучені з інших країн, залежно від політики компанії. Якщо компанії не можуть відправити своїх працівників в Україну на будівництво з міркувань безпеки, можна припустити, що деякі компанії можуть і будуть навчати різноробочих з України. Оскільки кожна вугільна електростанція відрізняється від іншої, а їхнє будівництво не базується на модульному принципі, на деяких етапах будівництва потрібні інженери для контролю якості. Крім того, інженери потрібні для коригування будівельної документації у разі, якщо щось у

процесі будівництва не працює належним чином або не відповідає очікуванням. Це загальні проблеми для станцій, які виготовляють за індивідуальним замовленням, порівняно з модульними рішеннями, які добре протестовані. Ось чому потреба у кваліфікованому персоналі на етапі будівництва вважається середньою.

За оцінками, наданими українськими партнерами, в Україні не вистачає до 5 мільйонів робітників. Це означає, що на етапі будівництва може бути важко знайти потрібну кількість робітників для великого будівельного проекту.

P10: Здатність до балансування електромережі (/вимоги) (R)

Якщо припустити, що вугілля доступне, то вугільна електростанція, термін експлуатації якої продовжено або на якій проведено ремонт, може виробляти електроенергію в будь-яку годину доби. Холодний запуск займає кілька годин, оскільки компоненти потрібно нагрівати поступово, щоб уникнути теплового стресу та пошкоджень. Якщо станція не повністю охолола, можна провести запуск з теплого стану, який займає менше часу, ніж холодний запуск. Якщо станцію ненадовго зупинили, вона може провести запуск з теплого стану, який займає близько 1 години. У порівнянні з газовими електростанціями, вугільні електростанції повільніше нарощують виробництво.

Вугільні електростанції часто використовуються в режимі базового або проміжного навантаження. Працюючи нижче своєї номінальної потужності, вугільні електростанції можуть забезпечувати резерв потужності для підвищення навантаження у разі раптового відключення іншої електростанції. Якщо деякі вугільні електростанції навмисно вимкнено, тоді як інші працюють на повну потужність, можливості регулювання значно зменшуються, оскільки вугільні електростанції мають здійснювати холодний запуск у разі відключення електростанції, замість того, щоб кілька вугільних електростанцій нарощували свою потужність.

Оскільки вугільні електростанції — це великі блоки потужністю в кілька сотень МВт, вихід з ладу електростанції може призвести до розбалансування енергосистеми, якщо доступ до швидкодіючих резервних блоків або гнучких споживачів виявиться недостатнім.

Зважаючи на вищезазначені міркування, очікується, що вугільні електростанції забезпечуватимуть середній рівень балансування енергосистеми.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Оскільки вугільні електростанції мають високу потужність виробництва електроенергії з високим мінімальним навантаженням, вимоги до інфраструктури електромережі досить високі. Вугільні електростанції мають бути приєднані до мережі через трансформатор.

Оскільки продовження терміну експлуатації або ремонт вугільних електростанцій проводиться на наявних потужностях, можна припустити, що електростанції вже інтегровані в електромережу та розміщені в місцях, де електроенергія легко розподіляється. Отже, якщо інфраструктура електромережі не була зруйнована, нема потреби в подальшому вдосконаленні електромережі.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Щоб підтримувати вугільну електростанцію в робочому стані, потрібні фахівці з експлуатації, технічного обслуговування, контрольно-вимірювальних приладів, електрики та механіки. Залежно від розміру станції, деякі з цих фахівців можуть не потребувати повної зайнятості, але можуть бути викликані, коли виникає конкретна проблема, що стосується їхньої сфери діяльності. Технічні спеціалісти з експлуатації потрібні на повну зайнятість, щоб вони могли керувати станцією з диспетчерської. Потреба у кваліфікованій робочій силі вважається низькою порівняно з іншими технологічними рішеннями.

P13: Можливість маскуванню та укріттю (R)

Наявні вугільні електростанції, що підлягають модернізації або ремонту, неможливо замаскувати, оскільки вони великі та немобільні. На додаток, можна припустити, що їхнє місцезнаходження добре відоме російській розвідці.

Великі частини вугільних електростанцій неможливо укріпити, але деякі критичні компоненти, як-от трансформатор, можна укріпити або покрити сталевим покриттям, щоб мінімізувати пошкодження від прямого удару по станції. Трансформатор відносно невеликий та його можна укріпити, крім того, він критично важливий компонент, на постачання якого постачальнику знадобиться до року, щоб поставити новий.

Загалом, можливість маскуванню та укріттю вважається низькою.

P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Більшість вугілля України, яке використовувалося для роботи ТЕС, походило з українських вугільних шахт у Донбаському регіоні. На цей час цей регіон окупований російськими військами або знаходиться в зоні активних бойових дій, а це означає, що вугільні шахти недоступні для видобутку вугілля. Це означає, що вугілля для електростанцій доводиться купувати на міжнародному ринку. Отже, доступність вугілля для українців значно знизилася, відповідно, вугілля як паливо менш надійне, ніж до війни.

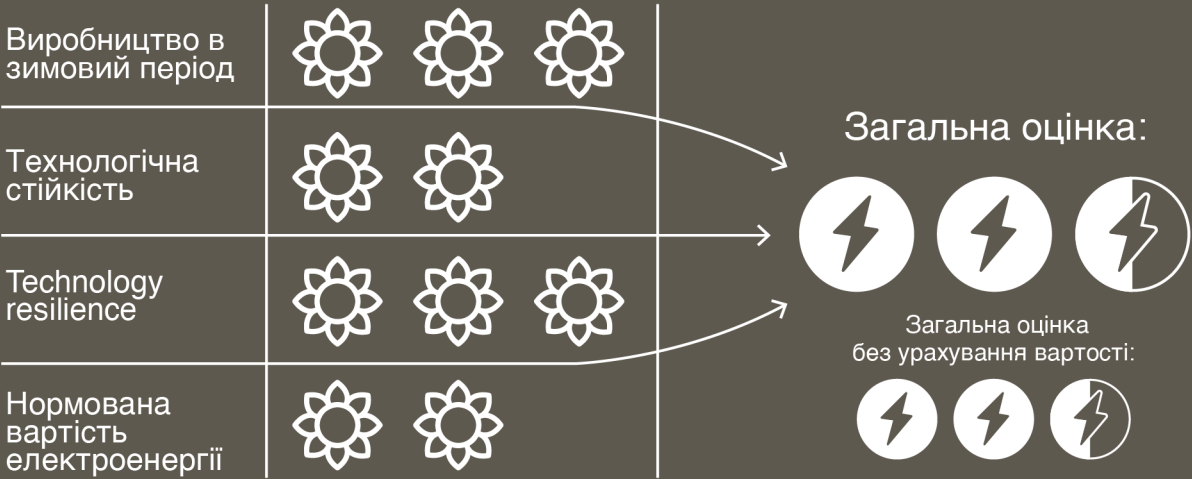
Хоча, завдяки вантажним потягам, що курсують через Європу, вугілля можна придбати на міжнародних ринках і транспортувати на українські електростанції. Отже, ризик, пов'язаний з постачанням вугілля як палива, оцінюється в **середньому** діапазоні.

P15: Час відновлення (R)

Очікуваний час відновлення пошкодженої вугільної електростанції становитиме близько 65 тижнів, що є часом, який можна було б витратити на придбання нових компонентів, а також на виконання ремонтних робіт. Порівняно з часом відновлення деяких інших технологій, час відновлення знаходиться посередині між ними.



ТЕХНОЛОГІЇ КОГЕНЕРАЦІЇ НА БІОМАСІ



4.7. Технології когенерації на біомасі

Рейтинг на першій сторінці показує оцінку технології, яка отримала найвищий загальний бал серед підтипів технологій, зазначених у розділі. Чим більше піктограм — тим вища ефективність²³. Що стосується ТЕЦ на біомасі, то серед усіх типів когенераційних установок найкращі результати досягаються на малих ТЕЦ (органічний цикл Ренкіна). Оцінки для всіх підтипів технологій наведені в таблиці нижче.

Таблиця 31: ТЕЦ на твердій біомасі — загальна матриця оцінювання критеріїв

Оцінка за критеріями	7.a. Деревні пелети, ТЕЦ середньої потужності	7.b. Деревні пелети, ТЕЦ малої потужності	7.c. Деревна тріска, ТЕЦ середньої потужності	7.d. Деревна тріска, ТЕЦ малої потужності	7.e. Солома/ стебла/ лушпиння, ТЕЦ середньої потужності	7.f. Солома/ стебла/ лушпиння, ТЕЦ малої потужності
Вплив зими	WWW	WWW	WWW	WWW	WWW	WWW
Швидкість впровадження	Q	QQ	Q	QQ	Q	QQ
Стійкість	RR	RRR	RR	RRR	RR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CC	CC	CC	CC	CC
Загальна оцінка (1-3)	2,3	2,4	2,2	2,4	2,2	2,4
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,3	2,5	2,3	2,5	2,3	2,5

У цьому розділі розглядається можливість будівництва нових теплоелектроцентралей (ТЕЦ), які працюють на біомасі, для забезпечення України електроенергією та теплом. Існують такі типи ТЕЦ на біомасі:

- » ТЕЦ, протитиск, працює на деревних пелетах
- » ТЕЦ, органічний цикл Ренкіна, працює на деревних пелетах
- » ТЕЦ, протитиск, працює на деревній трісці
- » ТЕЦ, органічний цикл Ренкіна, працює на деревній трісці
- » ТЕЦ, протитиск, працює на соломі/стеблах/лушпинні
- » ТЕЦ, органічний цикл Ренкіна, працює на соломі/стеблах/лушпинні

Установки з паровою турбіною протитиску можуть бути виготовлені в широкому діапазоні потужності — від декількох десятків до сотень мегават. Потужність установок з органічним циклом Ренкіна варіюється від кількох кіловат до кількох мегават. У цьому проєкті основна увага приділяється ТЕЦ з паровою турбіною протитиску потужністю 5-25 МВт_{ел} та ТЕЦ з органічним циклом Ренкіна потужністю 0,5-3 МВт_{ел}.

²³ Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

Технології, що можуть бути релевантними для наступної версії: мала ТЕЦ з газифікацією біомаси у фіксованому шарі

Під час реалізації проєкту була виявлена нова технологія, яка може виявитися перспективною для умов України. Німецький виробник Spanner Re² пропонує малі модульні (на рамі або в контейнері) газифікатори/генераторні установки, що перетворюють висушену деревну сировину в 70 кВт_{ел} та відповідну кількість тепла. У світі вже встановлено близько 1 200 таких установок, і вони виробляються серійно. Ці установки зарекомендували себе як дуже надійні, з певною гнучкістю щодо якості палива. Генератор виконаний на базі дизельного двигуна від трактора, модифікованого для роботи на синтез-газі. Тепло може бути використане для сушіння деревної сировини як у системі, що постачається виробником, так і в простих локальних рішеннях.

4.7.1. Тверда біомаса для енергетики в Україні

У цьому пункті описується потенціал використання біомаси для енергетичних цілей в Україні.

4.7.1.1. Оцінка потенціалу використання різних типів твердої біомаси для енергетики

Не всі типи твердої біомаси є придатними для застосування в усіх енергетичних технологіях. Тому ми оцінили відповідність різних типів твердої біомаси, актуальних для українських умов, до використання в різних енергетичних технологіях.

У таблиці 32 представлено комплексний огляд цієї оцінки. Вона показує, що серед оцінених сільськогосподарських залишків лише солома зернових культур і лушпиння соняшника мають тривалий та добре задокументований досвід використання як палива для теплових електростанцій і когенераційних установок. Відтак, ці типи біомаси вважаються придатними для таких цілей. Те ж саме стосується і відходів лісового господарства чи промислових відходів, як-от тріска і деревні пелети.

Інші сільськогосподарські залишки, як-от солома ріпаку, стебла й качани кукурудзи, а також стебла й кошики соняшника, також розглядаються як потенційно придатні для використання в теплових електростанціях і когенераційних установках, однак існує брак широкого та добре задокументованого досвіду їх застосування (в таблиці позначено як (+)). Це свідчить про наявність потенціалу, але недостатню усталеність і випробуваність у порівнянні із соломю зернових, лушпинням соняшника та відходами лісового господарства.

Таблиця 32: Оцінка придатності біомаси як сировини для різних технологій перетворення енергії

Технології	Придатність для використання у:			
	Електростанції та ТЕЦ (пряма термічна конверсія)	Термічна газифікація (синтетичний газ)	Анаеробне розкладання (біогаз)	Пелетування для експорту в енергетичних цілях
Сільськогосподарські залишки				
Солома зернових	+	(+)	+	-*
Солома ріпаку	(+)	(+)	-	-
Стебла та качани кукурудзи	(+)	-	+	-
Стебла й кошики соняшника	(+)	-	+	-

Лушпиння соняшника	+	(+)	-	+
Продукти з відходів лісового господарства				
Деревні пелети	+	+	-	+
Деревна тріска	+	+	-	+

У Таблиці 32 «+» вказує на те, що біомасу можна використовувати в енергетичних технологіях, і її використання є широким, з хорошим та надійним досвідом її застосування. (+) вказує на те, що біомасу можна використовувати в енергетичних технологіях, але вона не є широко поширеною, тому її використання не вважається одразу однозначним, і немає надійного досвіду з нею. «-» вказує на те, що біомаса оцінюється як непридатна для використання в енергетичних технологіях. * Пелети, виготовлені з соломи зернових, можна використовувати для підстилки та потенційно для анаеробного розкладання, але солон'яні пелети не можна використовувати для спалювання або газифікації.

Крім того, біомаса зазвичай потребує попереднього оброблення перед використанням на енергетичних установках. До поширених методів попереднього оброблення належать сушіння, тюкування, пелетування та силосування. Хоча ці етапи попереднього оброблення є важливими для ефективного перетворення енергії, вони не описані детально в цьому розділі. Тут основна увага приділяється придатності різних типів біомаси для різних енергетичних технологій, за умови, що було застосовано відповідне попереднє оброблення.

Огляд енергетичного потенціалу відходів місцевої твердої біомаси

У Таблиці 33 наведено теоретичний та економічний потенціали отримання енергії з відходів твердої біомаси в Україні (у 2019 році). Солома зерна, стебла та качани кукурудзи мають найбільший потенціал, і, за оцінками, економічний потенціал становить близько 40% від теоретичного потенціалу для більшості сільськогосподарських відходів, за винятком лушпиння соняшнику. У статті «Перспективи розвитку біоенергетики в Україні: Дорожня карта до 2050 року, екологічна інженерія та екологічні технології 2021» зазначено, що наразі сільськогосподарські відходи використовуються лише обмежено, попри високий потенціал, тоді як потенціал деревної біомаси використовується майже повністю.

Таблиця 33: Тверді/сухі сільськогосподарські відходи та відходи лісового господарства, «Теоретичний потенціал» та «Економічний потенціал (%)», 2019 р., взяті з Таблиці 1 у «Перспективи розвитку біоенергетики в Україні: Дорожня карта до 2050 року», Екологічна інженерія та екологічні технології 2021, 22(5), 73-81

Сільськогосподарські залишки	Теоретичний потенціал (2019)		Економічний потенціал, (% від теоретичного потенціалу)	Частка від загального економічного потенціалу сільськогосподарських відходів	Наразі (2019) використовується для енергетичних цілей (% від економічного потенціалу)
	Мт/рік	ПДж/рік			
Солома зернових	37,5	525	30%	35%	4%
Солома ріпаку	5,9	89	40%	7%	4%
Стебла та качани кукурудзи	46,6	513	40% ²⁴	33%	
Стебла й кошики соняшника	29,0	319	40%	15%	
Лушпиння соняшника	2,6	44	100%	10%	75%

²⁴ [Agrobioheat MAISE RESIDUES TO ENERGY, CERTH, UABIO, 2022] Дані, наведені в літературі, щодо сталого рівня видалення решток кукурудзи становлять від 25% до 70%. У цій оцінці потенціалу енергетичної біомаси враховується рівень видалення 40% решток кукурудзи.

Загальна кількість сільськогосподарських відходів	121,6	1 489			
Відходи лісового господарства (деревна біомаса)	Теоретичний потенціал (2019)		Економічний потенціал, (% від теоретичного потенціалу)	Частка від загального економічного потенціалу сільськогосподарських відходів	Наразі (2019) використовується для енергетичних цілей (% від економічного потенціалу)
	Мт/рік	ПДж/рік			
Деревна біомаса, наприклад, паливна деревина, відходи лісозаготівель, відходи деревообробки	7,4	122	95%	63%	99%
Деревна біомаса, наприклад, хмиз, деревина з лісосмуг, біомаса від обрізки та видалення з сільськогосподарських плантацій	8,8	145	45%	37%	99%
	16,2	267			

Потенціал використання місцевої твердої біомаси в Україні для виробництва електроенергії та комбінованого виробництва тепла та електроенергії описано в окремому звіті «Місцева українська біомаса – потенціал, процеси збирання та оброблення».

4.7.2. Стислий опис технології — парова турбіна протитиску

Цей розділ присвячений твердій біомасі для спалювання з метою комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (ТЕЦ). Розглядаються такі види біомаси, як деревна тріска, деревні пелети та солом/стебла. Інші види біомаси, наприклад, інші відходи лісової промисловості, тирса та горіхова шкаралупа можуть бути актуальними джерелами енергії, хоча різні види палива встановлюють різні технічні вимоги до станції, ці відмінності не будуть розглядатися.

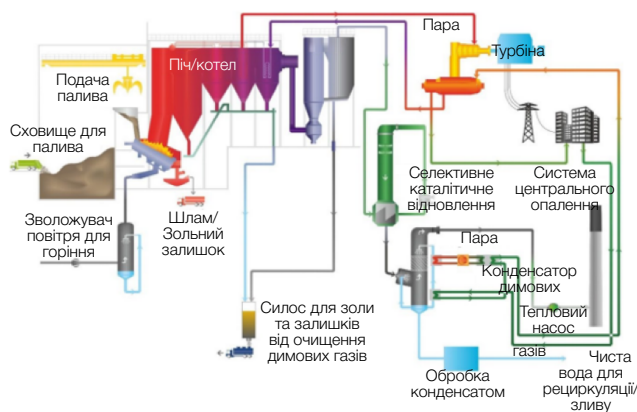


Рисунок 25: Основні системи ТЕЦ, приклад ТЕЦ на відходах [Технологічні дані — «Енергетичні установки для виробництва електроенергії та централізованого тепlopостачання», 2016 р., Данське енергетичне агентство]

Основні системи представлені на Рисунку 25. Основні компоненти ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску:

- » Зона прийому та зберігання палива
- » Піч або система спалювання, включно з подачею палива
- » Паровий котел
- » Парова турбіна і генератор

- » Система очищення димових газів (FGT), яка може включати систему селективного каталітичного відновлення для зменшення викидів оксидів азоту (NO_x)
- » Системи поводження з відходами горіння та очищення димових газів
- » Система конденсації димових газів
- » Додаткова система зволоження повітря для горіння

Енергія, що міститься в біомасі, вивільняється шляхом спалювання пального в камері згорання. Біомаса висушується та розкладається на гази, що окислюються, коли додають повітря для горіння. Тепло, що утворюється в результаті цього процесу, передається воді як у стінках камери згорання, так і в котлі, нагріваючи її до високих температур і перетворюючи воду на пару. Пара проходить через турбіну, з'єднану з генератором, для виробництва електроенергії. Потім пара конденсується назад у воду через теплообмінник, який використовує відпрацьоване тепло в мережі централізованого тепlopостачання. Виробництво теплової та електроенергії з біомаси вже багато років використовується у все більших масштабах із застосуванням різних технологій. Турбіна може бути з протитиском або з регульованим відбором пари. У турбіні з протитиском розширення закінчується в конденсаторах централізованого тепlopостачання, у турбіні з регульованим відбором пари розширення продовжується до найнижчого можливого тиску, який забезпечується конденсатором з водяним охолодженням. Екстракційні установки можуть працювати в режимі протитиску або конденсації, а також у будь-якій комбінації між ними. Окрім постачання тепла для централізованого тепlopостачання, ці електростанції також важливі для галузей промисловості, яким потрібна пара для технологічних процесів та які мають попит на електроенергію.

Застосування конденсації димових газів для подальшого отримання енергії — звичайна практика для котлів, що працюють на біомасі та використовують сировину з високим вмістом вологи, наприклад, деревну тріску, за винятком невеликих установок потужністю менш як 1-2 МВт теплової енергії через додаткові витрати. Установки без конденсації димових газів, як правило, призначені для пального з біомаси з вмістом вологи менш як 30%. Конденсація димових газів може підвищити ефективність нагріву на 5-10% і, таким чином, на практиці збільшити теплову потужність без збільшення потреби в паливі. Однак, для використання якостей конденсатора потрібна низька температура зворотного потоку.

4.7.3. Стислий опис технології — органічний цикл Ренкіна

Альтернативний тип ТЕЦ — це установка з органічним циклом Ренкіна (ORC-установки), де котел (на біомасі) використовується для нагрівання (без випаровування) оливи-теплоносія. Ця нагріта олива передає тепло в установку з органічним циклом Ренкіна, яка працює за принципом парового циклу, але використовує холодоагент замість води як робочого носія.

Щоб мінімізувати інвестиційні витрати, установки з органічним циклом Ренкіна зазвичай постачають у вигляді стандартизованих комплектних модулів у поєднанні з «котлом», який використовується лише для нагрівання оливи. Технологія органічного циклу Ренкіна — це технологія утилізації відпрацьованого тепла, розроблена для виробництва електроенергії за низьких температур і низького тиску. Модуль органічного циклу Ренкіна — це модуль заводської збірки, що робить їх менш гнучкими, але відносно дешевими та, відповідно, більш привабливими, особливо для ТЕЦ малої потужності. Частина «органічний цикл Ренкіна» вказує на те, що це технологічне рішення, яке має схожість із системами на основі водяної пари (Ренкін).

Основна відмінність полягає у використанні теплоносія, тобто холодоагенту або силіконової оливи (органічна сполука, яка може горіти, але не вибухає) з термодинамічними властивостями, що робить його більш придатним, ніж вода, для виробництва електроенергії за низьких температур²⁵.

²⁵ Приклад використання ORC.

4.7.4. Оцінка критеріїв — ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску середньої потужності

Таблиця 34: Матриця оцінювання критеріїв для ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску, що використовують деревні пелети, тріску та солому як паливо

Оцінка за критеріями	7.a. Деревні пелети, ТЕЦ середньої потужності	7.c. Деревна тріска, ТЕЦ середньої потужності	7.e. Солома/стебла/лушпиння, ТЕЦ середньої потужності
Вплив зими	WWW	WWW	WWW
Швидкість впровадження	Q	Q	Q
Стійкість	RR	RR	RR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CCC	CC	CC
Загальна оцінка (1-3)	2,3	2,2	2,2
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,3	2,3	2,3

Вплив зими, виробництво взимку (W)

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) на біомасі з паровою турбіною протитиску, мають потенціал зробити значний внесок в енергосистему України, особливо в зимовий період. На додаток до постачання електроенергії, ці станції можуть забезпечувати теплопостачання для міських районів. Вони здатні регулювати своє виробництво, що дозволяє їм працювати на повну потужність у холодні місяці. Однак важливо зазначити, що на відміну від газових турбін або двигунів, ці ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску не здатні швидко змінювати рівень своєї генерації.

Швидкість впровадження (Q)

Загалом, час впровадження ТЕЦ середньої потужності (з паровою турбіною протитиску) оцінюється як тривалий. Терміни впровадження ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску значною мірою залежать від розміру проекту. Очікується, що процес планування такого проекту займе близько пів року. Очікується, що час поставки компонентів після замовлення ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску становитиме майже півтора року, тоді як, виходячи з попереднього досвіду, час встановлення оцінюється приблизно в один рік. Але з огляду на те, що зазвичай будівельні роботи можна розпочати до того, як усі компоненти будуть доставлені, загальний час від моменту прийняття остаточного рішення до моменту введення станції в експлуатацію становить лише від 2 до 2,5 років, враховуючи планування та отримання регуляторних дозволів, загальний час реалізації проекту та час на встановлення.

Під час інтерв'ю наголошувалося, що можуть існувати можливості значного прискорення процесу реалізації проектів. Наприклад, якщо органи влади позитивно ставляться до проекту, але все ще потребують часу для оформлення схвалення, можливо укласти угоду з клієнтом щодо інжинірингового контракту та на його основі розміщувати замовлення у субпідрядників на ключові компоненти з тривалими термінами виконання, як-от турбіна та котел. Є приклади цього в Європі, але чи можливо це в Україні, важко визначити.

Стійкість (R)

Стійкість ТЕЦ середньої потужності на біомасі (з паровою турбіною протитиску) оцінюється як середня. Стійкість ТЕЦ на біомасі (з паровою турбіною протитиску) залежить від кількох ключових факторів.

По-перше, ці установки, кожна з яких має потужність близько 5-25 МВт, можуть бути стратегічно розподілені по широкій географічній території. Попри відносно велику площу, яку займає ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску потужністю 25 МВт, її конструкція дозволяє розмістити значну частину електростанції в бункері (це саме стосується і палива), що підвищує її стійкість до непередбачуваних ситуацій. Це, однак, не стосується димаря. Ризик перебоїв у постачанні палива оцінюється як низький, оскільки передбачається, що існує кілька варіантів постачання. Їхня здатність підтримувати стабільність мережі вважається **середньою**, оскільки вони мають певну інерцію у нарощуванні та зниженні потужності. Час реконструкції відповідає **середньому** рівню.

Для менших установок це особливо актуально — їх можна розмістити в непомітних будівлях, що зовні нагадують майстерню, ферму або господарську будівлю.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

З огляду на нормовану вартість електроенергії (LCOE), як короткострокову, так і протягом усього терміну експлуатації, ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску мають конкурентну перевагу. Під час експлуатації протягом двох зимових періодів ці установки демонструють нижчий показник LCOE порівняно з кількома іншими оцінюваними технологічними рішеннями. LCOE знаходиться в **середньому** діапазоні. Протягом усього терміну експлуатації, LCOE для цих станцій при використанні деревних пелет і тріски як палива, класифікується як **середня**. Для всіх технологій ТЕЦ на біомасі витрати на виробництво електроенергії залежать від доходів від продажу тепла компаніям централізованого тепlopостачання.

4.7.5. Оцінка характеристик — ТЕЦ з паровою турбіною протитиску

Цей розділ охоплює оцінку характеристик ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску середньої потужності, яка була використана як основа для оцінки критеріїв.

Таблиця 35: Матриця оцінювання характеристик ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску середньої потужності. Одиниця LCOE — [євро/МВт-год]

Характеристики	7.a. Деревні пелети, ТЕЦ середньої потужності	7.c. Деревна тріска, ТЕЦ середньої потужності	7.e. Солома/стебла/лушпиння, ТЕЦ середньої потужності
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%	>75%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт-год]	1 087	1 256	1 250
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт-год]	141	142	126
P4 – Розподілена генерація	Помірна	Помірна	Помірна
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Довго та складно	Довго та складно	Довго та складно
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна	Помірна	Помірна
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскування та укриття	Помірна	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

За наявності палива та достатнього попиту на централізоване тепlopостачання, ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску можуть працювати на повну потужність у будь-яку годину доби, за винятком планових і вимушених відключень. Залежно від конкретних ТЕЦ, існують різні вимоги до часу проведення модернізації, що означає, що протягом року будуть певні тижні, коли планується, що ТЕЦ на біомасі не будуть експлуатуватися. Як правило, модернізацію планується проводити влітку, коли потреба в роботі станції менша. Вимушені зупинки можуть відбуватися з різних причин, але, як правило, вони пов'язані з певною формою несправності, яка трапляється під час виробництва.

Як вже зазначалося, потреба в ТЕЦ на біомасі нижча влітку. Споживання енергії зазвичай нижче. Крім того, існує конкуренція зі змінними відновлюваними джерелами енергії (VRE) та іншими електростанціями.

Влітку виробництво електроенергії на станціях на біомасі з паровою турбіною протитиску може бути обмеженим через низький попит на тепло, окрім випадків, коли вони розташовані в промисловості з більш постійним попитом на технологічне тепло. Екстракційні установки забезпечують вищий ступінь адаптивності, оскільки вони можуть працювати в режимі конденсації, коли попит на тепло недостатній.

З цих причин передбачається, що ТЕЦ на біомасі буде працювати на повну потужність протягом 5000 годин на рік, так званих годин роботи на повному навантаженні (FLH). Оскільки більша частина виробництва, ймовірно, припадає на зимовий період, передбачається, що 75% годин роботи на повному навантаженні припадає на зимовий період, а це означає, що ТЕЦ на біомасі буде працювати протягом 3 750 годин роботи на повному навантаженні в зимовий період (КВВП — 86%). Це відповідає годинам роботи вітроенергетичної турбіни на повному навантаженні протягом року, яка розташована в українському регіоні з найкращим вітровим профілем, і більш ніж удвічі перевищує години роботи сонячної електростанції на повному навантаженні протягом року, яка розташована в українському регіоні з найкращим профілем сонячного випромінювання. Крім того, очікується, що ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску вироблятимуть електроенергію в години роботи на проміжному та базовому навантаженні, а це означає, що години роботи на повному навантаженні для ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску можуть бути вищими, ніж для газових двигунів і турбін.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

У разі сценарію надзвичайної ситуації, коли ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску використовуються лише протягом двох зимових періодів, показник LCOE близький до нижньої межі середньої категорії. Нормовану вартість електроенергії розраховують на рівні 1 087 євро/МВт·год для станції на деревних пелетах, 1 256 євро/МВт·год для станції на деревній трісці, та 1250 євро/ МВт·год для станції на соломі.

Більшість цих витрат пов'язані з капітальними витратами та витратами на фінансування, оскільки станції не зможуть виробляти електроенергію протягом усього терміну експлуатації. Зверніть увагу, що ціни на паливо, що використовуються в цих розрахунках, є цінами на паливо в Данії, проте ціна на соломі знижена на 25%.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Очікується, що LCOE протягом терміну експлуатації ТЕЦ на деревних пелетах з паровою турбіною протитиску становитиме приблизно 141 євро/МВт·год. LCOE для ТЕЦ на деревній трісці з паровою турбіною протитиску становить 142 євро/МВт·год, а для ТЕЦ на соломі — 126 євро/МВт·год за весь термін експлуатації. Цей показник LCOE знаходиться в середньому ціновому діапазоні. Ці ціни у 3-4 рази вищі, ніж для наземної вітроенергетики та сонячних фотоелектричних електростанцій для комунальних підприємств, але еквівалентні для нових газових двигунів і турбін.

Витрати на виробництво електроенергії на ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску приблизно порівну розподіляються між операційними витратами (OpEx), витратами на паливо та капітальними витратами (CapEx). Зверніть увагу, що ціни на паливо, що використовуються в цих розрахунках, є цінами на паливо в Данії, проте ціна на соломі знижена на 25%.

P4: Розподілена генерація (R)

Прогнозується, що теплоелектроцентралі (ТЕЦ) на біомасі з паровою турбіною протитиску матимуть потужність виробництва електроенергії приблизно 5-25 МВтел. Ця потужність відповідає усередненому

значенню у порівнянні з вітроенергетичними турбінами та газовими двигунами, але децентралізована у порівнянні з вугільними або атомними електростанціями.

Фізично існують варіанти обмеження площі, яку займає ТЕЦ на біомасі. Установки з нижчими показниками потужності досить легко розміщуються в невеликих і зовні непомітних будівлях.

Хоча розміри котельних секцій і парових турбін у таких установках зазвичай подібні незалежно від виду палива, системи зберігання та подачі палива відрізняються: для пелет вони найкомпактніші, деревна тріска потребує наявності складу і шнекових систем, а для соломи потрібен ангар і т. зв. «солом'яний стіл» перед механізмом подрібнення й подачі, який вміщує кількість тюків, достатню для роботи протягом доби. Однак на невеликих установках із напівручною подачею палива досить просто відокремити саму установку від місця зберігання палива.

Для деревної тріски — за умови її сухості — достатньо простого укриття, або її можна зберігати просто насипом після подрібнення. Далі паливо може транспортуватися місцево до однієї або кількох установок трактором із причепом і подаватися в бункер для короткострокових потреб. Так само — і для соломи: тюки можна зберігати в полі — у невеликих чи великих кількостях, під пластиковим накриттям або навіть без нього (якщо допустимо втратити зовнішній шар тюка), а потім транспортувати їх фронтальним навантажувачем із вилами на причепі до «солом'яного столу» для покриття короткострокової потреби. У результаті ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску мають значний потенціал для забезпечення децентралізованого виробництва електроенергії.

З огляду на поточну ситуацію в Україні існує кілька аргументів на користь децентралізованого розміщення таких установок. Ці установки, які стратегічно розміщені поблизу центрів споживання, дозволяють зменшити залежність від мереж передачі. Це знижує ризики втрат потужностей генерації. Крім того, місцеве виробництво електроенергії безпосередньо на місці споживання зменшує потребу в розгалуженій системі передавання електроенергії, тим самим підвищуючи енергетичну безпеку. До того ж такі установки зазвичай оснащуються синхронними генераторами, що дозволяє їм працювати автономно в разі відмови мережі електропередачі. Вони не потребують приєднані до мережі для збудження генератора, як це необхідно при використанні асинхронних генераторів.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Очікується, що ТЕЦ на біомасі (з паровою турбіною протитиску) потужністю 5-25 МВт, не матимуть значного впливу на довкілля. Це свідчить про те, що процес екологічного погодження може бути спрощеним порівняно з більшими об'єктами. Їх відносно невелика потужність також означає, що процес затвердження приєднані до мережі може бути менш складним, ніж для електростанцій більшої потужності.

Попри свої переваги, ТЕЦ на біомасі (з паровою турбіною протитиску) займають значну площу, що вимагає часу на отримання (придбання/оренду) відповідної земельної ділянки. Зважаючи на ці фактори, процес планування та узгодження для ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску за оцінками триватиме приблизно 26 тижнів. Ця тривалість ставить процес планування та отримання дозволів від регуляторних органів в середній діапазон. Час може бути коротшим для установок нижнього діапазону потужності.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Загальний термін реалізації проєктів з установками потужністю 5-10 МВт_{ел} — від моменту замовлення до введення в експлуатацію (тобто постачання та монтаж) — становить 18-24 місяців, за даними опитаних фахівців. Це стосується установок, які працюють на «простому» або «легкому» паливі, як-от чиста деревина чи солома. Використання палива зі складнішим складом, наприклад, відходів деревини з агресивними домішками, зазвичай потребує більш стійких до корозії сталевих покриттів у котлі, що збільшує тривалість виробництва. Монтажні роботи зазвичай починаються через 6 місяців

після замовлення та тривають до моменту запуску випробувань. Постачання обладнання здійснюється паралельно з іншими етапами. Постачальники зазначають, що постачання турбіни зазвичай є найвужчим місцем, яке важко прискорити, оскільки виробники — це великі компанії, які обробляють замовлення послідовно. Виробництво котла також вимагає часу, але більшість виробників мають запаси сталі або тісні зв'язки з металургійними заводами.

Попри викладену вище логіку, з практичних міркувань тривалість постачання вважається такою, що становить 52 тижні. Установки, які працюють на соломі або вологій трісці, зазвичай вимагають складнішого обладнання для зберігання та подачі палива. До оцінки додано ще 5 тижнів через додаткову складність процесу транспортування та подачі палива до камери згоряння. Наприклад, транспортування деревних пелет у камеру згоряння простіше порівняно із соломом. Солому потрібно транспортувати за допомогою конвеєрної стрічки або крана, щоб її можна було подавати в камеру згоряння через люк, тоді як деревні пелети можна подавати за допомогою гвинтового насоса.

Деякі постачальники пропонують варіант попереднього замовлення: якщо державні органи вже позитивно ставляться до проєкту, але затвердження ще триває, постачальник може укласти інжиніринговий контракт із замовником і на основі інженерної документації розмістити попередні замовлення на критичні компоненти (наприклад, турбіну чи котел) у субпідрядників. Цей варіант також враховується в оцінці.

В Україні існує виробництво котлів, де випускають одні з найсучасніших котлів для спалювання біомаси потужністю до 10 МВт теплової енергії. Крім того, виробляються більші котли — потужністю від 200 до 300 МВт — як для біомаси, так і для вугілля.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Постачальники підкреслюють, що всі установки та будівельні компоненти спроектовані таким чином, щоб їх можна було транспортувати без обмежень звичайними вантажівками вантажопідйомністю 25 тонн. Усе, що потрібно — це доступ до стандартної дороги, що також актуально для доставки палива після введення станції в експлуатацію. Відтак, вимоги до логістики та транспортної інфраструктури класифікуються як **легкі**.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Див. характеристику P6. Очікуваний час монтажу ТЕЦ на деревних пелетах з паровою турбіною протитиску становить 52 тижні, хоча на практиці монтажні роботи відбуваються паралельно з постачанням подальшого обладнання.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

На етапі будівництва ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску потрібна різноманітна робоча сила, включно з некваліфікованими робітниками, операторами важкого обладнання, бетонниками, зварювальниками, сантехніками, електриками, техніками з опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також спеціалістами з техніки безпеки. Ці працівники можуть бути як місцевими в Україні, так і приїжджими з інших країн, залежно від політики компанії. Якщо з міркувань безпеки компанії не можуть відправити своїх працівників в Україну, цілком ймовірно, що вони можуть вирішити навчати місцевих робітників.

Кожна ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску середньої потужності унікальна та не базується на модульному принципі, що вимагає залучення інженерів на певних етапах будівництва для забезпечення контролю якості. Інженери також мають вносити зміни в будівельну документацію, якщо якийсь аспект будівництва йде не так, як заплановано. Це звичайна проблема для установок, побудованих за індивідуальним проєктом, на відміну від модульних рішень, які добре протестовані. Отже, потреба у кваліфікованому персоналі на етапі будівництва оцінюється як середня.

Згідно з інформацією, наданою українськими партнерами, Україна стикається зі значним дефіцитом робочої сили, за оцінками, до 5 мільйонів працівників у всіх секторах через наслідки війни та міграції. Цей дефіцит особливо відчутний у таких спеціалізованих галузях, як біогазові та біометанові установки, де бракує кваліфікованих фахівців. Отже, може бути важко знайти необхідну кількість робітників для великого будівельного проєкту.

P10: Здатність до балансування електромережі (R)

За умови, що біомаса легкодоступна, а попит на тепло достатній, ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску може виробляти електроенергію в будь-який час доби. Холодний запуск, який передбачає поступове нагрівання компонентів для запобігання тепловому стресу та пошкодженню, може зайняти кілька годин. Якщо станція не повністю охолола, можна провести запуск з теплого стану, який відбувається швидше і, як правило, займає близько 15 хвилин. У порівнянні з газовими електростанціями, ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску потребують більше часу для нарощування виробництва.

ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску можуть впливати на баланс енергосистеми, якщо їх роботу буде порушено, і це призведе до різкого припинення їх виробництва. З урахуванням цих факторів, очікується, що ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску матимуть **середній** рівень можливості балансування енергосистеми.

Зважаючи на вищезазначені міркування, очікується, що ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску забезпечуватимуть **середній** рівень балансування енергосистеми.

P11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Оскільки ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску мають помірну потужність виробництва електроенергії, вимоги до інфраструктури електромережі є низькими, оскільки ці електростанції можна під'єднати до мережі середньої напруги. Постачальники наголошують, що такі електростанції часто можуть працювати автономно, постачаючи електроенергію для місцевого споживання.

P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Для підтримки роботи ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску потрібна команда технічного персоналу, що спеціалізується на експлуатації, технічному обслуговуванні, контрольно-вимірювальних приладах, електротехнічних та механічних роботах. Потреба в повноцінній зайнятості цих техніків може змінюватися залежно від розміру станції, типу палива та варіантів його постачання, причому деякі з них потрібні лише для розв'язання конкретних питань, пов'язаних зі сферою їхньої компетенції. Однак, технічні спеціалісти з експлуатації потрібні для роботи з повною зайнятістю, оскільки вони керують станцією з диспетчерської. Порівняно з іншими технологічними рішеннями, попит на кваліфіковану робочу силу в цьому контексті вважається низьким.

P13: Можливість маскування та укриття (R)

Маскування великих ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску неможливе через їхні великі розміри та видимість на супутникових знімках. Але установку можна легко зробити непомітною за допомогою відповідного покриття, що дозволить їй злитися з навколишнім середовищем.

Хоча більшу частину станції нелегко захистити, деякі критично важливі компоненти, як-от турбіна та генератор, а також трансформатор, можна посилити або екранувати сталевими листами, щоб зменшити пошкодження від прямих влучань. З урахуванням його відносно невеликих розмірів, трансформатор можна ефективно захистити. Крім того, варто зазначити, що цей компонент критично важливий, і на його заміну може знадобитися до року й більше, якщо купувати новий у постачальника.

Установки з нижнього діапазону потужності не займають багато місця і можуть бути розміщені в наявних будівлях або простих металевих ангарах, зовні нагадуючи ферму або невелике підприємство. Паливо може зберігатися трохи осторонь, щоб не привертати уваги – див. Р4. Загалом, перспективи маскування та укріплення вважаються **середніми**.

Р14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Очікується, що більша частина біомаси для ТЕЦ з паровою турбіною протитиску надходитиме з України, яка має потужний сільськогосподарський сектор, здатний виробляти значні обсяги соломи після збору врожаю. Крім того, деревина, необхідна для виробництва пелет і тріски, може бути отримана з власних лісів України або шляхом вибіркової заготівлі, або шляхом утилізації відходів деревини.

Р15: Час відновлення

Час відновлення для ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску класифікується як **середній**. Залежно від ступеня пошкодження, такі установки можна ефективно відремонтувати за наявності відповідного обладнання та кваліфікованих технічних фахівців. Запасні частини зазвичай доставляються відносно швидко.

4.7.6. Оцінка критеріїв — ТЕЦ з органічним циклом Ренкіна на біомасі

Таблиця 36: Матриця оцінки критеріїв для установок з органічним циклом Ренкіна, що використовують деревні пелети, тріску та соломі як паливо

Оцінка за критеріями	7.b. Деревні пелети, ТЕЦ малої потужності	7.d. Деревна тріска, ТЕЦ малої потужності	7.f. Солома/стебла/лушпиння, ТЕЦ малої потужності
Вплив зими	WWW	WWW	WWW
Швидкість впровадження	QQ	QQ	QQ
Стійкість	RRR	RRR	RRR
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CC	CC	CC
Загальна оцінка (1-3)	2,4	2,4	2,4
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	2,5	2,5	2,5

Вплив зими, виробництво взимку (W)

Невеликі ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна можуть зробити свій внесок в енергосистему України в зимовий період. Крім того, вони можуть забезпечувати тепло міські райони. Невеликі ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна можуть регулювати своє виробництво, що дозволяє їм працювати на повну потужність у зимовий період. Хоча, ТЕЦ з органічним циклом Ренкіна не можуть масштабувати своє виробництво так швидко, як газові турбіни або двигуни.

Швидкість впровадження (Q)

Терміни впровадження проекту будівництва невеликої ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна (ORC) значною мірою залежать від розміру проекту та, зокрема, від термінів постачання самої ORC-установки. Очікується, що процес планування такої станції займе близько 20 тижнів, а загальний час на постачання

та монтаж обладнання після розміщення замовлення становитиме приблизно 40 тижнів. На практиці це визначається терміном постачання ORC-установки плюс 2 тижні на монтаж. Цього часу достатньо для виготовлення та встановлення котельної системи, навіть якщо як паливо використовується солома. Таким чином, загальний строк від моменту ухвалення остаточного рішення до введення установки в експлуатацію становить від одного до півтора року. З огляду на планування та отримання регуляторних дозволів, загального часу реалізації проєкту та часу на встановлення. Цей часовий проміжок вважається таким, що належить до категорії **середніх**.

Стійкість (R)

Стійкість малих ТЕЦ на біомасі (на основі ORC) оцінюється як висока. Стійкість ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна зумовлена кількома факторами. По-перше, установки потужністю 0,5-3 МВт_{ел} можуть бути розміщені на великій території, забезпечуючи сумарно значну виробничу потужність. По-друге, хоча площа, яку займає ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна потужністю 0,5-3 МВт_{ел}, є відносно великою у порівнянні з її виробничими показниками, більшість обладнання ТЕЦ можна захистити бетонним перекриттям (покрівлею) — так само як і паливо. Це, однак, не стосується димаря. Ризик перебоїв у постачанні палива оцінюється як низький, оскільки передбачається, що існує кілька варіантів постачання. Їхня здатність підтримувати стабільність мережі вважається **середньою**, оскільки вони мають певну інерцію у нарощуванні та зниженні потужності. Час реконструкції відповідає **середньому** рівню.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові та протягом усього терміну експлуатації (C)

Нормована вартість електроенергії (LCOE) для ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна вважається середньою, коли виробництво обмежене лише двома зимовими періодами. Однак, протягом терміну експлуатації ТЕЦ, показник LCOE стає високим через відносно низький електричний ККД цієї технології. Така неефективність призводить до підвищеного споживання палива на одиницю виробленої електроенергії, що суттєво збільшує витрати на паливо порівняно з ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску. Останні інтерв'ю свідчать, що рішення на основі ORC можуть бути більш життєздатними, ніж вважалося раніше, хоча певні виклики залишаються. Водночас загальний ККД цих систем є низьким — близько 10%, що підкреслює важливість ефективного використання тепла, яке виробляється разом з електроенергією.

4.7.7. Оцінка характеристик — станції з органічним циклом Ренкіна

У цьому розділі розглядається оцінка характеристик ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна, яка використовується як основа для оцінки критеріїв.

*Таблиця 37: Матриця оцінювання характеристик ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна (ORC).
Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]*

Характеристики	7.b. Деревні пелети, ТЕЦ малої потужності	7.d. Деревна тріска, ТЕЦ малої потужності	7.f. Солома/стебла/лушпиння, ТЕЦ малої потужності
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	>75%	>75%	>75%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	1 273	1 304	1 368
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	186	175	168

P4 – Розподілена генерація	Добре	Добре	Добре
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Низька
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Середньо-строкова перспектива	Середньо-строкова перспектива	Середньо-строкова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Помірна	Помірна	Помірна
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскування та укриття	Помірна	Помірна	Помірна
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

За наявності палива та попиту на тепло, малі когенераційні установки на біомасі (ORC) можуть працювати на повну потужність у будь-яку годину доби, за винятком планових та вимушених відключень. Залежно від конкретних ТЕЦ, існують різні вимоги до часу проведення модернізації, що означає, що протягом року будуть певні тижні, коли планується, що ТЕЦ на біомасі не будуть експлуатуватися. Як правило, модернізацію планується проводити влітку, коли потреба в роботі станції менша. Вимушені зупинки можуть відбуватися з різних причин, але, як правило, вони пов'язані з певною формою несправності, яка трапляється під час виробництва.

Як вже зазначалося, потреба в ТЕЦ на біомасі значно нижча влітку, оскільки велика частка електроенергії може вироблятися за допомогою технологій базового навантаження, як-от атомна, вітрова та дедалі частіше сонячна енергетика. При цьому споживання електроенергії також нижче, оскільки, серед інших причин, попит на тепло значно зменшується. Крім того, ТЕЦ на біомасі також конкурують між собою та з електростанціями на інших видах палива, а також з теплоелектроцентралями, що означає, що частина виробництва буде поглинена.

З цих причин передбачається, що ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна, буде працювати на повну потужність протягом 5 000 годин на рік, так званих годин роботи на повному навантаженні (FLH). Оскільки більша частина виробництва, ймовірно, припадає на зимовий період, передбачається, що 75% годин роботи на повному навантаженні припадає на зимовий період, а це означає, що мала ТЕЦ на біомасі (ORC) буде працювати протягом 3 750 годин роботи на повному навантаженні в зимовий період (КВВП — 86%). Це відповідає годинам роботи вітроенергетичної турбіни на повному навантаженні протягом року, яка розташована в українському регіоні з найкращим вітровим профілем, і більш ніж удвічі перевищує години роботи сонячної електростанції на повному навантаженні протягом року, яка розташована в українському регіоні з найкращим профілем сонячного випромінювання. Якщо українські електростанції не будуть поглинати одна одну через брак потужності, викликані російськими бомбардуваннями, то можна очікувати, що години роботи на повному навантаженні будуть вищими. Крім того, очікується, що ТЕЦ малої потужності на біомасі з органічним циклом Ренкіна (ORC) вироблятимуть електроенергію

в години проміжного та базового навантаження, а це означає, що FLH для ТЕЦ малої потужності на біомасі з органічним циклом Ренкіна можна очікувати вищим, ніж для газових двигунів та турбін.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

У разі сценарію надзвичайної ситуації, коли ТЕЦ малої потужності на біомасі з органічним циклом Ренкіна використовуються лише протягом двох зимових періодів, показник LCOE знаходиться на середньому рівні. Нормовану вартість електроенергії розраховують на рівні 1 273 євро/МВт·год для станції на деревних пелетах, 1 304 євро/МВт·год для станції на деревній трісці, та 1 368 євро/МВт·год для станції на соломі.

Більшість цих витрат пов'язані з капітальними та витратами на фінансування, оскільки станції не зможуть виробляти електроенергію протягом усього терміну експлуатації. Зверніть увагу, що ціни на паливо, що використовуються в цих розрахунках, є цінами на паливо в Данії, проте ціна на соломі дещо знижена. Опитані спеціалісти стверджують, що замовлення великої кількості одиниць одночасно може значно знизити ціну за одиницю.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Очікується, що LCOE протягом терміну експлуатації ТЕЦ на деревних пелетах з органічним циклом Ренкіна становитиме приблизно 186 євро/МВт·год. LCOE для ТЕЦ з органічним циклом Ренкіна на деревній трісці розраховують на рівні 175 євро/МВт·год, а для ТЕЦ з органічним циклом Ренкіна на соломі/лушпинні/стеблах — на рівні 168 євро/МВт·год. Для ТЕЦ на деревних пелетах і трісці цей показник LCOE вважається таким, що знаходиться у високому ціновому діапазоні. Ці ціни приблизно в 3-4 рази вищі, ніж ціни на наземну вітрову енергетику та фотоелектричні установки комунального масштабу, проте майже дорівнюють ціні нових газових двигунів та турбін.

Розподіл витрат на ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна справедливо розподіляється між експлуатаційними витратами, витратами на паливо, капітальними витратами та витратами на фінансування. Але витрати на паливо, через обмежену електричну ефективність технологічного рішення з органічним циклом Ренкіна, додають значну націнку до ціни для цих станцій. Зверніть увагу, що ціни на паливо, що використовуються в цих розрахунках, є цінами на паливо в Данії, проте ціна на соломі дещо знижена. Опитані спеціалісти стверджують, що замовлення великої кількості одиниць одночасно може значно знизити ціну за одиницю.

P4: Розподілена генерація (R)

Очікується, що потужність виробництва електроенергії на ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна становитиме близько 0,5-3 МВт_{ел}, а це означає, що ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна пропонують чудовий вибір децентралізованого виробництва енергії. Фізично існують варіанти обмеження площі використання когенераційної установки з органічним циклом Ренкіна (ORC). Установки з нижчими показниками потужності досить легко розміщуються в невеликих і, здавалося б, незначних будівлях або сараях.

Хоча розміри котельних секцій та блоків ORC цих установок зазвичай подібні незалежно від виду палива, системи зберігання та подачі палива відрізняються: для пелет вони найкомпактніші, деревна тріска потребує наявності складу і шнекових систем, а для соломи потрібен ангар і т. зв. «солом'яний стіл» перед механізмом подрібнення й подачі, який вміщує кількість тюків, достатню для роботи протягом доби. Однак на невеликих установках із напівною подачею палива досить просто відокремити саму установку від місця зберігання палива.

Для деревної тріски — за умови її сухості — достатньо простого укриття, або її можна зберігати просто насипом після подрібнення. Потім паливо можна транспортувати локально до однієї або кількох

установок за допомогою трактора з причепом і подавати до бункера, який містить запас палива на один або кілька днів — те саме стосується і соломи. Тюки можна зберігати в полі — у невеликих чи великих кількостях, під пластиковим накриттям або навіть без нього (якщо допустимо втратити зовнішній шар тюка), а потім транспортувати їх фронтальним навантажувачем із вилами на причепі до «солом'яного столу» для покриття короткострокової потреби на один або кілька днів.

Виходячи з вищезазначеного, здатність ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна забезпечувати розподілену генерацію оцінюється як висока.

З огляду на поточну ситуацію в Україні, існує кілька вагомих причин віддавати перевагу децентралізованим установкам. Ці установки, розташовані поблизу центрів попиту, пропонують перевагу зменшення залежності від мережі передачі, тим самим зменшуючи ризики, пов'язані з потенційною втратою виробничих потужностей. Крім того, локальне виробництво електроенергії безпосередньо на об'єкті кінцевого споживача зменшує потребу в масштабній передачі електроенергії, що, своєю чергою, підвищує енергетичну безпеку.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Оскільки потужність електростанцій становить близько 0,5-3 МВт_{ел}, очікується, що вони не матимуть значного впливу на довкілля, а отже, можна припустити, що процес отримання екологічних дозволів буде простішим. Крім того, через їхню відносно низьку потужність можна очікувати, що процес отримання дозволу на приєднанні до мережі також буде простішим, ніж для електростанцій більших потужностей. Зрештою, ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна мають модульну конструкцію, яка добре відома та може бути заздалегідь сертифікована для експлуатації.

З огляду на ці міркування, очікується, що процес планування та узгодження для ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна займе близько 20 тижнів. Ці витрати часу на процес планування та отримання дозволів від регуляторних органів знаходяться в середньому діапазоні.

P6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Інтерв'ю з постачальниками котельних установок і установок ORC щодо малих ORC-установок на соломі (5 МВт теплових та 500 МВт_{ел}) вказують на дуже короткі терміни доставки та монтажу. Хоча котельні установки можуть бути встановлені дуже швидко (загалом близько 24 тижнів після затвердження), термін поставки ORC-установки може становити близько 36 тижнів, тоді як час встановлення становить лише 1-2 тижні за умови підготовки майданчика. Такі установки потрібно лише встановити на майданчику, під'єднати чотири труби та один кабель — і вони будуть готові до виробництва електроенергії.

Виходячи з цього було обрано термін постачання 26 тижнів, а термін встановлення – 12 тижнів.

Час постачання та монтажу може збільшитися для дещо більших котлів/установок ORC, але не пропорційно до їх розміру.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Ці агрегати та компоненти, необхідні для будівництва, призначені для необмеженого перевезення дорогами загального користування на звичайних 25-тонних вантажівках. Усе, що потрібно — це доступ до стандартної дороги, що також актуально для доставки палива після введення станції в експлуатацію. Відтак, вимоги до логістики та транспортної інфраструктури класифікуються як **легкі**.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Див. характеристику P6. Очікуваний час встановлення ТЕЦ з ORC становить 12 тижнів, тоді як на практиці встановлення відбувається паралельно з постачанням обладнання.

Р9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

На етапі будівництва потрібні різноробочі, оператори важкої техніки, бетонярі, зварювальники, сантехніки, електрики, фахівці з опалення, вентиляції та кондиціонування повітря, а також спеціалісти з техніки безпеки. Ці категорії працівників легко доступні в Україні або можуть бути залучені з інших країн, залежно від політики компанії. Якщо компанії не можуть відправити своїх працівників в Україну на будівництво з міркувань безпеки, можна припустити, що деякі компанії можуть і будуть навчати різноробочих з України.

Оскільки кожна ТЕЦ з ORC, що працює на біомасі, має свої особливості, які можуть відрізнятися від інших ТЕЦ з ORC, на деяких етапах будівництва потрібні інженери для контролю якості. Крім того, інженери потрібні для коригування будівельної документації у разі, якщо щось у процесі будівництва не працює належним чином або не відповідає очікуванням. Це загальні проблеми для станцій, які виготовляють за індивідуальним замовленням, порівняно з модульними рішеннями, які добре протестовані. Ось чому потреба у кваліфікованому персоналі на етапі будівництва вважається **середньою**.

За оцінками, наданими українськими партнерами, в Україні не вистачає до 5 мільйонів робітників. Це означає, що на етапі будівництва може бути важко знайти потрібну кількість робітників для великого будівельного проекту.

Р10: Здатність до балансування електромережі (/вимоги) (R)

Припускаючи, що біомаса доступна, установка з органічним циклом Ренкіна на біомасі може виробляти електроенергію в будь-яку годину дня. Холодний запуск займає кілька годин, оскільки компоненти потрібно нагрівати поступово, щоб уникнути теплового стресу та пошкоджень. Якщо станція не повністю охолола, можна провести запуск з теплового стану, який займає менше часу, ніж холодний запуск, приблизно 15 хвилин. У порівнянні з газовими електростанціями, ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна повільніше нарощують виробництво.

Виробнича потужність ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна занадто низька, щоб мати помітний вплив на балансування енергосистеми, якщо вони зазнають бомбардувань і їх виробництво раптово зупиняється.

Зважаючи на вищезазначені міркування, очікується, що ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна матимуть **середній** рівень здатності до балансування енергосистеми.

Р11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Оскільки ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна мають низьку потужність виробництва електроенергії, вимоги до інфраструктури електромережі є низькими, оскільки ці установки можна під'єднати до мережі середньої напруги за допомогою відносно невеликого трансформатора.

Р12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Щоб підтримувати ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна в робочому стані, потрібні фахівці з експлуатації, технічного обслуговування, контрольно-вимірювальних приладів, електрики та механіки. Залежно від розміру станції, деякі з цих фахівців можуть не потребувати повної зайнятості, але можуть бути викликані, коли виникає конкретна проблема, що стосується їхньої сфери діяльності. Технічні спеціалісти з експлуатації потрібні на повну зайнятість, щоб вони могли керувати станцією з диспетчерської. Потреба у кваліфікованій робочій силі вважається низькою порівняно з іншими технологіями, оскільки станція має потужність 0,5-3 МВт_{ел}. Під час обслуговування блоку ORC можуть виникнути деякі складності.

P13: Можливість маскуванню та укряття (R)

Існує певна можливість для маскуванню ТЕЦ з органічним циклом Ренкіна. Залежно від потреби у зберіганні палива поруч, ці установки можуть бути великими порівняно з їхньою потужністю генерації, що потенційно полегшує їхнє виявлення, однак конструкцію можна виконати таким чином, щоб вона вписувалась у навколишній ландшафт — наприклад, дах можна покрити травою, що ускладнить виявлення з повітря. Димову трубу приховати неможливо, але вихід можна розмістити на відстані від основної частини установки.

Крім того, паливо можна доставляти щодня невеликими партіями зі складів, розміщених на певній відстані від генераторних блоків — див. Р4. Деякі частини ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна не можуть бути захищені, наприклад, димова труба. Водночас окремі критично важливі компоненти, як-от трансформатор і генератор, можуть бути укряті, щоб мінімізувати пошкодження у разі прямого удару по об'єкту.

Загалом, можливість маскуванню та укряття таких установок вважаються **високою**.

P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Очікується, що більша частина біомаси для ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна надходитиме з України. В Україні розвинене сільське господарство, яке може постачати велику кількість соломи після кожного збору врожаю. Крім того, деревина для виробництва деревних пелет та тріски може бути отримана з місцевих підприємств деревообробної промисловості, а також з насаджень, садів, парків чи лісів України або шляхом вибіркової заготівлі, чи шляхом використання відходів деревини.

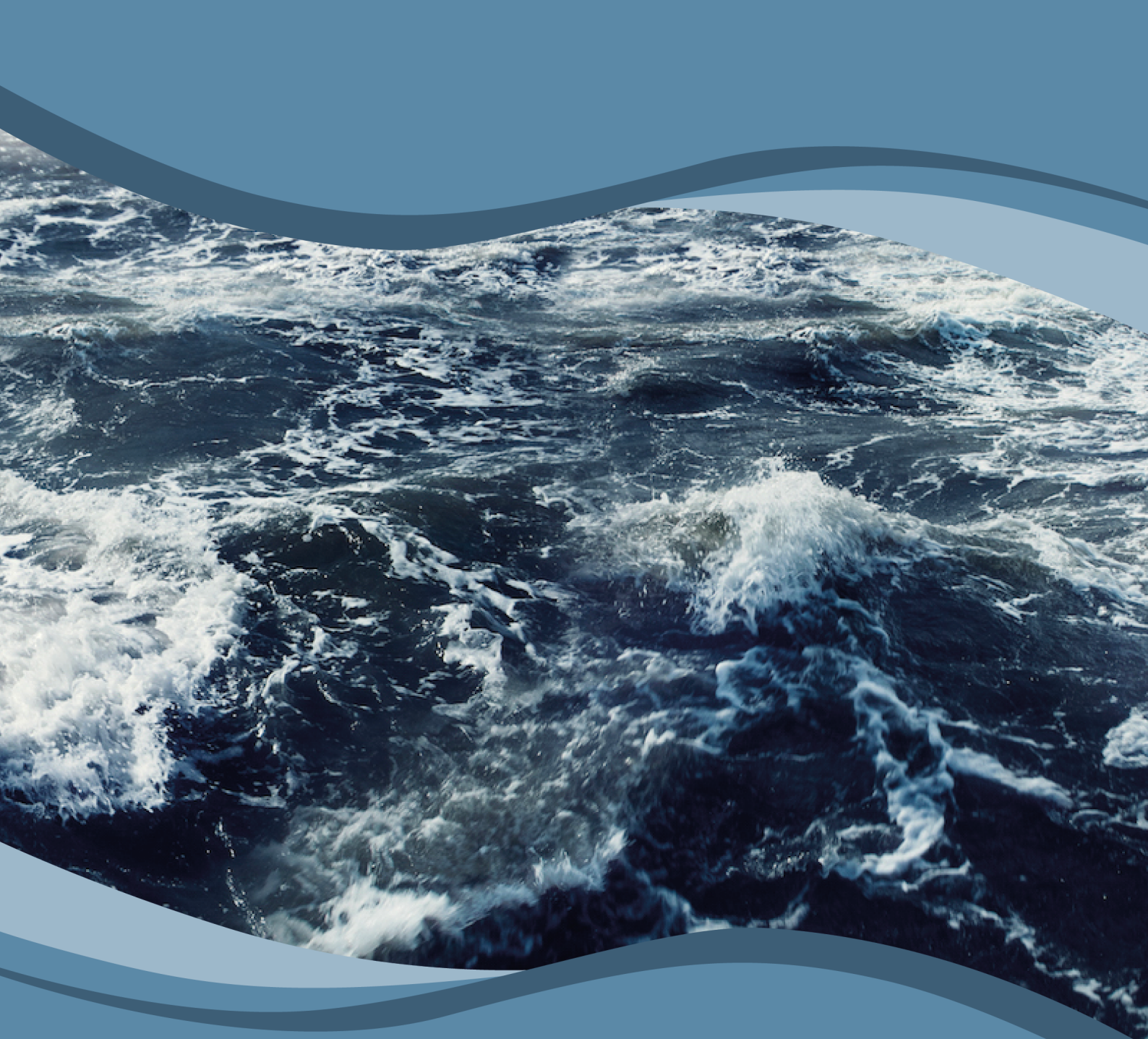
P15: Час відновлення

Час відновлення для малих ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна класифікується як **середній**. Залежно від ступеня пошкодження, такі установки можна ефективно відремонтувати за наявності відповідного обладнання та кваліфікованих технічних фахівців. Запасні частини зазвичай доставляються відносно швидко.

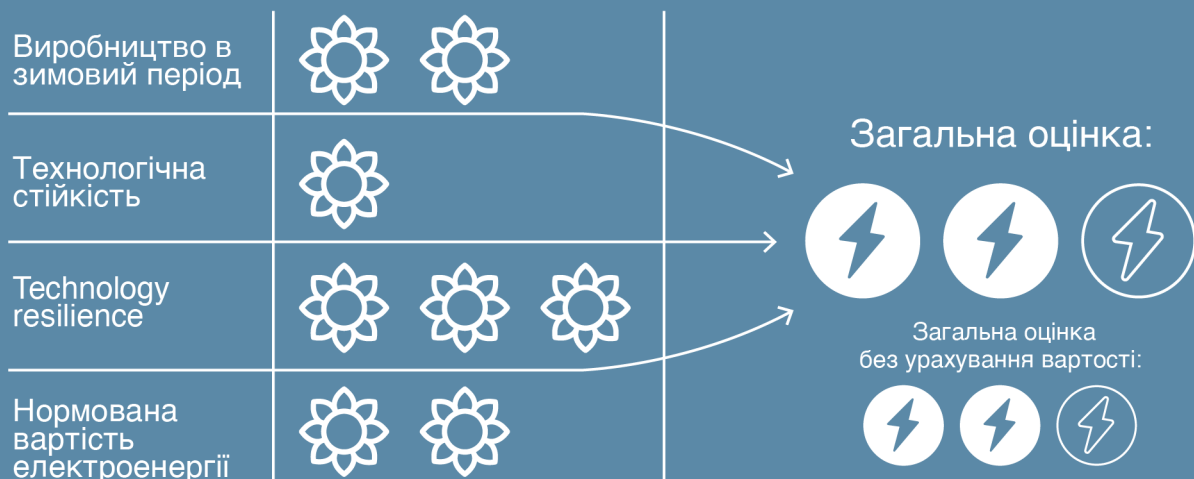
4.7.7.1. Технічний паспорт

У Додатку F надаються технічні паспорти на:

- ▶ ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску, середньої потужності, яка використовує наступну сировину:
 - ▶ деревна тріска
 - ▶ деревні пелети
 - ▶ солома/стебла/лушпиння
- ▶ ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна, малої потужності, яка використовує наступну сировину:
 - ▶ деревна тріска
 - ▶ деревні пелети
 - ▶ солома/стебла/лушпиння



ГІДРОЕНЕРГЕТИКА



4.8. Гідроенергетика

Оцінка на головній сторінці відображає результати для руслових мікро/міні гідроелектростанцій (RoR HPPs), які отримали найвищу загальну оцінку серед усіх підтипів технологій ГЕС, розглянутих у цьому розділі, присвяченому гідроенергетиці. Чим більше піктограм — тим вища ефективність²⁶. Слід зазначити, що для «Модернізованих ГЕС із греблями, включно з ГАЕС» розрахунок LCOE відсутній, тому ця технологія не отримала «загальної оцінки». Оцінки всіх критеріїв і підтипів технологій наведено в Таблиці 38. У ній показано, що модернізація або ремонт великих ГЕС отримує найвищий бал серед усіх оцінених у цьому звіті ГЕС за загальною оцінкою, що не враховує LCOE (за 2 роки, зима). Крім того, показано, що руслові ГЕС (RoR) отримують **середній** бал за вплив у зимовий період. Те саме стосується зимового впливу великих ГЕС із греблями. Руслові ГЕС отримують низький бал за швидкість впровадження, тоді як модернізація або ремонт ГЕС отримують **середній** бал за цією характеристикою. Навпаки, руслові малі та мікро/міні ГЕС отримують найвищий бал за стійкість, тоді як великі ГЕС із греблями отримують низький бал за цим критерієм. Руслові малі та мікро/міні ГЕС отримують **низький** бал за LCOE (за 2 роки, зима). Водночас за параметром LCOE (протягом усього строку експлуатації), руслові малі та мікро/міні ГЕС демонструють кращі результати, ніж більшість технологій, розглянутих у цьому звіті.

Таблиця 38: Гідроенергетика — загальна матриця критеріїв для гідроенергетичних технологій

Оцінка за критеріями	8.a. ГЕС руслові малої потужності	8.b. МікроГЕС руслові	8.c. Модернізовані гідроелектростанції, греблі, включно з ГАЕС
Вплив зими	WW	WW	WW
Швидкість впровадження	Q	Q	QQ
Стійкість	RRR	RRR	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CC	CC	н/д
Загальна оцінка (1-3)	1,6	1,8	н/д
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,8	1,8	2,0

У цьому розділі розглядаються типи гідроелектростанцій малої потужності з можливістю більш розподіленого постачання електроенергії в Україні. Великі ГЕС загалом не входять до сфери цього звіту, проте модернізація пошкоджених або застарілих великих ГЕС розглядається з метою підкреслення їхнього потенціалу.

Гідроелектростанції можна класифікувати за різними ознаками, наприклад, за висотою напору, розміром електростанції та режимом роботи. За режимом роботи зазвичай виділяють такі типи:

1. Руслові гідроелектростанції
2. Гідроелектростанції з накопиченням (водосховищем), з гідроакумулюючою електростанцією або без неї

²⁶ Див. детальне пояснення в Таблиці 2: Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.

Типи гідроелектростанцій, що розглядаються в цьому розділі, належать до наступної міжнародної класифікації:

- ▶ Русліві міні та мікро ГЕС (RoR) потужністю від кількох кВт до 1 МВт
- ▶ Русліві малі гідроелектростанції потужністю від 1 МВт до 30 МВт
- ▶ Модернізація наявних великих гідроелектростанцій з накопиченням (водосховищем) з греблями та гідроакумуючими електростанціями

У 1960-х роках в Україні працювало близько 1 000 малих ГЕС загальною потужністю близько 300 МВт, і вони суттєво сприяли електрифікації сільських районів. Станом на 2022 рік в Україні працювало 177 малих ГЕС потужністю 120 МВт.

До початку війни встановлена потужність усіх ГЕС в Україні становила близько 6 200 МВт, з яких приблизно чверть припадала на гідроакумуючі електростанції. Близько 60% потужностей було збудовано в 1960-х роках, тому до 2022 року в Україні реалізовувалася масштабна програма модернізації, спрямована на підвищення потужності, надійності та безпеки більшості наявних гідроелектростанцій. Передбачалося, що в результаті модернізації може бути додано понад 4 000 МВт потужності гідроелектростанцій в Україні. Після початку повномасштабної війни ці роботи були зупинені, а багато великих ГЕС було частково або повністю зруйновано внаслідок російських атак.

Теоретичний потенціал річного виробництва на одиницю встановленої потужності в різних областях України показано на карті на Рисунку 26. Ця карта лише орієнтовно вказує, де можуть бути найкращі місця для будівництва ГЕС, адже реальний обсяг виробництва електроенергії залежить від конкретного розташування.

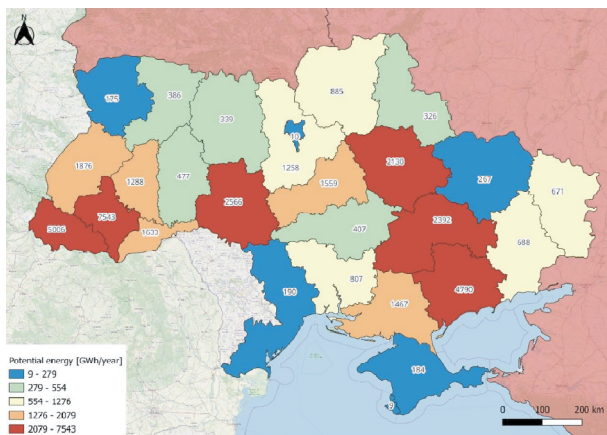


Рисунок 26: Карта ресурсів гідроенергії, очікуваний потенціал річного виробництва гідроенергії (МВт-год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Карта побудована на основі даних із дослідження «Систематична високоточна оцінка глобального гідроенергетичного потенціалу», 2017

4.8.1. Стислий опис технології

Гідроенергетика залишається надійним і перевіреним методом виробництва електроенергії вже понад сто років.

Концепція гідроенергетики використовує різницю напору між двома водосховищами, природними або штучно створеними за допомогою гребель та водозливів. На гідроелектростанції потенційна енергія перетворюється на кінетичну енергію обертання, яка обертає лопаті турбіни, з'єднаної з генератором.

4.8.1.1. Руслові гідроелектростанції

Руслові гідроелектростанції — це об'єкти, які спрямовують потік води з річки через канал або напірний водовід для обертання турбіни. Як правило, типова руслова гідроелектростанція проектується з малим водосховищем або повною його відсутністю. Вони, як правило, невеликі та застосовуються також в автономному режимі. Схема руслової гідроелектростанції наведена на Рисунку 27 нижче.

Руслові гідроелектростанції — це об'єкти відновлюваної енергії, які виробляють електроенергію, використовуючи природний стік та перепад висот річок. На відміну від звичайних гідроелектростанцій, руслові системи зазвичай не потребують великих гребель або водосховищ. Руслові гідроелектростанції можуть працювати за методом деривації, відводячи частину річкового стоку через водопровідний трубопровід, використовуючи різницю висот для вироблення енергії. Відведена вода потім повертається в річку нижче за течією.

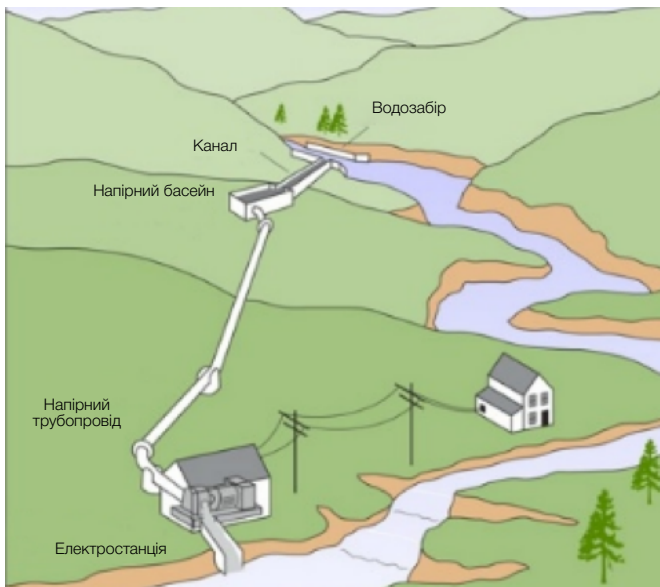


Рисунок 27: Схема руслової гідроелектростанції з деривацією

Ключові компоненти руслової гідроелектростанції охоплюють:

- › **Водозабір:** невелика гребля або водозлив відводить воду з річки. Вона може включати регульовані затвори для контролю потоку та рибопропускні споруди для зменшення впливу на довкілля.
- › **Сміттєутримуючі ґрати:** металеві прути, розташовані на відстані 40-100 мм один від одного, фільтрують сміття, захищаючи обладнання нижче за течією. Деякі системи оснащені автоматичними механізмами очищення.
- › **Напірний водовід:** трубопровід або канал, часто виготовлений зі сталі, ковкого чавуну або залізобетону, передає воду від впускного отвору до електростанції. Діаметри зазвичай коливаються від 1 до 5 метрів, а довжина залежить від топографії.
- › **Електростанція:** містить турбіну, генератор та допоміжне обладнання. Вона розроблена таким чином, щоб витримувати повені та сейсмічну активність.
- › **Турбіна:** перетворює кінетичну енергію води на механічну. Поширені типи включають:
 - › **турбіни Френсіса:** для середніх висот напору (10-350 м), ККД до 95%
 - › **турбіни Каплана:** для низьких висот напору (<30 м), з регульованими лопатями
 - › **турбіни Пельтона:** для високих висот напору (>100 м), використовуються в деяких високонапірних руслових установках

- › **Генератор:** як правило, синхронного типу, безпосередньо з'єднаний з турбіною, перетворює механічну енергію на електричну.
- › **Система керування:** використовує програмовані логічні контролери (ПЛК) для автоматизованої роботи та системи SCADA для дистанційного моніторингу та керування.
- › **Трансформатор:** підвищує напругу для приєднання до мережі.
- › **Розподільний пристрій:** включає автоматичні вимикачі, роз'єднувачі та захисні реле для безпечної інтеграції в мережу.
- › **Відвідний канал:** повертає воду в річку, призначений для мінімізації ерозії та турбулентності.

Вихідна потужність руслової гідроенергетичної установки залежить від витрати (Q) та напору (H) за рівнянням:

$$\text{Потужність} = \eta \times \rho \times g \times Q \times H$$

Де η – ККД, ρ – щільність води, а g – прискорення вільного падіння.

Руслові системи зазвичай не потребують великих гребель або водосховищ, тому мають менший вплив на довкілля та землекористування порівняно з великими системами водосховищ.

Руслові системи зазвичай підтримують мінімальний екологічний потік у річці, часто 10-30% від природного потоку, для збереження водних екосистем. Переваги руслових установок включають мінімальний вплив повеней, збережені природні середовища існування та стійкість.

Однак їхня продуктивність сильно залежить від природного річкового стоку, який може коливатися сезонно.

Сучасні руслові установки можуть досягати загальної ефективності до 90%, а окремі компоненти, як-от турбіни, перевищують 95% ефективності за оптимальних умов. Ці системи відіграють вирішальну роль у виробництві сталої енергії, пропонуючи баланс між виробництвом електроенергії та збереженням навколишнього середовища.

4.8.1.2. Гідроелектростанції з водосховищами

Греблю використовують для накопичення води у водосховищі (накопичення води). Електроенергія виробляється шляхом скидання води з водосховища через турбіну, яка активує генератор. Вони можуть мати широкий діапазон потужностей, залежно від гідравлічного напору та розміру водосховища.

Схема гідроелектростанції з греблею наведена на Рисунку 28.

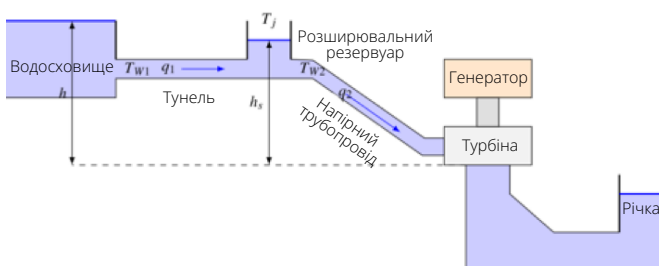


Рисунок 28: Схема водосховища гідроелектростанції

Руслові гідроелектростанції та гідроелектростанції з водосховищем можуть бути об'єднані в каскадні річкові системи, а гідроакумуючі гідроелектростанції можуть використовувати воду, що зберігається в

одній або кількох гідроелектростанціях з водосховищем. За принципом каскадної системи (Рисунок 29), виробництво енергії на русловій гідроелектростанції може регулюватися гідроелектростанцією з водосховищем, розташованою вище за течією річки. Велике водосховище у верхньому водозборі, як правило, регулює стік для декількох руслових гідроелектростанцій або менших гідроелектростанцій з водосховищем, розташованих нижче за течією. Це, ймовірно, збільшує річний енергетичний потенціал об'єктів, розташованих нижче за течією, та підвищує цінність функції накопичення води верхнього водосховища. Однак це також створює залежність електростанцій, розташованих нижче за течією, від роботи електростанцій, розташованих вище за течією. Прогнозування виробітку електроенергії на різних каскадних ГЕС може бути точним, оскільки вимірювання витрати води на першій ГЕС можуть бути застосовані для калібрування алгоритму прогнозування для всіх каскадних електростанцій. Оскільки воду не можна стиснути, і певна її частина випаровується або відводиться, графік роботи каскадних електростанцій можна спрогнозувати з достатньою точністю. В Україні існує дві різні каскадні системи, а саме: Дніпровський каскад (загальною потужністю 9 900 МВт) і Дністровський каскад (загальною потужністю 730 МВт).

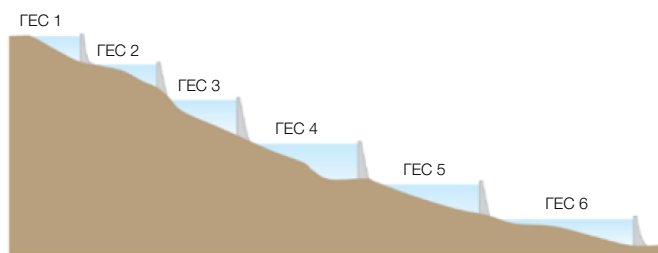


Рисунок 29: Принцип роботи каскадної системи

4.8.1.3. Гідроакумулюючі електростанції

Забезпечують постачання електроенергії під час пікових навантажень, використовуючи воду, яка циркулює між нижнім і верхнім водосховищами за допомогою насосів, що споживають надлишкову енергію з електроенергетичної системи в періоди низького попиту та низьких витрат. У той час як у світі існує та будується багато гідроакумулюючих електростанцій, в Україні таких об'єктів небагато. Київська гідроакумулююча електростанція (235 МВт), Дністровська гідроакумулююча електростанція (972 МВт), та Ташлицька гідроакумулююча електростанція (302 МВт) загальною потужністю 1 509 МВт.

Схема гідроакумулюючих електростанцій наведена на Рисунку 30.

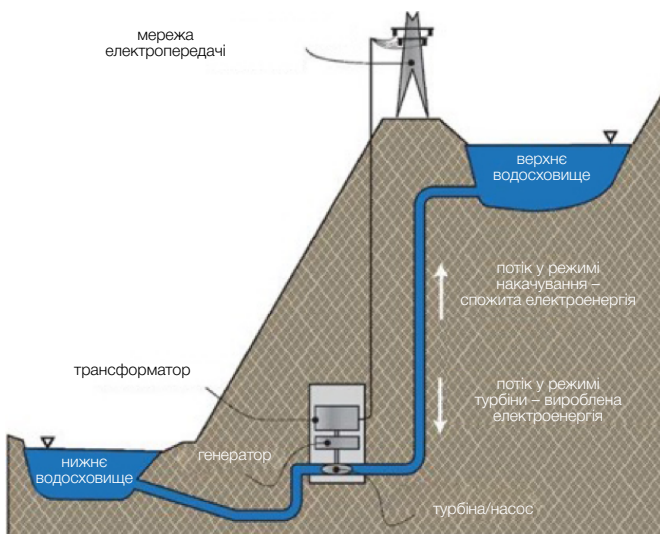


Рисунок 30: Гідроакумулююча електростанція

Гідроакумуюча станція (ГАЕС) — один з ключових засобів балансування для адаптації змінних відновлюваних джерел енергії, як-от енергія сонця, вітру та води, а також для збереження динамічної стабільності енергосистеми в умовах низького попиту, наприклад, у нічний час, та/або роботи енергосистеми в умовах навмисного секціювання з метою підвищення стійкості до атак.

Гідроелектростанції мають потужність від кіловата до сотень мегават. Міжнародна класифікація²⁷, що базується на потужності гідроелектростанцій, представлена в Таблиці 39.

Таблиця 39: Міжнародна класифікація гідроелектростанцій за потужністю

Тип	Потужність (міжнародна класифікація)
Гідроелектростанція великої потужності	>100 МВт
Гідроелектростанція середньої потужності	25-100 МВт
Гідроелектростанція малої потужності	1-25 МВт
Міні/мікро гідроелектростанції	<1 МВт

Гідроелектростанції великої потужності часто мають потужність у сотні або навіть тисячі мегават і використовують енергію води, що зливається з водосховища для виробництва електроенергії за допомогою різних типів турбін (наприклад, Пелтона, Френсіса, Каплана) залежно від характеристик річки, гідравлічного напору та потужності установки. Малі, мікро гідроелектростанції — це руслові гідроелектростанції. Ці типи гідроелектростанцій використовують турбіни поперечного потоку, турбіни Пелтона або Каплана.

Для високих напорів і малих витрат води використовуються турбіни Пелтона, в яких вода проходить через форсунки та потрапляє у ложкоподібні ковші, розташовані по периферії колеса. Менш ефективний варіант — турбіна поперечного потоку. Це активні турбіни, що працюють тільки на кінетичній енергії течії.

У разі низького напору і великої витрати води переважають турбіни Каплана — водяні турбіни пропелерного типу з регульованими лопатями. Турбіни Каплана і Френсіса, як і інші турбіни пропелерного типу, уловлюють кінетичну енергію та різницю тисків рідини між входом і виходом з турбіни. Турбіни Френсіса є найпоширенішим типом, оскільки вони підходять для широкого діапазону напорів (від 20 м до 700 м), малих та дуже великих потоків, широкої пропускної здатності та відмінного гідравлічного ККД.

Вибір типу турбіни залежить від напору нетто, визначеного на Рисунку 31, та швидкості течії річки.

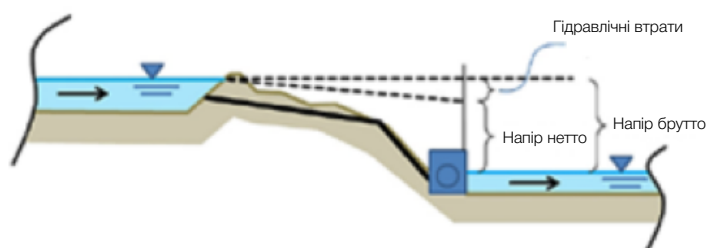


Рисунок 31: Гідроенергетика — визначення напору нетто та брутто

²⁷ В Україні, згідно Закону України “Про ринок електричної енергії”, діє дещо інша класифікація гідроелектростанцій: мікрогідроелектростанція - електрична станція, встановлена потужність якої не перевищує 200 кВт; мінігідроелектростанція - більше 200 кВт, але не перевищує 1 МВт, мала гідроелектростанція - більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт, більше 10 МВт – решта (великі).

Діаграма застосування гідроенергетичних турбін, пов'язана з напором нетто та швидкістю течії річки, зображена на Рисунку 32.

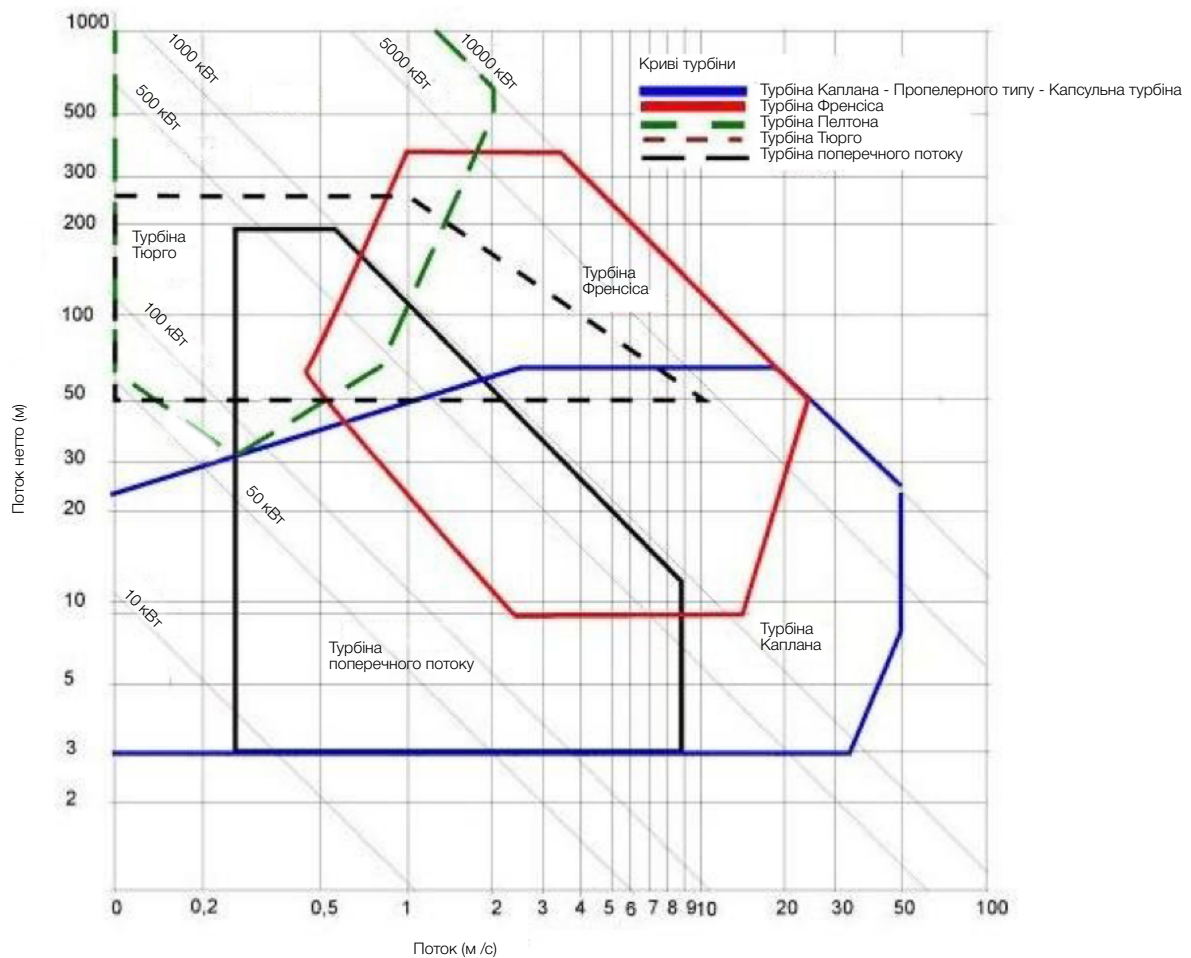


Рисунок 32: Діаграма застосування гідроенергетичних турбін

Коефіцієнт потужності, досягнутий гідроенергетичними проектами, потрібно розглядати дещо інакше, ніж для інших проектів з виробництва електроенергії. Він залежить від наявності води та призначення станцій — для задоволення пікового та/або базового попиту. Середній коефіцієнт потужності гідроелектростанцій встановився на рівні 48% у 2010-2019 роках (світові показники) зі значним стандартним відхиленням у різних географічних регіонах. Сині області на рисунку представляють стандартне відхилення від середнього показника (Рисунок 33).

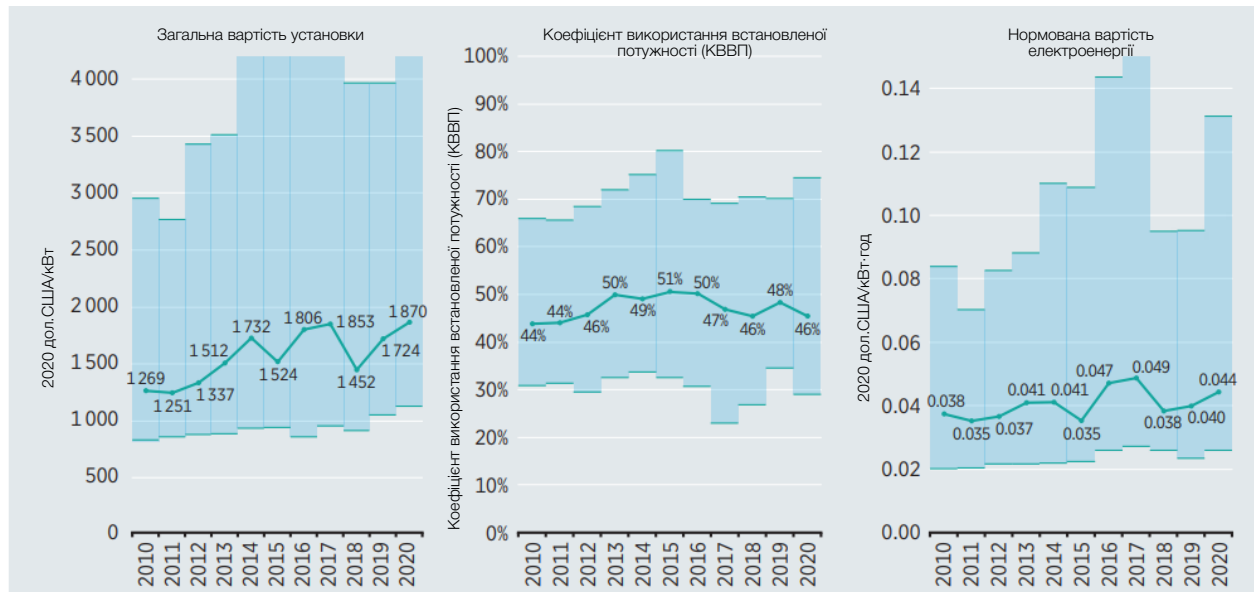


Рисунок 33: Загальні інвестиційні витрати, КВВП, LCOE для гідроенергетики (світовий показник). Результати ґрунтуються переважно на даних щодо великих гідроелектростанцій (ГЕС) і включають гідроакумуючі електростанції (ГАЕС)

У Таблиці 40 подано частковий перелік великих гідроелектростанцій (ГЕС) та гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС), що наразі працюють в Україні згідно з даними «Укргідроенерго». В примітці вказана технологія турбіни.

Таблиця 40: Перелік гідроелектростанцій в Україні — ГЕС: гідроелектростанція з греблею; ГАЕС: гідроакумуюча електростанція; RoR: руслова ГЕС (без водосховища; дериваційного типу - без водосховища і греблі) — зі змінною потужністю, як вітрова та сонячна енергія

Назва	Розташування	Технологія	Потужність (МВт)	Рік побудови	Примітка
Дніпровська гідроелектростанція	Запоріжжя	ГЕС	1 548	1927-1939; 1969-1980	Турбіна Френсіса
Дністровська гідроелектростанція	Новодністровськ	ГЕС	702	1973-1981	Турбіна Каплана
Дністровська гідроакумуюча електростанція		ГАЕС	972	1983-2015	Турбіна Френсіса
Київська гідроелектростанція	Вишгород	ГЕС	388.8	1964	Капсульна гідротурбіна
Київська гідроакумуюча електростанція		ГАЕС	235	1970	Турбіна Френсіса
Канівська гідроелектростанція	Канів	ГЕС	444	1972	
Канівська гідроакумуюча електростанція	Бучак, Канів [укр]	ГАЕС	1 000	1986-1991; 2019-? (на стадії будівництва)	
Кременчуцька гідроелектростанція	Світловодськ	ГЕС	625	1959	Турбіна пропелерного типу

Каховська гідроелектростанція	Нова Каховка	ГЕС	351	1950-1956	Турбіна пропелерного типу Зруйнована 6 червня 2023 року
Середньодніпровська гідроелектростанція	Кам'янське	ГЕС	352	1963	Турбіна пропелерного типу
Ташлицька гідроакumuлююча електростанція	Південноукраїнськ	ГАЕС	302	1981-2007	Турбіна Френсіса

4.8.1.4. Модернізація ГЕС з греблями та гідроакumuлюючими електростанціями

Модернізація та/або переобладнання наявних гідроенергетичних об'єктів має багато очевидних переваг, а також можливостей отримати швидкий результат. Серед інших можна згадати такі очевидні переваги:

- » Об'єкти вже приєднані до електромережі
- » Об'єкти вже введені в експлуатацію та працюють
- » Об'єкти вже укомплектовані персоналом
- » Впроваджено всі операційні процедури та процедури безпеки
- » Аспекти обміну інформацією та передачі даних вже налагоджені

Модернізація наявних об'єктів може бути дуже вигідною з погляду часу реалізації, а також обмежених витрат.

4.8.2. Оцінка за критеріями — гідроенергетика

Цей розділ охоплює окремі критерії оцінювання гідроенергетики, які призначені для використання як рекомендації для вибору найбільш відповідної технології виробництва електроенергії в реальній ситуації.

Таблиця 41: Матриця оцінювання критеріїв для гідроелектростанцій

Оцінка за критеріями	8.a. ГЕС руслові малої потужності	8.b. МікроГЕС руслові	8.c. Модернізовані гідроелектростанції, греблі, включно з ГАЕС
Вплив зими	WW	WW	WW
Швидкість впровадження	Q	Q	QQ
Стійкість	RRR	RRR	R
Вартість (LCOE, термін експлуатації 2 роки в зимовий період)	CC	CC	н/д
Загальна оцінка (1-3)	1,6	1,8	н/д
Загальна оцінка – без урахування LCOE (1-3)	1,8	1,8	2,0

Оцінка критеріїв базується на оцінюванні параметрів у розділі нижче..

Вплив зими (виробництво в зимовий період)

Гідроелектростанції можуть зробити свій внесок в енергосистему України в зимовий період за умови наявності мінімально необхідної течії води. Невеликі руслові гідроелектростанції зазнають більше труднощів у зимовий період через замерзання або недостатню витрату води, ніж більші гідроелектростанції з греблями і водосховищами, які можуть краще справлятися з сезонними коливаннями, підтримуючи виробництво за рахунок накопиченої води.

ГЕС з греблями можуть регулювати своє виробництво, що дозволяє їм працювати на повну потужність у зимовий період і додавати необхідні послуги зі стабільності, а також інерційності системи, що притаманна технології синхронних генераторів.

Більшість гідрогенераторів мікропотужності засновані на несинхронній технології та, як такі, не мають можливості надавати деякі послуги з балансування, а також покращувати інерційність системи.

Практично всі гідроелектростанції з номінальною потужністю понад 1 МВт працюють за синхронною технологією і, відповідно, мають вбудовану можливість надавати мінімально необхідні послуги з балансування, а також вносити свій внесок у забезпечення інерційності системи.

Для забезпечення необхідних послуг з регулювання частоти може знадобитися модернізація наявних гідроенергетичних об'єктів.

Швидкість впровадження

Терміни реалізації проєкту гідроелектростанції значно залежать від потужності об'єкта.

Будівництво нових малих і міні/мікро ГЕС річкового типу передбачає триваліший термін, ніж модернізація наявних ГЕС із греблями та гідроакумуючих станцій (ГАЕС), через потребу в тривалішому плануванні та отриманні дозвільної документації для нових об'єктів. Під час оцінювання характеристик термін реалізації руслових малих і міні/мікро ГЕС оцінюється у 130 тижнів. Орієнтовний термін для модернізації великих ГЕС з греблями та ГАЕС становить 70 тижнів. Варіативність розрахункової тривалості впровадження проєкту може бути значною, оскільки місцеві проблеми та проблеми з ланцюжком постачання можуть змінюватися залежно від регіону та часу.

Стійкість

Загалом, стійкість руслових малих та міні/мікро ГЕС оцінюється як висока, тоді як стійкість великих ГЕС з греблями (включно з гідроакумуючими електростанціями) оцінюється як **низька**.

Руслові ГЕС отримують високі бали, зокрема тому, що мають невелику потужність, яка виводиться з ладу локально, а також через те, що їх менша потужність робить їх менш привабливими для атак. Тоді як великі ГЕС отримують **низькі** бали з тих самих причин.

Стійкість гідроелектростанцій також залежить від місцевих умов — топології водного потоку та ландшафту. Якщо гідрогенератори можна розмістити у вигляді менших блоків, приховано розосереджених уздовж водного потоку, та забезпечити їх здатність у сукупності виробляти значну кількість електроенергії, це підвищить загальну стійкість об'єкта.

Використання підземних кабельних ліній для передачі електроенергії від об'єкта замість повітряних ліній також підвищить стійкість до атак та диверсій.

Витрати на виробництво (LCOE), короткострокові (виробництво в зимовий період) та протягом усього терміну експлуатації

Порівняно з іншими оцінюваними технологіями, показники LCOE для зимового виробництва протягом 2 років для руслових малих та міні/мікро ГЕС близькі до середніх для всіх включених типів технологій, тому оцінюються як середні. 98% вартості LCOE зумовлені фінансовими та інвестиційними витратами.

Навпаки, показники LCOE протягом терміну служби для руслових ГЕС нижчі за 25% від середнього показника LCOE для всіх включених типів технологій. Гідроелектростанції працюють краще протягом свого терміну експлуатації, оскільки немає витрат на паливо, а операційні витрати є помірними.

Щодо модернізації великих ГЕС із водосховищами, включно з ГАЕС, розрахунки LCOE не проводилися через недостатність доступних даних. Однак, на Рисунок 33 представлено глобальну динаміку LCOE для ГЕС у 2010-2020 роках, яка показує, що LCOE для великих ГЕС є низьким у порівнянні з розрахованими показниками LCOE за термін експлуатації для руслових ГЕС.

4.8.3. Оцінка характеристик — гідроенергетика

Цей розділ охоплює оцінку характеристик гідроенергетики, які використовуються як основа для оцінки критеріїв.

Таблиця 42: Матриця оцінювання характеристик гідроелектростанцій

Характеристики	8.a. ГЕС руслові малої потужності	8.b. МікроГЕС руслові	8.c. Модернізовані гідроелектростанції, греблі, включно з ГАЕС
P1 – Виробництво електроенергії в зимовий період	40%	40%	70%
P2 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку [євро/МВт·год]	1790	1503	н/д
P3 – Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації [євро/МВт·год]	54	47	н/д
P4 – Розподілена генерація	Добре	Добре	Погано
P5 – Регуляторні вимоги у процесі розроблення проекту	Довго	Довго	Швидко та легко
P6 – Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів	Проміжний	Проміжний	Проміжний
P7 – Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури	Низька	Низька	Помірна
P8 – Тривалість монтажу обладнання (після отримання дозволів)	Довго та складно	Довго та складно	Середньострокова перспектива
P9 – Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва	Помірна	Помірна	Помірна
P10 – Здатність до балансування мережі	Висока	Низька	Висока
P11 – Вимоги до інфраструктури мережі	Легкі	Легкі	Легкі
P12 – Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах	Низька	Низька	Низька
P13 – Можливість маскування та укриття	Помірна	Помірна	Низька
P14 – Ризик, пов'язаний з постачанням палива	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик	Мінімальний ризик
P15 – Час відновлення	Проміжний	Проміжний	Проміжний

P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (W)

Потенціал виробництва електроенергії гідроелектростанціями в Україні протягом зимових місяців (з жовтня по березень) значно варіюється залежно від регіону. Пікові періоди виробництва електроенергії припадають на весну та осінь. Весна приносить повені та танення снігу. Осінь також є продуктивною завдяки сильним дощам та підвищенню доступності води.

Гідроелектростанції можуть зробити свій внесок в енергосистему України в зимовий період за умови наявності мінімально необхідного потоку води та за умови, що потік не повністю замерз. Невеликі руслові гідроелектростанції зазнають більше труднощів у зимовий період через замерзання або недостатню витрату води, ніж більші гідроелектростанції з греблями, які можуть краще справлятися з сезонними коливаннями, підтримуючи виробництво коштом накопиченої води.

Тому оцінюється, що руслові малі та міні/мікро ГЕС можуть виробляти близько 40% потужності протягом зими. Водночас ГЕС можуть регулювати свою генерацію, що дозволяє їм виробляти щонайменше 70% повної потужності протягом зими та додавати необхідні послуги стабільності, а також інерційності системи, що забезпечується технологією синхронних генераторів.

P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C)

Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом короткого терміну експлуатації, виробництво взимку (C) для руслових ГЕС оцінюється наступним чином:

- » Для малих руслових ГЕС: приблизно 1 800 євро/МВт·год
- » Для руслових мікро/міні ГЕС: приблизно 1 500 євро/МВт·год

Витрати на фінансування²⁸ та капітальні витрати є повністю домінуючими, складаючи 56% та 42% LCOE відповідно, тоді як операційні витрати становлять лише близько 2%.

Порівняно з іншими оцінюваними технологіями, показник LCOE за 2 роки зимового виробництва для руслових ГЕС оцінюється як **середній**²⁹.

Щодо модернізації великих ГЕС із водосховищами, включно з ГАЕС, розрахунки LCOE не проводилися через недостатність доступних даних.

P3: Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом усього терміну експлуатації (C)

Нормована вартість електроенергії (LCOE) протягом терміну експлуатації для руслових ГЕС оцінюється наступним чином:

- » Для малих руслових ГЕС: приблизно 55 євро/МВт·год
- » Для руслових мікро/міні ГЕС: приблизно 50 євро/МВт·год

Витрати майже порівну розподіляються на витрати на фінансування (40%), капітальні витрати (CAPEX) (30%) та операційні витрати (OPEX) (30%).

²⁸ 10% дисконтна ставка прийнята для всіх розрахунків LCOE.

²⁹ Від 25% нижче середнього до 25% вище середнього, середній показник становить приблизно 1525 євро/МВт·год.

У порівнянні з іншими оцінюваними технологічними рішеннями, показник LCOE протягом терміну експлуатації для руслових ГЕС оцінюється як **високий**³⁰. Гідроелектростанції працюють краще протягом свого терміну експлуатації, оскільки немає витрат на паливо, а операційні витрати є помірними.

Щодо модернізації великих ГЕС із водосховищами, включно з ГАЕС, розрахунки LCOE не проводилися через недостатність доступних даних.

Однак приклади розрахунків зміни LCOE за період з 2010 по 2020 рік для ГЕС наведено на Рисунку 33. Результати ґрунтуються переважно на даних про будівництво великих гідроелектростанцій (ГЕС) та включають гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС). Показано, що LCOE становить близько 50-60% від LCOE для руслових ГЕС. Це може свідчити про те, що реконструкцію ГЕС та ГАЕС можна вважати такою, що має **високий** показник.

P4: Розподілена генерація (R)

Згідно міжнародної класифікації, руслові малі та міні/мікро ГЕС визначаються як такі, що мають потужність менше ніж 30 МВт та 1 МВт відповідно, в Україні дещо інша класифікація³¹, однак це не змінює даний аналіз та оцінку ГЕС. Оцінюючи їх потенціал для розташування поблизу центрів попиту, очевидно, що їх розміщення дещо обмежене через необхідність наявності річки зі значним перепадом течії та висот. Однак, коли ці природні умови наявні, можливо розмістити руслові малі та міні/мікро ГЕС поблизу зон попиту, навіть у межах міста. Тому параметр розподіленої генерації встановлено як **високий** для руслових малих та міні/мікро ГЕС.

І навпаки, для гідроелектростанцій з греблями та гідроакумулюючими електростанціями (ГАЕС) параметр «розподілене виробництво» оцінюється як **низький**, оскільки потужність цього типу гідроелектростанції зазвичай значно перевищує 60 МВт, тому велика потужність може бути виведена з експлуатації внаслідок однієї аварії.

Це відображає те, що загалом менші розподілені блоки є більш стійкими, ніж великі централізовані блоки. Можна навести кілька прикладів високого ризику, пов'язаного з великими централізованими системами, наприклад, захоплення Запорізької АЕС та диверсія на Каховській ГЕС у 2023 році. У глобальному масштабі можна навести довгий перелік значних ризиків, пов'язаних з великими об'єктами генерації. Саме тому в Україні рекомендовано застосовувати більш розподілений підхід, що сприятиме підвищенню стійкості.

P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту (Q)

Нижче описано процес, що передуює початку будівництва гідроелектростанцій в Україні, а також правила, яких слід дотримуватись перед початком будівництва гідроелектростанцій усіх розмірів. На основі цих описів оцінюється, що терміни отримання дозволів становлять 52 тижні для руслових малих та міні/мікро ГЕС. Для відновлення та вдосконалення великих ГЕС з греблями та ГАЕС передбачається, що дозволи можна отримати значно швидше, і тому термін встановлено на рівні 12 тижнів.

Таким чином, вимога P5 у процесі розроблення проєкту (Q) розглядається як **тривала та складна** для руслових малих та міні/мікро ГЕС та **швидка та проста** для відновлення та вдосконалення великих ГЕС з греблями та ГАЕС.

³⁰ Високий: більш ніж на 25% нижче середнього, середній показник LCOE за весь термін експлуатації становить 120 євро/МВ·год

³¹ Згідно Закону України «Про ринок електричної енергії», мікрогідроелектростанція - електрична станція, встановлена потужність якої не перевищує 200 кВт; мінігідроелектростанція - більше 200 кВт, але не перевищує 1 МВт, мала гідроелектростанція – більше 1 МВт, але не перевищує 10 МВт, більше 10 МВт – решта (великі).

Процес розроблення проекту починається з відвідування об'єкта та оцінювання, після чого готується техніко-економічне обґрунтування (ТЕО). Це дослідження охоплює вибір обладнання, розрахунок витрат, оцінку річного виробництва електроенергії та технічні параметри. Після завершення ТЕО суб'єкт господарювання оформляє земельну ділянку, що включає юридичні та адміністративні кроки щодо закріплення землі за проектом.

Наступним критичним кроком є Оцінювання впливу на довкілля (ОВД). Цей процес оцінює потенційний вплив проекту на довкілля та є важливим для отримання необхідних дозволів. Однак саме тут часто виникають перешкоди. Навіть якщо земельна ділянка орендована та проведено попередні громадські обговорення, під час процесу ОВД можуть виникнути перешкоди. Якщо місцеві жителі не бачать негайної вигоди, вони можуть виступати проти будівництва, що призведе до значних затримок.

Ця проблема особливо поширена в західних регіонах України, де місцевий опір може бути сильним. У результаті багато клієнтів, попри те, що вони вже орендували земельну ділянку, не можуть просунути проект вперед. Така протидія на етапі ОВД є суттєвою проблемою, яка може зупинити весь процес розробки.

Закон України «Про стратегічну екологічну оцінку» застосовується до гідроенергетичних проектів будь-якого розміру. Крім того, процес Оцінювання впливу на довкілля (ОВД) є критичним кроком для отримання необхідних дозволів. Процес Оцінювання впливу на довкілля визначено як критичний та потенційно проблематичний крок у процесі розроблення проекту, що часто призводить до затримок через місцевий опір.

Стосовно приєднання до мережі, до всіх нових об'єктів має застосовуватися впроваджений в Україні мережевий кодекс ЄС щодо приєднання до мережі для всіх генераторів відповідно до Регламенту ЄС 631/2016.

Стосовно експлуатації об'єкта, до всіх нових об'єктів має застосовуватися впроваджені в Україні положення Регламенту ЄС про експлуатацію системи передачі, Регламенту Комісії (ЄС) 2017/1485 та Кодексу мережі ЄС 631/2016 для аварійних ситуацій та відновлення.

Стосовно роботи на ринку, на всі нові об'єкти поширюються впроваджені Україною положення Регламенту Комісії (ЄС) 1222/2015 від 24 липня 2015 року, що встановлює настанови щодо розподілу потужностей та управління навантаженнями, а також FCA — впроваджені Україною положення Регламенту Комісії (ЄС) 2016/1719 від 26 вересня 2016 року, що встановлює настанови щодо розподілу перспективних потужностей, і впроваджені Україною положення Регламенту Комісії (ЄС) 2017/2195 від 23 листопада 2017 року, що встановлює настанови щодо балансування електроенергії.

З цього випливає, що період отримання дозволів становить 48, 26 та 52 тижні відповідно для руслових гідроелектростанцій малої та мікропотужності, а також гідроелектростанцій з греблями та ГАЕС.

Р6: Час постачання/наявність компонентів і матеріалів (Q)

Час постачання/наявність компонентів та матеріалів (Q) оцінюються як **середні** для всіх типів ГЕС та ГАЕС, включених до цього звіту.

Очікується, що термін постачання всіх компонентів та матеріалів для будівництва гідроелектростанції на новому майданчику становитиме приблизно 40 тижнів з дати початкової закупівлі. Частково це пов'язано з постійним дефіцитом електричних компонентів у ланцюжку постачання.

Очікується, що для модернізації станцій будуть заново виготовлені лише деякі компоненти, і це варіюється залежно від станції. Отже, загалом очікується, що для постачання компонентів для реконструкції ГЕС та ГАЕС знадобиться 30 тижнів.

У Харкові знаходиться одне українське підприємство, яке виробляє комплектуючі для ГЕС та ГАЕС.

P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури (Q)

Транспортування компонентів для ГЕС певною мірою вимагає транспортування залізницею, водним транспортом або з використанням спеціальних транспортних засобів, обладнання або маршрутів. Логістична та транспортна інфраструктура в Україні може створювати певні проблеми через поганий стан доріг у деяких районах, пошкодження залізниць, портів і кранів, а також ризики для безпеки в зонах бойових дій.

Залізниці та порти зазнали значних пошкоджень, і перевезення, які раніше здійснювалися через Чорне море, стали майже неможливими.

Це означає, що модернізація або ремонт ГЕС мають **середню** оцінку щодо потреби в логістичній та транспортній інфраструктурі. А малі та мікро-/міні-ГЕС річкового типу отримують найкращі оцінки щодо потреби в логістичній та транспортній інфраструктурі.

Забезпечення доступу до належної транспортної інфраструктури може бути критично важливим параметром у процесі визначення місць для ГЕС, особливо для ГЕС малої потужності.

P8: Час технічних робіт зі встановлення (мінімальний час після отримання дозволів) (Q)

Очікується, що час будівництва малих та міні/мікро-ГЕС річкового типу становитиме близько 40 тижнів та близько 30 тижнів для реконструкції ГЕС з греблями та ГАЕС. Таким чином, P8 оцінюється відповідно як **тривалі, складні та середньострокові**.

P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва (Q)

На етапі будівництва до більшості персоналу не висуваються особливі вимоги, за винятком усіх навичок будівництва та монтажу відповідно до чинного законодавства України. Однак існує обмежений попит на спеціалізованих проектувальників та інженерів, і в поточній ситуації їх може бути важко знайти. Таким чином, цей параметр оцінюється як **середній** для всіх ГЕС та ГАЕС.

P10: Здатність до балансування електромережі (R)

Здатність до балансування електромережі оцінюється як низька для міні/мікро-ГЕС річкового типу, **середня** для малих руслових ГЕС та висока для великих ГЕС та ГАЕС. Пояснення оцінок можна знайти в тексті нижче.

Усі мінімальні вимоги до приєднання до мережі щодо функціональності та діапазонів параметрів викладені у впровадженому в Україні мережевому кодексі ЄС щодо приєднання до мережі для всіх генераторів відповідно до Регламенту Комісії (ЄС) 2016/631 від 14 квітня 2016 року, що встановлює мережевий кодекс щодо вимог до приєднання генераторів до енергосистеми.

ГЕС з греблями та ГАЕС можуть регулювати своє виробництво і, відповідно, додавати необхідні послуги з балансування, а також інерційності системи, що притаманна технології синхронних генераторів.

Більшість мікрогідрогенераторів засновані на несинхронній технології та, як такі, не мають можливості надавати деякі послуги з балансування, а також покращувати інерційність системи.

Практично всі гідроелектростанції з номінальною потужністю понад 1 МВт працюють за синхронною технологією і, відповідно, мають вбудовану можливість надавати мінімально необхідні послуги з балансування, а також вносити свій внесок у забезпечення інерційності системи.

Гідроенергетичні об'єкти із сучасними можливостями управління зазвичай здатні надавати послуги резерву підтримки частоти (FCR), а також послуги резерву відновлення частоти (FRR) і резерву заміщення (RR). Для забезпечення необхідних послуг з регулювання частоти може знадобитися модернізація наявних гідроенергетичних об'єктів.

Р11: Вимоги до інфраструктури електромережі (R)

Малі та міні/мікро-ГЕС мають помірну потужність з виробництва електроенергії. Тому вимоги до інфраструктури електромережі низькі, оскільки ці станції можна під'єднати до розподільчої мережі на рівні середньої напруги. Рівні напруги неважливі для стабільності мережі, тому якщо лінія електропередачі проходить повз об'єкт гідроенергетики, він може бути приєднаний до системи передачі, якщо він відповідає мінімальним вимогам до приєднання в рамках положень впровадженого в Україні мережевого кодексу ЄС щодо приєднання до електромережі для всіх генераторів відповідно до Регламенту ЄС 631/2016. Для реконструкції великих ГЕС та ГАЕС вимоги до інфраструктури мережі також оцінюються як **низькі**, оскільки передбачається, що наявна інфраструктура може використовуватися навіть за умови збільшення виробництва ГЕС або ГАЕС.

В інтерв'ю також зазначається, що в процесі приєднання немає суттєвих перешкод. Процес приєднання до мережі є відносно простим. У 2007-2010 роках постановою Кабінету Міністрів зобов'язала регіональні енергетичні компанії (Обленерго) приєднати всі малі гідроелектростанції. Наприклад, у Кіровоградській області побудовано кілька ГЕС, і Кіровоградське обленерго подовжило лінію 10 кВ до цих станцій. Процес зрозумілий: звернутися до обленерго, подати заявку із зазначенням потрібної потужності, сплатити за приєднання (зараз плата стандартизована), а потім прокласти лінію та будувати станцію. У процесі приєднання немає суттєвих перешкод.

Р12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах (R)

Спеціальних вимог до оперативного персоналу гідроелектростанції немає, окрім розуміння концепції експлуатації та необхідної кваліфікації відповідно до впроваджених в Україні положень Регламенту ЄС з експлуатації системи передачі Регламенту Комісії (ЄС) 2017/1485 та Кодексу мережі для аварійних ситуацій та відновлення.

Р13: Можливість маскуванню та укриття (R)

Стійкість гідроелектростанцій залежить від місцевих умов — топології водного потоку та ландшафту. Якщо гідрогенератори можна розмістити у вигляді менших блоків, приховано розосереджених уздовж водного потоку, та забезпечити їх здатність у сукупності виробляти значну кількість електроенергії, це підвищить загальну стійкість об'єкта.

Якщо ландшафт забезпечує природне укриття великих частин гідроелектростанції, стійкість також буде підвищена.

Загалом, укрити чи замаскувати великі ГЕС неможливо. Однак, використання підземних кабельних ліній для передачі електроенергії від об'єкта замість повітряних ліній також підвищить стійкість до атак та диверсій.

Таким чином, можливість маскуванню та укриття оцінюється як **середня** для малих та міні/мікро-ГЕС річкового типу. Навпаки, для великих ГЕС та ГАЕС ця можливість оцінюється як **низька**.

Р14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива (R)

Для ГЕС вважається, що ризик перекриття водопостачання в результаті ворожих дій оцінюється як низький. Наприклад, річкові системи України Дніпра та Дністра збирають воду з різноманітних районів зі значною топографічною варіацією, рівень води, доступний для різних ГЕС, оцінюється як не дуже різноманітний, тому ризик перекриття водопостачання є **низьким**. Крім того, вимоги до сільськогосподарських зрошувальних системах, в частині постачання "палива" (води), є незначними або взагалі відсутні. Отже, на завершення, постачання «палива» (води) для гідроенергетики відбувається цілий рік.

Приклад багатих водних ресурсів Дністровського гідроенергетичного комплексу з більш ніж 15 річками, що забезпечують водою генеруючі потужності, зображено на Рисунку 34.

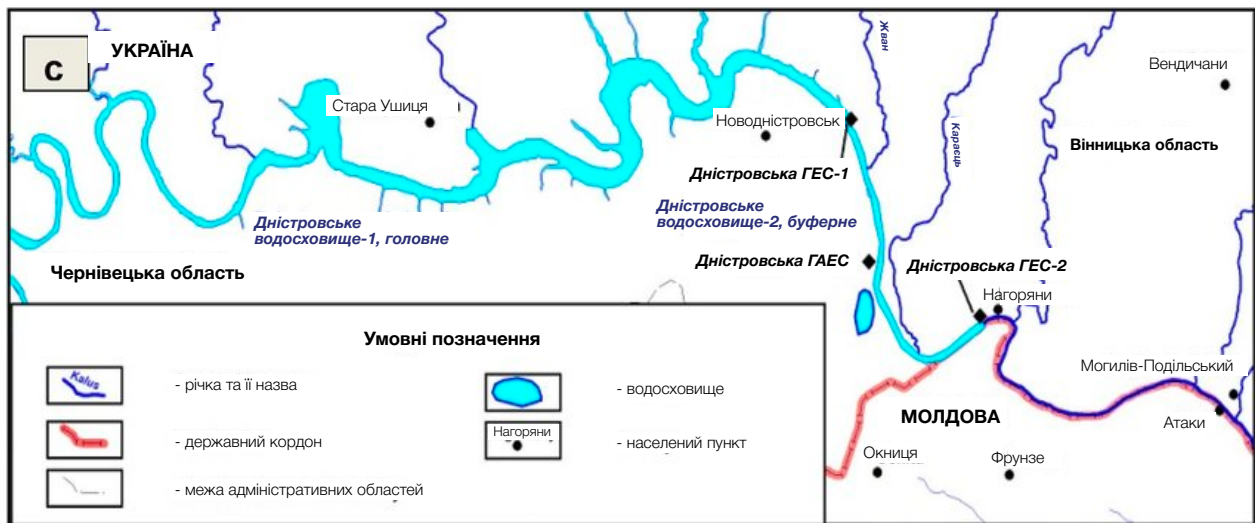


Рисунок 34: Дністровський гідроенергетичний комплекс

Інший приклад дуже багатих водних ресурсів — річкова система Дніпра.

Понад 89 річок забезпечують водою басейн Дніпра та Дніпровський каскад, де працюють 6 ГЕС. Греблі та каскад Дніпровських ГЕС зображено на Рисунку 35.

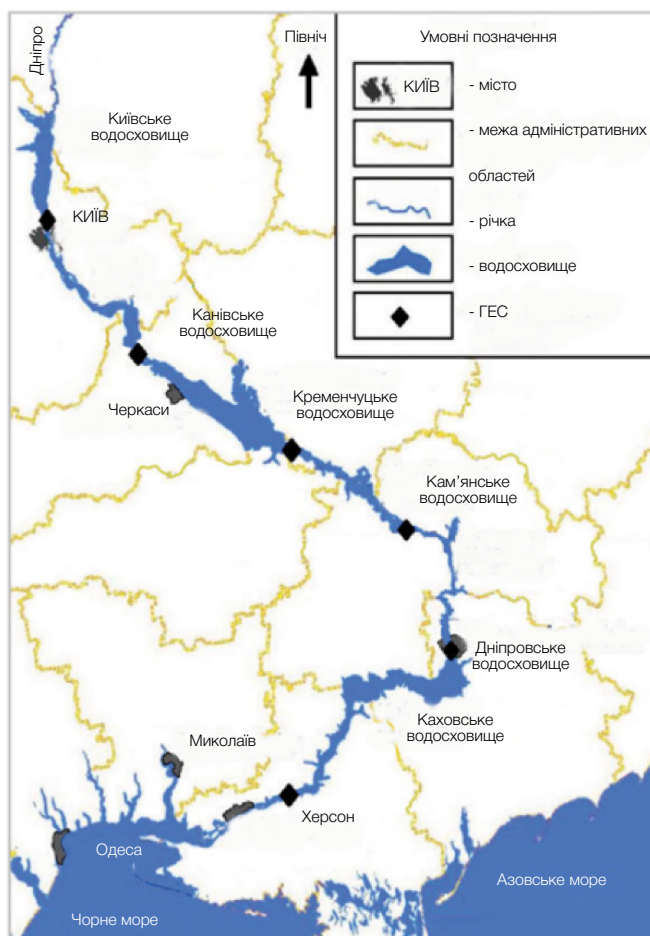


Рисунок 35: Греблі та каскад на Дніпрі

P15: Час відновлення

Час відновлення гідроенергетики зазвичай сприймається як загальний час доставки та монтажу. Однак, для деяких пошкоджень відновлення буде значно швидшим. Таким чином, час відновлення оцінюється як **середній**.

4.8.3.1. Технічний паспорт

У Додатку F.

Перелік аббревіатур

Abbreviations	Definitions
€	Євро
AC	Змінний струм
BOS	Баланс системи
CAPEX	Капітальні витрати
БРМД	Балістичні ракети малої дальності
CCGT	Газова турбіна із замкнутим циклом
ТЕЦ	Теплоелектроцентрально
CO ₂	Вуглекислий газ або двоокис вуглецю
DC	Постійний струм
ОВД	Оцінка впливу на довкілля
ESCO	Енергосервісні компанії
ESS	Система накопичення енергії
FGT	Очищення димових газів
FLH	Години повного навантаження
ГВт	Гігават
ГЕС	Гідроелектростанція
ГЕС	Гідроелектрична станція
ГЕС – ГАЕС	Гідроелектростанція - гідроакumuлююча електростанція
ГЕС – руслова	Гідроелектростанція руслова
HVAC	Опалення, вентиляція та кондиціонування повітря
МБРР	Міжнародний банк реконструкції та розвитку
МЕК	Міжнародна електротехнічна комісія
МЕС	Міжнародний електротехнічний словник (стандарт МЕК)
МФК	Міжнародна фінансова корпорація
кг	Кілограм
кВт	Кіловат
кВт _{ел}	Кіловат електричної потужності
кВт·год	Кіловат-година

LCOE	Нормована вартість електроенергії
LiB	Літій-іонні акумуляторні батареї
ПТЕ	Продовження терміну експлуатації
м	Метр
м²	Квадратний метр
Міненерго	Міністерство енергетики
МВт	Мегават
МВтел	Мегават електричної потужності
МВт·год	Мегават-година
МВтп	МВт пік
МВтт	МВт теплової енергії
НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП)
ПГ	Природний газ
NOx	Оксиди азоту
O&M	Експлуатація та технічне обслуговування
OPEX	Операційні витрати
ORC	Органічний цикл Ренкіна
OCGT	Газовий генератор відкритого типу
P1, P2 тощо	Параметр 1, Параметр 2 тощо
ПКД	Проектно-кошторисна документація
ГАЕС	Гідроакумулююча електростанція
ПДж	Петаджоуль
PPA	Договір купівлі-продажу електричної енергії
PV	Сонячні фотоелектричні електростанції
Q	Швидкість впровадження (наскільки швидко це можна зробити)
R	Стійкість обраних технологій
RoR	Гідроелектростанція руслова
с	Секунда
SCR	Селективне каталітичне відновлення
ТЕО	Техніко-економічне обґрунтування
TMS	Система терморегуляції
ТЕС	Теплоелектростанція
ТЕС – газова	Теплоелектростанція – газова
ТЕС – вугільна	Теплоелектростанція – вугільна

ОСП	Оператор системи передачі
UA	Україна, український
УДПЕП	Українсько-данська програма енергетичного партнерства
ПРООН	Програма розвитку Організації Об'єднаних Націй
ДБЖ	Джерело безперебійного живлення
VRE	Відновлювані джерела зі змінним характером вироблення електроенергії
W	Ват
W	Вплив зими
Вт·год	Ват-година
WtE	Вироблення енергії зі сміття
WTG	Вітротурбогенератор
WTGS	Система генератора вітроенергетичної установки (визначення з МЕС)

Перелік рисунків

Рисунок 1:	Приклад І. Візуалізація критеріїв та загальної оцінки — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг	13
Рисунок 2:	Стислий огляд найкращих технологій у кожній категорії (газові двигуни, дахові сонячні електростанції для домогосподарств, комерційних та промислових об'єктів, наземні вітроенергетичні турбіни, вітрові парки потужністю понад 20 МВт, модернізація вугільних електростанцій, літій-іонні акумуляторні батареї для громад, ТЕЦ середньої потужності на деревних пелетах, руслові мікрогідроелектростанції)	15
Рисунок 3:	Оцінка швидкості впровадження, виміряна в тижнях	21
Рисунок 4:	Огляд оцінки стійкості всіх підтипів технологій. Характеристики зважені, причому найбільш стійка технологія отримує найвищу оцінку і знаходиться ліворуч. Навпаки, технологія з найменшими показниками стійкості має найнижчу оцінку й знаходиться якнайдалі праворуч	22
Рисунок 5:	LCOE для виробництва електроенергії у зимовий період протягом 2 років	23
Рисунок 6:	LCOE відносно виробництва протягом усього терміну експлуатації	24
Рисунок 7:	Технологічна схема газотурбінної установки простого циклу	35
Рисунок 8:	Когенераційні установка з газовим двигуном	37
Рисунок 9:	Принципова схема біогазової ТЕЦ	46
Рисунок 10:	Очікуване виробництво електроенергії сонячними електростанціями (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Щорічне виробництво 1 200 МВт·год/МВт відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 14%. Карти побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік.	51
Рисунок 11:	Очікуване виробництво електроенергії сонячними електростанціями в зимовий період (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Виробництво 350 МВт·год/МВт у зимовий період відповідає приблизно 30% річного виробництва та коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 8%. Карти побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік.	61
Рисунок 12:	Очікуване річне виробництво електроенергії сонячними електростанціями (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Щорічне виробництво 1200 МВт·год/МВт відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 14%. Буферні зони в 100 км і 280 км були створені до контрольованих росією територій і Білорусі, з урахуванням найбільшої дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД). Карти побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік	66
Рисунок 13:	Очікуване виробництво електроенергії сонячними електростанціями в зимовий період (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Виробництво 350 МВт·год у зимовий період відповідає приблизно 30% виробництва та коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 8%. Буферні зони в 100 км і 280 км	

	були створені до контрольованих росією територій і Білорусі, з урахуванням найбільшої дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД). Карти побудовані з урахуванням узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України на основі даних Глобального сонячного атласу, що охоплює період з 1994 по 2018 рік	66
Рисунок 14:	Загальна технологія та електрична система вітрової турбіни.	70
Рисунок 15:	Чотири вітроенергетичні турбіни Vestas потужністю 3 МВт	71
Рисунок 16:	Карта вітрових ресурсів, очікуване річне виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Щорічне виробництво 3500 МВт·год/МВт відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) 40%	71
Рисунок 17:	Очікуване виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України в зимовий період (який в цьому контексті визначається як жовтень-березень, загалом 4374 години)	76
Рисунок 18:	Очікуване виробництво електроенергії вітроенергетичними турбінами (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України в зимовий період (який у цьому контексті визначається як жовтень-березень, загалом 4374 години) разом із зазначенням дальності дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності	80
Рисунок 19:	Вітроенергетичні турбіни для домогосподарств ANTARIS потужністю 2,5 кВт	82
Рисунок 20:	Послуги, які літій-іонні акумуляторні батареї можуть надавати різним групам заінтересованих сторін	89
Рисунок 21:	Схематичне зображення мережевої акумуляторної системи накопичення енергії.	91
Рисунок 22:	Ескіз основних елементів вугільної ТЕЦ великої потужності	100
Рисунок 23:	Зображення частки інвестиційних витрат при продовженні терміну експлуатації вугільної електростанції	101
Рисунок 24:	Зображення частки інвестиційних витрат при заміні певної категорії компонентів вугільної електростанції на нові компоненти. Цю частку слід помножити на вартість нової вугільної електростанції	102
Рисунок 25:	Основні системи ТЕЦ, приклад ТЕЦ на відходах [Технологічні дані — «Енергетичні установки для виробництва електроенергії та централізованого тепlopостачання», 2016 р., Данське енергетичне агентство]	113
Рисунок 26:	Карта ресурсів гідроенергії, очікуваний потенціал річного виробництва гідроенергії (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Карта побудована на основі даних із дослідження «Систематична високоточна оцінка глобального гідроенергетичного потенціалу», 2017	131
Рисунок 27:	Схема руслової гідроелектростанції з деривацією	132
Рисунок 28:	Схема водосховища гідроелектростанції	133
Рисунок 29:	Принцип роботи каскадної системи	134
Рисунок 30:	Гідроакумуюча електростанція	134
Рисунок 31:	Гідроенергетика — визначення напору нетто та брутто	135
Рисунок 32:	Діаграма застосування гідроенергетичних турбін	136
Рисунок 33:	Загальні інвестиційні витрати, КВВП, LCOE для гідроенергетики (світовий показник). Результати ґрунтуються переважно на даних щодо великих гідроелектростанцій (ГЕС) і включають гідроакумуючі електростанції (ГАЕС).	137
Рисунок 34:	Дністровський гідроенергетичний комплекс	146
Рисунок 35:	Греблі та каскад на Дніпрі	146

Список таблиць

Таблиця 1:	Огляд характеристик оцінювання та визначення рівнів. У колонці «Критерії» зазначено, до якого з чотирьох основних критеріїв позначеного відповідною літерою (W, Q, R або C) відноситься характеристика. W: Вплив зими, Q: Швидкість впровадження (Швидко), R: Стійкість в експлуатації в контексті України. * Кожна технологія оцінюється за шкалою від 1 до 10 балів для кожної характеристики. Оцінки від 1 до 3 балів відповідають найнижчій категорії, від 4 до 7 — середній, від 8 до 10 — найвищій категорії. ** Спеціальне транспортування окремих компонентів або всього обладнання.	9
Таблиця 2:	Огляд характеристик, які впливають на кожен критерій, разом із відповідними рейтингами. Кількість піктограм відображає якість рейтингу — чим більше піктограм, тим вищий рейтинг.	10
Таблиця 3:	Зважені показники характеристик для критерію швидкості впровадження	11
Таблиця 4:	Зважені показники характеристик для критерію стійкості	12
Таблиця 5:	Для критерію швидкості впровадження колірне кодування означає наступне: Зелений: Технологічне рішення може бути впроваджене менш ніж за пів року. Жовтий: Технологічне рішення може бути впроваджене протягом 1-1,5 року. Червоний: Впровадження технологічного рішення займе понад 2 роки	18
Таблиця 6:	Матриця оцінювання характеристик.	25
Таблиця 7:	Газові електростанції – Загальна матриця оцінювання критеріїв.	34
Таблиця 8:	Газові турбіни, простий цикл – матриця оцінювання критеріїв	35
Таблиця 9:	Газові двигуни — матриця оцінювання критеріїв	38
Таблиця 10:	Газова енергетика — матриця оцінювання характеристик. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	39
Таблиця 11:	Сонячні фотоелектричні електростанції — Загальна матриця оцінювання критеріїв	50
Таблиця 12:	Дахова сонячна електростанція для житлового будинку — матриця оцінювання критеріїв	52
Таблиця 13:	Сонячні електростанції на дахах комерційних, промислових та громадських будівель — матриця оцінювання критеріїв.	54
Таблиця 14:	Промислові сонячні електростанції для комунальних підприємств — матриця оцінювання критеріїв	56
Таблиця 15:	Плавуча промислова сонячна електростанція для комунальних підприємств — матриця оцінювання критеріїв.	58
Таблиця 16:	Сонячні електростанції — матриця оцінювання характеристик. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	60
Таблиця 17:	Вітроенергетика — загальна матриця оцінювання критеріїв	69
Таблиця 18:	Вітроенергетика — матриця оцінювання критеріїв для наземних вітропарків великої потужності (20-100 МВт)	72
Таблиця 19:	Вітроенергетика — матриця оцінки критеріїв для кластера наземних вітроенергетичних установок (5-20 МВт)	73
Таблиця 20:	Вітроенергетика — матриця оцінювання критеріїв для вітроенергетичних турбін, які були у використанні для наземного вітропарку великої потужності (20-100 МВт)	74
Таблиця 21:	Вітроенергетика — матриця оцінювання характеристик для наземних вітроенергетичних турбін (МВт). Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	75

Таблиця 22:	Вітроенергетика — матриця оцінювання критеріїв для вітроенергетичних турбін для домогосподарств	82
Таблиця 23:	Вітроенергетика — матриця оцінювання характеристик для наземних вітроенергетичних турбін для домогосподарств (кВт). Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	84
Таблиця 24:	Акумуляторні батареї — загальна матриця оцінювання критеріїв	88
Таблиця 25:	Літій-іонні акумуляторні батареї для комунальних підприємств — матриця оцінювання критеріїв	91
Таблиця 26:	Оцінка критеріїв для літій-іонної акумуляторної батареї для громад	94
Таблиця 27:	Матриця оцінювання характеристик для акумуляторних батарей. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	95
Таблиця 28:	Вугільна енергетика — загальна матриця оцінювання критеріїв	99
Таблиця 29:	Вугільні електростанції, продовження терміну експлуатації — матриця оцінювання критеріїв	102
Таблиця 30:	Вугільні електростанції, продовження терміну експлуатації — матриця оцінювання характеристик. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	104
Таблиця 31:	ТЕЦ на твердій біомасі — загальна матриця оцінювання критеріїв	110
Таблиця 32:	Оцінка придатності біомаси як сировини для різних технологій перетворення енергії	111
Таблиця 33:	Тверді/сухі сільськогосподарські відходи та відходи лісового господарства, «Теоретичний потенціал» та «Економічний потенціал (%)», 2019 р., взяті з Таблиці 1 у «Перспективи розвитку біоенергетики в Україні: Дорожня карта до 2050 року», Екологічна інженерія та екологічні технології 2021, 22(5), 73-81	112
Таблиця 34:	Матриця оцінювання критеріїв для ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску, що використовують деревні пелети, тріску та соломку як паливо	115
Таблиця 35:	Матриця оцінювання характеристик ТЕЦ на біомасі з паровою турбіною протитиску середньої потужності. Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	117
Таблиця 36:	Матриця оцінки критеріїв для установок з органічним циклом Ренкіна, що використовують деревні пелети, тріску та соломку як паливо	122
Таблиця 37:	Матриця оцінювання характеристик ТЕЦ на біомасі з органічним циклом Ренкіна (ORC). Одиниця LCOE — [євро/МВт·год]	123
Таблиця 38:	Гідроенергетика — загальна матриця критеріїв для гідроенергетичних технологій	130
Таблиця 39:	Міжнародна класифікація гідроелектростанцій за потужністю	135
Таблиця 40:	Перелік гідроелектростанцій в Україні — ГЕС: гідроелектростанція з греблею; ГАЕС: гідроакumuлююча електростанція; RoR: руслова ГЕС (без водосховища; дериваційного типу - без водосховища і греблі) — зі змінною потужністю, як вітрова та сонячна енергія	137
Таблиця 41:	Матриця оцінювання критеріїв для гідроелектростанцій	138
Таблиця 42:	Матриця оцінювання характеристик гідроелектростанцій	140
Таблиця 43:	Категорії трансформаторів та їх ключові характеристики	171
Таблиця 44:	Орієнтовний час постачання за категоріями трансформаторів	171
Таблиця 45:	Наводить візуальний приклад того, як може проводитися та візуалізуватися ймовірнісний аналіз ризиків. Зелені, жовті та червоні поля разом із їхніми значеннями слід розглядати як події	182

9. Додаток А

Методологія

9.1. Опис 15 характеристик та способів їх оцінювання

У наступних підрозділах будуть розглянуті основні причини розгляду кожної характеристики в цьому каталозі технологій і того, як вони впливають на реалізацію проєктів з енергогенерації в поточних українських реаліях. Після цього ми розглянемо трирівневу шкалу оцінювання, типову для кожної з цих характеристик.

9.1.1. P1: Виробництво електроенергії в зимовий період (з жовтня по березень)

Характеристика «Виробництво електроенергії в зимовий період» (P1) оцінює здатність установки виробляти електроенергію протягом зимового півріччя, що охоплює період з жовтня по березень (включно), загалом 4368 годин. Ця характеристика оцінює, яку частину максимальної виробничої потужності установки можна використовувати протягом цього періоду.

Виробництво електроенергії взимку є ключовим напрямком цього каталогу технологій, оскільки попит на електроенергію в Україні значно вищий у холодні місяці через підвищений попит, наприклад, на освітлення та опалення. А постачання електроенергії є важливим для критично важливих функцій. Забезпечення адекватного постачання електроенергії взимку є життєво важливим і складнішим порівняно з літом.

Технології з обмеженою потужністю для виробництва електроенергії взимку, як-от сонячна енергія, потребують додаткових систем генерації, щоб заповнити прогалину. Зниження виробництва взимку, чи то через дефіцит палива, чи то через переривчасту доступність ресурсів, створює додатковий тиск на енергетичну систему для підтримки стабільної потужності та забезпечення надійного енергопостачання.

Оцінка цієї характеристики використовує якісну трирівневу шкалу для категоризації потенціалу кожної технології для виробництва електроенергії взимку:

- › **Добре:** високий потенціал. Технологія може досягти понад 75% своєї максимальної технічної потужності протягом зимового півріччя. Цей рівень є ідеальним.
- › **Задовільно:** помірний потенціал. Технологія може досягти від 40% до 75% своєї максимальної технічної потужності протягом зимового півріччя.
- › **Погано:** низький потенціал. Протягом зимового півріччя технологія може досягти менше ніж 40% своєї максимальної технічної потужності.

9.1.2. P2: Нормована вартість електроенергії (LCOE) для виробництва електроенергії протягом короткого часу й у зимовий період, та P3: Нормована вартість електроенергії протягом терміну експлуатації та загального виробництва

LCOE використовується для оцінювання вартості технології, щоб мати змогу оцінити економічну ефективність встановлення технології.

Для кожного підтипу технології розраховують два різних показники LCOE:

1. LCOE для виробництва протягом короткого проміжку часу та у зимовий період. LCOE розраховують для виробництва протягом усього терміну експлуатації та тільки для виробництва в зимовий період. Вартість викидів CO₂ не включають у ці розрахунки.
2. Загальний показник LCOE розраховується на весь термін експлуатації установки та для всього обсягу виробництва електроенергії за цей період.

Через поточну ситуацію в Україні дуже важливо знати економічну ефективність і в критичній ситуації. У такому разі вирішальне значення має виробництво електроенергії в зимовий період, тому технологію встановлюють, знаючи, що вона, ймовірно, буде експлуатуватися лише протягом двох років. Існує також ймовірність того, що установка буде працювати протягом усього терміну експлуатації, тому також цікаво проаналізувати LCOE протягом усього терміну експлуатації.

Нормована вартість електроенергії (LCOE) використовується для оцінювання та порівняння питомих витрат (євро/кВт·год) на виробництво електроенергії з використанням різних технологій. Розрахунок LCOE базується на еквівалентності поточної вартості суми дисконтованих доходів і поточної вартості суми дисконтованих витрат. LCOE враховує всі витрати, пов'язані з будівництвом, експлуатацією та технічним обслуговуванням електростанції протягом її очікуваного терміну експлуатації або іншого визначеного періоду часу. Детальний опис розрахунків LCOE наведено в Додатку В.

LCOE — це якісний показник, який використовується для оцінювання технологій за трирівневою шкалою, граничні показники будуть визначатися відповідно до розподілу включених установок, і будуть відрізнятися між короткостроковими показниками LCOE у зимовий період і LCOE протягом усього терміну експлуатації:

- **Добре:** технології з низькою LCOE, більш ніж на 25% нижчою за середній рівень; надається перевага.
- **Задовільно:** технології із середньою LCOE, у діапазоні від 25% нижче до 25% вище середнього.
- **Погано:** технології з високою LCOE, більш ніж на 25% вищою за середню.

У розрахунках LCOE враховується вартість CO₂ у 80 євро/т, що відповідає поточній (січень 2025 року) ціні на квоти на викиди CO₂ у схемі торгівлі квотами на викиди Європейського Союзу³².

9.1.3. P4: P4: Розподілена генерація

Характеристика «придатність для розподіленої роботи» оцінює придатність технології для розгортання в розподіленому масштабі, враховуючи її розмір, потужність і площу, модульну конструкцію та можливість розташування поблизу центрів споживання. Ця можливість є особливо важливою за нинішніх умов в

³² <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

Україні, де розподілені технології можуть зменшити ризики, пов'язані з централізованим виробництвом електроенергії.

Триваюча війна призвела до цілеспрямованих атак на електростанції, підстанції та мережеву інфраструктуру, що спричинило масові перебої в електропостачанні. Розподілені технології пропонують кілька переваг за цих обставин:

- › **Близькість до попиту:** їх можна розташовувати поблизу центрів споживання, зменшуючи залежність від вразливих мереж передачі.
- › **Модульна конструкція:** менші модульні блоки легше розгортати та обслуговувати, що забезпечує гнучкість у проектуванні системи та стійкість.
- › **Зменшення ризиків:** стратегічний інтерес до атаки на електростанцію залежить від її потужності. Менші розподілені блоки зменшують вплив будь-якої окремої атаки.

Ця характеристика оцінюється за трирівневою шкалою, яка відображає типовий розмір та гнучкість розгортання кожної установки:

- › **Добре:** установки потужністю менше ніж 5 МВт є кращими для розподіленої роботи через їх невеликий розмір. Подальша модульність та легкість розміщення поблизу центрів попиту вважаються важливими для того, щоб установка отримала оцінку **добре** в цій категорії; **надається перевага**.
- › **Задовільно:** установки потужністю від 5 МВт до 20 МВт помірно підходять для розподіленої роботи, пропонуючи баланс між масштабованістю та близькістю.
- › **Погано:** установки потужністю від 20 МВт до 60 МВт менш підходять для розподіленої роботи через їхній більший розмір та знижену гнучкість у розміщенні.

9.1.4. P5: Регуляторні вимоги у процесі розроблення проєкту

Перед тим, як розпочати фактичне будівництво установки для виробництва електроенергії, у багатьох випадках слід отримати дозволи, провести комплексні екологічні дослідження та виконати різні оцінювання, як-от аналіз ґрунту, оцінювання сонячного випромінювання та дослідження стану вітрів. Після цього треба укласти угоди про фінансування. Загалом, це може призвести до значних витрат часу. Крім того, в цілому, слід дотримуватися положень впроваджених в Україні вимог ЄС для всіх технологій генерації.

Ці послідовні завдання суттєво впливають на загальний графік від концепції проєкту до введення в експлуатацію. Тому важливо розробити комплексний графік, який визначає очікувану тривалість цих процесів.

Цю характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, враховуючи швидкість і простоту проходження процесу:

- › **Добре:** швидкий і простий процес, менш ніж три місяці; **надається перевага**.
- › **Задовільно:** проміжний процес, від трьох до 9 місяців.
- › **Погано:** тривалий і складний процес, понад 9 місяців.

9.1.5. P6: Термін постачання/наявність компонентів і матеріалів

Час постачання та наявність компонентів електростанції мають вирішальне значення для швидкого встановлення. Тому дуже важливо враховувати наявність необхідних технологічних рішень, компонентів і матеріалів (наприклад, сталі та цементу) під час визначення термінів будівництва електростанцій.

Такі важливі матеріали, як сталь і цемент, можуть бути в дефіциті та конкурувати з оборонними цілями за їхнє використання у встановленні енергогенеруючих технологій.

Час виготовлення компонента або всієї установки технологічного рішення впливає на час постачання, але можливості виробництва установок і компонентів для України можуть бути обмежені високим попитом у цілому.

Деякі системи та компоненти для систем виробляють лише на замовлення, і вони відсутні на складі. Але час постачання може бути значно скорочений, якщо існують склади вже вироблених компонентів або установок (як, наприклад, у разі з фотоелектричними модулями), або у разі наявності установок, що були у використанні. Так само можна значно скоротити час постачання компонентів, наприклад, трансформаторів та інверторів, у разі можливості отримати деякі з них, що були вироблені для інших цілей.

Цю характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, з урахуванням часу постачання та наявності потрібних компонентів і матеріалів. У цьому каталозі технологій перевага надається технологіям з меншим терміном постачання.

- › **Добре:** постачання менш ніж за 3 місяці; **надається перевага.**
- › **Задовільно:** термін постачання від трьох до 14 місяців.
- › **Погано:** термін постачання більше ніж 14 місяців.

9.1.6. P7: Вимоги до логістики та транспортної інфраструктури

Умови війни значною мірою впливають на транспортну інфраструктуру, тому технологічні рішення з меншими вимогами до транспортної інфраструктури дуже цінні.

Для транспортування будівельних матеріалів і компонентів проекту потрібна внутрішня транспортна інфраструктура, яка може охоплювати автомобільні дороги, залізницю, водний транспорт тощо. Ця інфраструктура потрібна для переміщення як імпортованих, так і вітчизняних матеріалів та компонентів на об'єкти енергетичних проектів.

Цю якісну характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, визначаючи залежність від транспортної інфраструктури таким чином:

- › **Добре:** низький рівень вимог: розмір і вага модулів/компонентів технологічного рішення дозволяють транспортувати їх звичайним вантажним автомобілем; **надається перевага.**
- › **Задовільно:** середній рівень вимог: розмір і вага модулів/компонентів технологічного рішення мають розмір і вагу, що зумовлюють потребу в транспортуванні деяких компонентів спеціальним транспортом;

- › **Погано:** високий рівень вимог: розмір і вага модулів/компонентів технологічного рішення мають розмір і вагу, які зумовлюють потребу в транспортуванні деяких компонентів спеціальним транспортом та/або потребують посилення доріг або будівництва нових доріг.

9.1.7. P8: Час технічних робіт зі встановлення

Час технічних робіт зі встановлення є критичною характеристикою, оскільки потужності з виробництва електроенергії мають бути швидко введені в експлуатацію для покриття високого зимового попиту.

Цей термін охоплює процес підготовки будівельного майданчика, будівництво установки та всі процеси до моменту введення установки в експлуатацію.

Цю якісну характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, виходячи з часових рамок встановлення установки:

- › **Добре:** встановлення може відбутися в короткі терміни, тобто менш як 3 місяці; **надається перевага.**
- › **Задовільно:** встановлення може відбутися в середній термін, який становить від 3 до 9 місяців.
- › **Погано:** встановлення належить до категорії довгострокових, тобто понад 9 місяців.

9.1.8. P9: Вимоги до кваліфікованого персоналу на етапі будівництва та монтажу

Успішне впровадження енергетичних проєктів залежить від наявності персоналу з потрібними навичками та досвідом. Кваліфікована робоча сила, зокрема досвідчені будівельники, інженери, менеджери проєктів, фахівці з охорони навколишнього середовища, геологи та фахівці з безпеки, має вирішальне значення для реалізації багатьох енергетичних проєктів. Через триваючу війну виникла значна нестача кваліфікованої робочої сили, що робить цю характеристику особливо важливою. Вимоги до робочої сили різняться залежно від технології. Модульні технології, наприклад, відносно прості в установленні та вимагають меншої кількості персоналу порівняно з проєктами, що реалізуються безпосередньо на майданчику, де рішення будується з нуля та потребує більшої кількості висококваліфікованих працівників.

Цю якісну характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, виходячи з потреби в робочій силі на етапі будівництва:

- › **Добре:** етап будівництва потребує меншої кількості робітників або менш кваліфікованого персоналу (низький рівень); **надається перевага.**
- › **Задовільно:** етап будівництва вимагає певної кваліфікованої робочої сили (середній рівень).
- › **Погано:** етап будівництва вимагає великої кількості робітників та/або висококваліфікованого та спеціалізованого персоналу (високий рівень).

9.1.9. P10: Здатність до балансування мережі

Ефективне балансування мережі має вирішальне значення для надійності постачання електроенергії. Тому цю якість враховують під час оцінювання.

Стабільність мережі залежить від раптових збоїв у роботі системи, спричинених атаками на лінії електропередач та електростанції.

Здатність до балансування енергосистеми — це здатність енергосистеми регулювати та стабілізувати частоту, напругу та реактивну потужність електроенергії в межах прийнятних діапазонів. Крім того, вона має бути здатна забезпечити відповідність пропозиції електроенергії попиту на неї в будь-який момент часу. Такі якості, як виконання пусків установки з повністю знеструмленого стану та забезпечення інерційності, також беруть до уваги в оцінюванні.

Якісну характеристику розглядають за трирівневою шкалою, оцінюючи здатність технологічних рішень балансувати енергосистему.

- › **Добре:** висока здатність балансувати систему, наприклад, акумуляторні системи; **надається перевага.**
- › **Задовільно:** середня здатність балансувати систему, наприклад, ТЕС з високим динамічним діапазоном, газові турбіни із замкнутим циклом.
- › **Погано:** низька здатність надавати основні послуги з балансування енергосистеми, наприклад, сонячні електростанції.

9.1.10. P11: Вимоги до інфраструктури мережі

Оцінюють вимоги до інфраструктури електромережі, які мають критичне значення для забезпечення роботи установки. За цією характеристикою оцінюють рівень критичних вимог, пов'язаних зі здатністю експлуатації технологічного рішення.

Якісну характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, яка оцінює технологічні вимоги до приєднання до інфраструктури електромережі.

- › **Добре:** легке приєднання, **надається перевага.**
- › **Задовільно:** помірне.
- › **Погано:** складне.

9.1.11. P12: Потреба у кваліфікованому персоналі для експлуатації та технічного обслуговування, а також у спеціальних запасних частинах

Під час війни пошук кваліфікованого персоналу та спеціальних запасних частин для експлуатації та технічного обслуговування енергетичних установок може бути складним завданням.

Технічні фахівці вузького профілю та запчастини можуть мати вирішальне значення для поточного технічного обслуговування деяких енергетичних систем. Вони проводять перевірки, виконують ремонтні роботи та забезпечують надійність системи. Чим більше спеціалізованих вимог до технічного обслуговування та ремонту, тим вищий ризик вимушених зупинок і довших періодів відсутності виробництва.

Цю якісну характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, враховуючи вимоги до кваліфікованого персоналу для експлуатації та технічного обслуговування так:

- › **Добре:** низький рівень спеціалізації персоналу, потрібного для експлуатації та технічного обслуговування, з мінімальною залежністю від кваліфікованого персоналу та запасних частин (низький ризик); **надається перевага.**

- » **Задовільно:** середній рівень спеціалізації персоналу, потрібного для експлуатації та технічного обслуговування, з певною залежністю від кваліфікованого персоналу та специфічних запасних частин (середній ризик).
- » **Погано:** високий рівень спеціалізації персоналу, потрібного для експлуатації та технічного обслуговування, зі значною залежністю від висококваліфікованих техніків та важкодоступними запасними частинами (високий ризик).

9.1.12. P13: Можливість маскуванню та укриття

Оцінювання здатності до маскуванню та укриття — це один зі способів оцінити, наскільки складно захистити технологічні рішення від атак та наскільки легко ворогу визначити місцезнаходження установок. Тому це важлива властивість для стійкості роботи в Україні в поточній ситуації. Перевага надається технологіям, які мають високий потенціал для маскуванню та укриття.

У ході оцінювання лише з'ясовують, наскільки легко захистити установку шляхом маскуванню або укриття, наприклад, накривши її ковпаком з бетону або захистивши сіткою від безпілотних літальних апаратів³³. Тому оцінка базується на фізичній конфігурації³⁴ технологічного рішення. Отже, оцінювання того, яким типом атак можуть протистояти різні укриття, не проводиться.

Оцінка характеристики надається виключно на основі оцінки площі поверхні та висоти установки над землею, що розглядається в контексті атак. Наприклад, вітроенергетичні установки важко захистити від атак безпілотних літальних апаратів на висоті 100 м, тоді як установки, що знаходяться на рівні землі (або, можливо, навіть можуть бути встановлені нижче рівня землі), захистити легше. Тому до уваги беруть як висоту, так і розмір площі поверхні технологічних рішень і супутніх компонентів, наприклад, місць зберігання палива. Отже, наприклад, установки на біомасі та вугіллі, а також біогазові двигуни, що працюють на газі з біогазової установки, отримують нижчу оцінку, ніж газові турбіни та газові двигуни, що працюють на природному газі з мережі.

Димарі в цьому контексті схожі на вітрогенератори, але їх дешевше замінити та вони менш привабливі для атак. Тому наявність димаря не обов'язково означає погану оцінку.

Хоча розміщення розподіленої генерації енергії під землею у воєнний час має низку переваг, воно також тягне за собою певні виклики, зокрема вартість будівництва, технічного обслуговування та потребу в залученні спеціалізованих фахівців.

Цю якісну характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, враховуючи потенціал маскуванню та укриття конкретного технологічного рішення:

- » **Добре:** легко укрити або замаскувати найбільш важливі частини або частину, наприклад, має незначну площу поверхні, яку не потрібно відкривати або встановлювати над рівнем поверхні, а потреба у відведенні відпрацьованих газів обмежена; **надається перевага.**
- » **Задовільно:** можливість укриття або маскуванню найбільш важливих частин і відсутність частин, які мають значну площу поверхні, але не виводяться з ладу на 100% у разі ураження лише невеликої частини (наприклад, ТЕЦ на біомасі).

³³ Сітки проти безпілотних літальних апаратів — це пристрої, які використовуються для уловлювання та виведення з ладу безпілотників, що літають у заборонених або небажаних зонах. Зазвичай їх вистрілюють з рушниць, гранатометів або інших безпілотних літальних апаратів, і вони мають вантажі або гаки, які можуть обплутати гвинти безпілотної-мішені.

³⁴ Фізичні конфігурації означають площу поверхні та висоту технологічного рішення над землею.

- › **Погано:** неможливо укрити або замаскувати найбільш важливі частини (наприклад, вітрові та сонячні електростанції) або частини, які мають значну площу поверхні та виходять з ладу, якщо уражається лише невелика частина (наприклад, біогазові установки).

9.1.13. P14: Ризик, пов'язаний з постачанням палива

Важливе значення має ризик, пов'язаний з постачанням палива, а потенційно й запасних частин, через складну ситуацію з постачанням. Тому перевага надається технологіям, які потребують мінімальних поточних постачань після встановлення, наприклад, відновлювані джерела енергії (вітер, сонце, вода), які не залежать від постачання палива.

Цю характеристику оцінюють за трирівневою шкалою, оцінюючи ризики, пов'язані з постачанням палива та запасних частин:

- › **Добре:** низький ризик, що визначається як відсутність потреби в паливі (наприклад, гідроенергетика, сонячна енергетика та вітроенергетика); **надається перевага.**
- › **Задовільно:** середній рівень ризику, що визначається як потреба в паливі місцевого виробництва (наприклад, біомаса та біогаз).
- › **Погано:** високий рівень ризику, що визначається як потреба в паливі, яке не виробляється на місцевому рівні, наприклад, природний газ та нафта, або пов'язаний з великою інфраструктурою, яку можна вважати дуже вразливою.

9.1.14. P15: Час відновлення

Час відновлення є критично важливим у зоні бойових дій, де здатність швидко відновити електропостачання може скоротити тривалість економічних та соціальних потрясінь. Модульні системи, які можуть швидко відновити роботу, мають значну перевагу над більшими, більш централізованими електростанціями.

Цей новий критерій підкреслює здатність **швидко** відновлювати виробництво електроенергії, а модульні технології пропонують значні переваги у мінімізації простоїв та відновленні функціональності мережі.

Модульні системи, як-от відновлювані джерела енергії малої потужності або газові турбіни, що швидко розгортаються, мають порівняльну перевагу завдяки своїй здатності до швидкого ремонту або заміни після атаки.

Ця характеристика оцінюється за трирівневою шкалою, оцінюючи очікуваний час відновлення для кожної з технологій за трирівневою шкалою. Очікування ґрунтуються на характеристиках P6 - «Термін постачання та наявність компонентів і матеріалів», та P8 - «Тривалість монтажу обладнання».

- › **Добре:** відновлення може бути завершено в короткостроковій перспективі, менш ніж за 2 місяці; **надається перевага.**
- › **Задовільно:** відновлення вимагає середньострокових термінів, від 2 до 8 місяців.
- › **Погано:** відновлення класифікується як довгострокове, що перевищує 8 місяців.

10. Додаток В

Розрахунки нормованої вартості електроенергії (LCOE)

Розрахунок нормованої вартості електроенергії (LCOE) було здійснено шляхом поділу витрат на такі категорії: капітальні витрати, операційні витрати, витрати на фінансування, витрати на паливо та витрати на викиди CO₂.

У кожній категорії вказані витрати на одиницю номінальної потужності. Потім ці витрати ділять на передбачуваний обсяг виробництва, який буде забезпечений цією одиницею номінальної потужності, щоб отримати LCOE.

Капітальні витрати на МВт потужності були отримані з Данського каталогу технологій. Зокрема, для акумуляторної батареї передбачається, що вона має забезпечувати 1 МВт протягом 4 годин, коли батарея повністю заряджена.

Операційні витрати були отримані в результаті врахування постійних та змінних витрат на експлуатацію та технічне обслуговування протягом усього терміну експлуатації установки. Загальна сума фіксованих витрат на експлуатацію та технічне обслуговування була отримана шляхом множення річних фіксованих витрат на експлуатацію та технічне обслуговування на розрахунковий термін експлуатації установки. Обидва показники були отримані з Данського каталогу технологій. Змінні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування були розраховані на основі вартості одиниці виробленої електроенергії, яка була отримана з Данського каталогу технологій, і помножена на прогнозоване виробництво електроенергії.

Орієнтовне виробництво електроенергії для вітроенергетичних і сонячних електростанцій описано в розділах, в яких наведено карти виробництва електроенергії на сонячних і вітрових електростанціях для кожного регіону України. Для електростанцій, що працюють на паливі, очікувана кількість годин роботи на повному навантаженні становить 3750 у холодний період і 5000 протягом усього року. Очікується, що акумуляторна батарея буде заряджатися 4 години в період низького споживання та розряджатися 4 години в період високого споживання.

Витрати на паливо були розраховані діленням передбачуваного виробництва електроенергії на ефективність, вказану в паспортних даних кожного технологічного рішення, яке працює на паливі, а потім множенням на ціну на паливо.

Номінальна ефективність технологій зазначена в технічних паспортах, а ціни на паливо ґрунтуються на припущеннях соціально-економічних розрахунків, наданих Данським енергетичним агентством. Стосовно акумуляторної установки, очікується, що вона заряджатиметься електроенергією, виробленою на вугільних електростанціях, оскільки для базового навантаження використовуватимуться дешевші електростанції, і заряджання акумуляторних батарей від джерел енергії під час пікових навантажень не передбачається. Отже, очікується, що ціна на електроенергію для акумуляторної батареї буде такою ж, як і гранична ціна на вугілля.

Витрати на викиди еквівалента CO₂ розраховано шляхом множення викидів на МВт·год спожитого палива на тип палива, споживання палива та ціну за викид. Викиди на МВт·год спожитого палива взяті з соціально-економічних припущень для розрахунків, наданих Данським енергетичним агентством, а вартість викидів еквівалента CO₂ встановлена на рівні 80 євро за тонну.

Фінансові витрати еквівалентні вартості фінансування інвестиційних витрат коштом кредиту з відсотковою ставкою 10% на 20 років або на весь термін експлуатації, якщо повний термін експлуатації коротший за 20 років

11. Додаток С

Наскрізні питання

11.1. Позитивний перелік для прискорення процесу приєднання до мережі малих генеруючих потужностей та енергозберігаючих установок

Швидкість впровадження є однією з ключових характеристик для плавного переходу до більшої частки відновлюваних джерел енергії в енергосистемі. «Білий перелік», який у Данії називають «Позитивним переліком» — це інноваційний інструмент, який спрощує процес перевірки відповідності під час приєднання виробничих, споживчих та накопичувальних потужностей до електромережі.

Позитивний перелік містить попередньо перевірені одиниці обладнання з відповідними сертифікатами (наприклад, вітроенергетичні турбіни, газові генератори, несинхронні гідрогенератори) та/або попередньо перевірені компоненти установок (наприклад, сертифіковані інвертори для сонячних панелей, контролери електростанцій, програмне забезпечення), які відповідають основним технічним вимогам згідно з Кодексом мережі RfG ЄС (регламент ЄС 2016/631) та Кодексом мережі постійного струму ЄС (регламент ЄС 2016/1388). Оскільки кодекси мереж приєднання ЄС стосуються стабільності енергосистеми, вимоги організовані в категорії А, В, С і D. Позитивний перелік в першу чергу цікавий девелоперам/власникам невеликих установок у категоріях А і В, але при використанні багатьох невеликих установок у сукупності для формування електростанції позитивний перелік також може бути корисним, оскільки відповідність окремого енергетичного модуля може підтверджуватися сертифікатом обладнання, що скорочує процес перевірки відповідності. Крім того, відповідному оператору енергетичної системи потрібно перевірити сертифікат обладнання лише один раз, що дозволяє скоротити час на процес підтвердження відповідності.

Використовуючи позитивний перелік, оператори енергетичної системи (оператор системи передачі та оператор системи розподілу) та власники об'єктів можуть заощадити час і ресурси на процесі затвердження відповідності, одночасно забезпечуючи технічну сумісність та стабільність мережі.

Рекомендується покласти відповідальність за ведення позитивного переліку з обмеженими за часом попередньо перевіреними сертифікатами установок/обладнання та компонентів електростанцій на рівень міністерства або, зрештою, на рівень зацікавленої організації, як це впроваджено в Данії. У Данії концепцію «білого переліку» (позитивного переліку) було створено національним оператором системи передачі (ОСП), а згодом відповідальність за позитивні переліки було передано до організації, що представляє інтереси операторів систем розподілу — Green Power Denmark, оскільки більшість переваг від цієї ініціативи отримували саме оператор системи розподілу.

Концепція пропонує спрощений підхід до інтеграції малих установок накопичення енергії та генераторів як у систему передачі, так і в систему розподілу електроенергії з метою спрощення процесу погодження

на відповідність мережевим вимогам при приєднанні до мережі, що буде вигідно як операторам систем розподілу, девелоперам проєктів, так і власникам об'єктів.

Окрім білого переліку (позитивного переліку), існує потреба в затвердженні та моніторингу чинності застосованих сертифікатів обладнання/сертифікатів модулів/сертифікатів установок. Такі сертифікати зазвичай мають обмежений термін дії (3-5 років).

Відповідальність за затвердження та моніторинг чинності сертифікатів покладена на рівень міністерства — на підрозділ Данського енергетичного агентства під назвою «Сертифікація та обслуговування» (CAS). CAS відповідає за технічну сертифікацію та обслуговування вітроенергетичних турбін. У Данії дозволено використовувати лише ті вітроенергетичні турбіни, які мають сертифікат установки.

Концепція позитивних переліків і різних типів сертифікатів може бути надзвичайно корисною для країн, що прагнуть прискорити інтеграцію відновлюваних джерел енергії та модернізацію електромереж. Впровадження подібної системи могло б дозволити іншим країнам:

1. Спрощення процесів приєднання до мережі: позитивні переліки значно зменшують адміністративне навантаження на операторів систем розподілу та власників об'єктів. Замість повторного перегляду великого обсягу технічної документації для кожного модуля/установки та численних сертифікатів на обладнання для кожного проєкту, девелопери можуть покладатися на попередньо схвалені установки, що прискорює перевірку відповідності під час приєднання до мережі.
2. Забезпечення технічної відповідності: ретельна процедура оцінювання для включення до позитивного переліку гарантує, що всі установки відповідають необхідним технічним вимогам. Ця стандартизація допомагає підтримувати стабільність і надійність енергосистеми при зростаючій кількості розподілених джерел енергії.
3. Стимулювання інновацій: виробники й постачальники отримують стимул розробляти продукцію, яка відповідає або перевищує технічні вимоги для включення до позитивного переліку. Це може сприяти інноваціям у сфері накопичення енергії, сервісів гнучкого споживання та генерації.
4. Підвищення прозорості: публічно доступний позитивний перелік надає чіткі орієнтири для власників об'єктів, девелоперів і монтажників щодо того, які установки вже затверджені для приєднання до мережі. Ця прозорість зменшує невизначеність і спрощує планування проєктів.
5. Сприяння виходу на ринок: для країн, що прагнуть розвивати ринок відновлюваної енергетики, позитивні переліки можуть знизити бар'єри для входу як для внутрішніх, так і для міжнародних виробників, що може призвести до зростання конкуренції та зниження вартості.
6. Покращення гнучкості енергосистеми: завдяки спрощенню інтеграції малих установок накопичення енергії та генераторів, позитивні переліки сприяють більшій гнучкості та стійкості мережі, краще пристосованої до мінливого характеру поновлюваних джерел енергії.

Для впровадження в країні концепції схвалення та моніторингу сертифікації, а також «білого переліку» (позитивного переліку) можуть знадобитися наступні кроки:

1. Створення керівного органу: Департамент міністерства або галузева організація (як-от Green Power Denmark, що об'єднує операторів систем розподілу та виробників електроенергії) мають нести відповідальність за оцінювання та ведення сертифікатів і «білого переліку» (позитивного переліку).
2. Регламент ЄС 2016/631 визначає мінімальні технічні вимоги: чіткі, всеосяжні технічні стандарти для модулів вироблення електроенергії, об'єктів споживання та систем накопичення енергії вже існують і охоплюють такі аспекти, як мінімальні послуги зі стабілізації мережі, стійкість до збоїв

у роботі мережі, якість електроенергії, захист, моделі електричного моделювання, перевірка відповідності та безпека.

3. Розроблення процедур оцінювання відповідності: треба створити стандартизовану процедуру перевірки відповідності для оцінювання модулів та інверторів, зокрема вимоги до документації та тестування відповідно до правил приєднання ЄС.
4. Поточна система подання: в ЄС та глобально вже діють уповноважені органи сертифікації, які видають сертифікати на обладнання/модулі/установки, де виробники та постачальники можуть подавати свою продукцію на оцінювання відповідності згідно з правилами ЄС. Сертифікаційні органи авторизовані відповідно до схем сертифікації ISO/IEC 17065, 17025 та IECRE.
5. Регулярне оновлення: позитивні переліки мають регулярно переглядатися та оновлюватися відповідно до технічного прогресу та змін у вимогах до мережі.
6. Інформування зацікавлених сторін: оператори розподільних мереж, власники об'єктів і виробники мають бути поінформовані про систему позитивного переліку та її переваги.
7. Моніторинг впровадження: потрібна постійна оцінка ефективності системи та її впливу на приєднання до мережі для подальшого вдосконалення.

Хоча система позитивного переліку має численні переваги, варто зазначити, що вона не замінює потребу в оцінці конкретного об'єкта в усіх випадках. Як і в Данії, оператори системи розподілу повинні зберігати право вимагати додаткову документацію за потреби, щоб гарантувати врахування місцевих умов мережі та специфіки установки. Впровадження системи позитивного переліку може допомогти країнам прискорити перехід до чистих джерел енергії, підвищити надійність електромереж і зменшити адміністративне навантаження, пов'язане з інтеграцією маломасштабних джерел енергії. Такий підхід може відіграти ключову роль у модернізації енергетичної інфраструктури та розвитку розподіленої генерації.

11.2. Питання, пов'язані зі стабільністю електромережі

11.2.1. Експлуатаційні виклики в енергосистемі України

Сучасні експлуатаційні виклики в енергосистемі України характеризуються частими попередженнями або навіть надзвичайними ситуаціями в окремих регіонах. Коли система працює в секціонованому режимі, вона демонструє підвищену стійкість до порушень інфраструктури. Такі порушення можуть охоплювати:

- ▶ ракетні/дронові атаки на трансформаторні підстанції, лінії передачі та розподілу
- ▶ вихід із ладу великих генеруючих, акумулюючих або споживаючих потужностей
- ▶ відсутність можливості обміну інформацією на коротко- та середньостроковому горизонті в окремих регіонах
- ▶ обмежена або тимчасова здатність до керування та моніторингу енергосистеми.

Рекомендовані технології генерації електроенергії повинні мати здатність працювати в умовах секціонування, тобто діяти у більш розподілених та автономний спосіб, забезпечуючи кращу динамічну стабільність окремих «енергетичних островів». Це є критично важливим з огляду на можливі перебої в системах зв'язку та моніторингу, включно з втратами зв'язку та довготривалою відсутністю даних через атаки хакерів.

Таким чином, жорсткі вимоги до кібербезпеки мають бути серед пріоритетів для нових систем генерації електроенергії, щоб забезпечити надійність енергопостачання навіть у випадках ізолюваного функціонування енергосистеми.

11.2.2. Проблеми, пов'язані з інтеграцією відновлюваних джерел енергії

Для повного використання потенціалу змінних відновлюваних джерел енергії надзвичайно важливо, щоб операційні стратегії оператора системи передачі були спеціально адаптовані до змін у енергогенераційному портфелі, а також до трансформацій у структурі попиту, які відбулися за останні роки.

З огляду на вищевикладене було проведено інтерв'ю з оператором системи передачі електроенергії України — «Укренерго», який надав цінну інформацію щодо поточних експлуатаційних практик. На основі результатів інтерв'ю стало зрозуміло, що чинні підходи наразі не є сприятливими для впровадження відновлюваної енергетики. Нижче описані основні причини цього.

Поточні процедури оперативного планування та диспетчеризації не мають гнучкості, потрібної для врахування змін в експлуатації змінних відновлюваних джерел енергії (VRE). Для забезпечення оптимальної інтеграції змінних відновлюваних джерел енергії (VRE), як-от вітрова енергія, сонячна енергія, системи акумуляторних/накопичувальних систем та руслових ГЕС, важливо експлуатувати систему з максимальною гнучкістю, якомога ближче до часу виробництва.

Коригування часового вікна балансування треба переглянути для створення можливостей для більш оптимальної інтеграції VRE. У той час як портфелі традиційної генерації зазвичай працюють з вікном оперативного планування в кілька днів або навіть тиждень, портфелі зі значною кількістю VRE часто працюють з вікном планування менше ніж годину, іноді навіть 5 або 15 хвилин.

Крім того, у країнах із високим рівнем VRE, як-от Данія, оператори системи передачі електроенергії застосовують модель Сторін відповідальних за баланс (СВБ) — також відомих як агрегатори, — для управління малими генеруючими установками та об'єктами з гнучким споживанням. Застосування СВБ є однією з основних причин дуже високого рівня надійності поставок у Данії: понад 65% усієї енергії виробляється коштом VRE.

У контексті потреби в гнучкості варто відзначити, що в Україні вже встановлено значну кількість гідроелектростанцій (ГЕС) із греблями та гідроакумуляуючих електростанцій (ГАЕС). ГЕС і ГАЕС є важливим джерелом гнучкості в енергосистемі України. ГЕС і ГАЕС вже використовуються як системи зберігання для балансування та інтеграції змінних відновлюваних джерел енергії в деяких частинах енергосистем Північної та Центральної Європи. Водночас доступність водних ресурсів в українських річках нині може стати обмежувальним фактором.

Ще одне питання, порушене в інтерв'ю, — це практика обмеження сонячної генерації. Це може свідчити про те, що в Україні ще не застосовується оптимальна диспетчеризація за принципом найменших витрат.

Перехід до більш гнучкого енергогенераційного портфеля з високою часткою VRE потребуватиме модернізації операційних підходів, зокрема впровадження точніших прогнозів виробництва VRE для забезпечення ефективної економічної експлуатації енергетичних технологій.

11.2.3. Уніфікований та захищений обмін інформацією

З огляду на поточну та очікувану в майбутньому ситуацію з дедалі інтенсивнішими кібератаками, рекомендовано дотримуватися міжнародного стандартизованого цифрового підходу — зокрема, на основі серії стандартів ISO/IEC 27000, а особливо ISO/IEC 27019:2024 «Захист інформації, кібербезпека та захист конфіденційності – Засоби контролю інформаційної безпеки для енергетичної галузі». Також варто використовувати стандарти серій IEC 61850, IEC 61400-25 (для вітрової та сонячної енергетики), а також IEC 62351 при модернізації, розширенні чи ремонті пошкоджених систем обміну даними в електроенергетичному секторі. Відповідно до оприлюдненого Європейського мережевого кодексу з кібербезпеки (NCCS) 2024/1366 від 11 березня 2024 року, рекомендовано якомога швидше впровадити низку координованих заходів з обміну інформацією.

Цей мережевий кодекс встановлює загальноєвропейський стандарт кібербезпеки для транскордонних потоків електроенергії. Він містить вимоги щодо оцінки кіберризиків, мінімальних вимог до безпеки, сертифікації продуктів і послуг із кібербезпеки, моніторингу, звітності, управління кризовими ситуаціями. Кодекс чітко визначає ролі та відповідальність усіх зацікавлених сторін на кожному етапі.

З урахуванням цього нового мережевого кодексу, забезпечення інформаційної безпеки має бути одним із найвищих пріоритетів при впровадженні нових генеруючих потужностей. Це потрібно як для гарантованого постачання електроенергії в усіх режимах роботи системи, так і для підтримки надійного транскордонного обміну електроенергією між Україною та всіма європейськими енергетичними партнерами.

11.3. Ризик припинення постачання газу в Україну

За даними Міжнародного енергетичного агентства (IEA), газотранспортна система України була адаптована до роботи без прямого імпорту з росії ще з 2015 року. Хоча Україна зберегла об'єднання енергосистем зі Словаччиною, Угорщиною та Польщею для потенційного імпорту, її внутрішній видобуток і можливості зберігання дозволили досягти майже повної самозабезпеченості (IEA, 2024).

У 2024 році Україна видобула приблизно 19,1 млрд м³ природного газу, що є зростанням у порівнянні з 18,7 млрд м³ у 2023 році. Одночасно через економічний спад унаслідок війни та впровадження заходів з підвищення ефективності, внутрішнє споживання газу скоротилося до близько 19 млрд м³ у 2024 році (Reuters, 2024). Такий баланс дозволив Україні перезимувати 2023-2024 опалювальний сезон без імпорту газу (IEA, 2024). Однак тривале похолодання може істотно збільшити споживання і створити навантаження на газові запаси.

Протягом війни росія поки утримувалася від масованих атак на газову інфраструктуру України, на відміну від електроенергетичної галузі. За оцінкою IEA, електростанції України зазнали значних атак, тоді як газова інфраструктура залишалася відносно неушкодженою (IEA, 2024). Найімовірніше, транзитна газова угода надавала росії стимул утримуватися від пошкодження інфраструктури, яка використовувалася для постачання газу до Європи. Однак після скасування угоди цей стримувальний фактор зник, що підвищує ймовірність того, що росія може почати цілеспрямовано атакувати газопроводи та сховища газу в Україні.

Насправді є ознаки того, що з кінця 2024 року росія все частіше завдає ударів по газовій інфраструктурі України. Наприклад, 1 лютого 2025 року російська авіація завдала удару з використанням шести ракет і 17 безпілотників Shahed по об'єктах газової інфраструктури та інших об'єктах (Reuters, 2025).

Газова інфраструктура, зокрема трубопроводи, сховища та переробні заводи, вразлива до повітряних ударів, але ступінь цієї вразливості залежить від кількох факторів, зокрема типу інфраструктури, її конструкції та характеру атаки. Хоча підземні трубопроводи та сховища менш вразливі, наземна

інфраструктура, як-от компресорні станції та наземні об'єкти підземних сховищ (наприклад, установки для закачування та відбору газу), залишаються уразливими до авіаударів, які можуть порушити газопостачання всередині України. Цю оцінку підтримує український аналітичний центр Dixi Group, згідно з яким «Основними викликами для газової системи України залишаються військові загрози, пов'язані з постійними атаками на газову інфраструктуру та можливим пошкодженням наземних споруд підземних сховищ газу. Ризики для виробничої інфраструктури є особливо небезпечними».

Джерела:

- ▶ International Energy Agency (IEA). (2024). "Ukraine's Energy Security and the Coming Winter." Отримано з <https://www.iea.org/reports/ukraines-energy-security-and-the-coming-winter>
- ▶ Reuters (2025). "Russian air attack kills 15 in Ukraine, gas infrastructure targeted", <https://www.reuters.com/world/europe/russian-air-attack-kills-three-ukraine-kyiv-says-2025-02-01/>
- ▶ Dixigroup (2024). "WINTER OUTLOOK 2024/2025: GAS 19.11.2024". <https://dixigroup.org/en/analytic/winter-supply-outlook-2024-2025-gas-2/>

11.4. Фінансові питання

За нинішньої ситуації можливі певні особливі вимоги до фінансування. В інтерв'ю деякі зацікавлені сторони згадували, що отримати фінансування проєктів в Україні може бути складно й дорого, оскільки прийнятний період погашення короткий, а відсоткові ставки високі. Щобільше, іноземні інвестори, як-от МБРР (Міжнародний банк реконструкції та розвитку) і МФК (Міжнародна фінансова корпорація), заявили, що вони готові інвестувати під час війни, однак вони будуть інвестувати та надавати кредити виключно іноземним компаніям, оскільки з іноземними компаніями легше застрахувати будь-які ризики. Крім того, вони очікують підтримки від уряду України у створенні так званого Майстер-плану або Генерального плану та в розробленні проєктів, а також створення страхового фонду, який би покривав військові ризики. Уряд працює над питанням страхування військових ризиків. З цією метою в Україні зареєстровано проєкт Закону «Про страхування військових ризиків» № 12372 від 30 грудня 2024 року.

11.5. Трансформатори

Трансформатори відіграють важливу роль у передачі та розподілі електроенергії. Трансформатор змінює напругу змінного струму в електромережі. В електрогенеруючих установках, як-от газові турбіни, дизельні генератори та вітроенергетичні турбіни, зміна напруги потрібна для того, щоб отримати таку ж напругу, як і в мережі, до якої приєднані ці установки. Рівні напруги в мережі залежать від конкретних конструкцій, але, як правило, чим далі передається енергія, тим вищі рівні напруги.

Крім того, трансформатори також використовують для зниження рівня потужності, до ступеня, який відповідає рівню потужності споживача.

Оскільки трансформатори потрібні для приєднання електрогенеруючих установок до певної електромережі, трансформатори можуть стати обмежувальним фактором для різних технологій виробництва електроенергії.

Трансформатори бувають різної складності та потужності. Їх можуть постачати у вигляді модульних конструкцій або виготовляти на замовлення для певної електростанції. Загальні категорії наведені нижче.

Таблиця 43 : Категорії трансформаторів та їх ключові характеристики

Категорія	Фіксована потужність	Зважений показник	Опис
Трансформатори малої потужності	<500 кВА	1 кг – 2 тонни	Трансформатори, що використовуються в житлових кварталах
Трансформатори середньої потужності — Розподільні мережі	500 кВА-10 МВА	1-15 тонн	Трансформатори, що використовуються на підстанціях – Знижувальні
Трансформатори середньої потужності — Установки	1 МВА-50 МВА	5-100 тонн	Використовуються для станцій меншої потужності – Підвищувальні
Трансформатори великої потужності	>50 МВА	70-400 тонн	Використовуються для великих підстанцій та електрогенеруючих установок – Підвищувальні

Вага, форма та розмір можуть обмежувати можливості використання різних трансформаторів в Україні. Деякі з них не можна перевозити через мости через їхню вагу, а деякі можуть мати невідповідний розмір для транспортування.

Вага, форма та розмір залежать від типу трансформатора — сухий або оливний, причому оливний трансформатор, як очікується, найбільш доречний у цьому контексті.

Час постачання трансформатора може стати перешкодою для завершення проекту, навіть якщо газові турбіни, дизельні генератори, вітроенергетичні турбіни тощо наявні, їх приєднання до мережі може виявитися неможливим, тому час постачання трансформаторів треба враховувати. Час постачання трансформаторів великої потужності оцінюють у 1-2 роки, тоді як трансформатори малої потужності можуть бути поставлені протягом декількох тижнів.

Таблиця 44: Орієнтовний час постачання за категоріями трансформаторів

Категорія	Орієнтовний час постачання
Трансформатори малої потужності	2 тижні
Трансформатори середньої потужності — Розподільні мережі	40 тижнів
Трансформатори середньої потужності — Установки	20-28 тижнів
Трансформатори великої потужності	1-2 роки

12. Додаток D

Методологія визначення потенціалу сонячних фотоелектричних ресурсів в Україні

Методи розрахунку та припущення для графіків

Цей розділ посилається на Рисунок 12, на якому наведено очікуване річне виробництво електроенергії на сонячних електростанціях (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Карти побудовані на основі розрахунку узагальненого виробництва електроенергії на сонячних електростанціях у різних регіонах України, для чого була використана растрова карта, що охоплює всю територію України, з Глобального сонячного атласу. Растрова карта України містить середньорічний потенційний обсяг виробництва [кВт·год/кВт·пік] за період з 1994 по 2018 рік, представлений у пікселі, що містить середній показник. Кожен растровий піксель має роздільну здатність, що відповідає вимірюванню на відстані приблизно 650 м. Середній показник потенційного виробництва базується на середньому теоретичному виробництві, яке базується на сонячному випромінюванні, виміряному геостационарними супутниками, і теоретичному виробництві електроенергії окремо розташованої сонячної електростанції зі стаціонарними модулями, встановленими під оптимальним нахилом з метою досягнення модулями місячного максимуму виробництва електроенергії на конкретній ділянці.

За допомогою Географічної інформаційної системи Quantum (QGIS) показники растрового шару були агреговані як середні для кожного регіону України, так що середній річний потенціал виробництва сонячної енергії [кВт·год/ кВт·пік] наведено для кожного регіону України.

Цей розділ посилається на Рисунок 11, на якому наведено очікуване виробництво сонячної енергії в зимовий час (МВт·год на МВт встановленої потужності) у різних регіонах України. Щоб розрахувати середній потенціал виробництва сонячної енергії в зимовий період з жовтня по березень, було використано декілька растрових карт з Глобального сонячного атласу. Ці растрові карти містили середньодобові показники потенційного виробництва з 1994 по 2018 рік для кожного з відповідних місяців. Це означає, що добові показники були середньою сумою днів у відповідному місяці. Отже, добові показники для кожного місяця були розраховані для кожної області України, а середньодобові показники для кожної області України були помножені на кількість днів у відповідному місяці та підсумовані з потенційним виробництвом інших місяців холодного періоду, де місячні показники були отримані в такий самий спосіб.

Цей розрахунок також був зроблений для всієї України, і середнє виробництво електроенергії сонячними електростанціями по всій Україні за рік і в холодний період було використано як орієнтовне споживання електроенергії у розрахунку LCOE.

Оскільки сонячні електростанції великої потужності можуть бути легкою мішенню для артилерії та балістичних ракет малої дальності (БРМД), була застосована буферна зона в 100 км і 280 км до підконтрольних росії територій і Білорусі, що відповідає найбільшому радіусу дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності. Розглянуто ці два засоби нападу, оскільки їхнє перехоплення українською системою ППО особливо ускладнене.

13. Додаток Е

Методологія визначення потенціалу вітрових ресурсів в Україні

Для розрахунку узагальненої потужності вітроенергетичних турбін в різних регіонах України було використано растрову карту, що охоплює всю територію України. Растрова карта взята з Глобального вітрового атласу. Растрова карта містить річний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) вітроенергетичних турбін IEC класу 2³⁵. Цей коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) був отриманий шляхом розрахунку кривих потужності класів IEC2 залежно від швидкості вітру, які були змодельовані за допомогою GWA версії 3, що використовує набори даних ERA5, надані Європейським центром середньострокових прогнозів погоди. Набори даних ERA5 отримані за допомогою супутникових вимірювань, які були підтверджені радіолокаційними вимірюваннями. Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) базується на середній сумі швидкостей вітру між 2008-2017 роками. Коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) визначається як піксель, що містить показники з роздільною здатністю, що відповідає приблизній відстані 200-250 метрів між кожним вимірюванням.

За допомогою QGIS показники растрового шару були агреговані як середні для кожного регіону України, отже, річний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) турбін класу IEC2 був наведений для кожного регіону України. За допомогою КВВП було розраховано години роботи на повному навантаженні вітроенергетичних турбін, використовуючи турбіну, наведену в каталозі технологій, як еталонну. Генеруюча потужність цієї вітроенергетичної турбіни становить 4,2 МВт з висотою вежі 85 м і діаметром ротора 130 м. Було використано растрову карту, що містить коефіцієнт використання встановленої потужності вітроенергетичних турбін класу IEC2, оскільки турбіна в каталозі технологій — це енергетична установка класу IEC2, а це означає, що вітрові профілі підходять.

Щоб розрахувати години роботи на повному навантаженні вітроенергетичних турбін у кожному регіоні України в холодний період, з жовтня по березень, було оцінено погодинний профіль вітру за 2019 рік від Renewables Ninja. Зроблено висновок, що 51% годин повного навантаження припадає на холодний період. Цей відсоток був використаний для розрахунку годин роботи на повному навантаженні для кожного регіону України в холодний період шляхом множення часу для кожного регіону.

³⁵ IEC Class 1 turbines are generally for wind speeds greater than 8 m/s. These turbines are tested for higher extreme wind speed and more severe turbulence. IEC Class 2 turbines are designed for average wind speeds of 7.5 m/s to 8.5 m/s. IEC Class 3 turbines are designed for winds less than 7.5 m/s. These turbines will need a larger rotor to capture the same amount of energy as a similar turbine at a Class II site. [Source](#).

Цей розрахунок також був зроблений для всієї України, і середнє виробництво електроенергії вітроенергетичних турбін у всій Україні за рік і в холодний період було використано як орієнтовне споживання електроенергії у розрахунку нормованої вартості електроенергії.

Оскільки вітроенергетичні турбіни можуть бути легкою мішенню для артилерії та балістичних ракет малої дальності, була застосована буферна зона в 100 км і 280 км до підконтрольних росії територій і Білорусі, що становить найбільшу дальність дії російської артилерії та балістичних ракет малої дальності. Розглянуто ці два засоби нападу, оскільки їхнє перехоплення українською системою ППО особливо ускладнене.

14. Додаток F

Технічні паспорти (окремий файл)

15. Додаток G

Огляд критеріїв стійкості

У першій редакції (січень 2024 року) Каталог критично важливих технологій для України (UTC 2024) стійкість технологій виробництва електроенергії оцінювалася на основі п'яти ключових параметрів:

- › **Розподілене виробництво** – вага 30%
- › **Можливість маскуванню та укриття** – вага 30%
- › **Здатність до балансування мережі** – вага 15%
- › **Ризик, пов'язаний з постачанням палива** – вага 15%
- › **Потреба в кваліфікованому персоналі та спеціалізованих запчастинах** – вага 10%

Кожна технологія оцінювалася відносно ефективності інших технологій за цими п'ятьма критеріями, причому кожен параметр зважувався відповідно до його важливості.

Цей етап підготовки Каталогів має на меті переглянути, вдосконалити та систематизувати критерії стійкості технологій енергетичної інфраструктури. Перегляд відбувається в умовах серйозних викликів: восени 2024 року росія продовжила масштабні атаки на енергетичну інфраструктуру України. За даними відкритих джерел, близько **60% електрогенеруючих потужностей України** зазнало руйнувань. Нещодавно росія почала цілеспрямовано уражати інфраструктуру навколо діючих атомних електростанцій України, щоб не допустити подачі електроенергії в мережу³⁶.

Процес перегляду включає наступні етапи:

- › Оцінка загроз для енергетичного сектору України
- › Дослідження заходів з пом'якшення наслідків
- › Аналіз витрат, пов'язаних з атаками на енергетичну інфраструктуру
- › Перегляд підходів ОСП/ОСР до оцінки стійкості
- › Аналіз критеріїв оцінювання стійкості із запропонованими змінами
- › Пропозиція оновленої методології оцінювання стійкості

Такий підхід допоможе вдосконалити та скоригувати заходи щодо забезпечення стійкості енергетичної інфраструктури з урахуванням мінливих загроз та необхідності забезпечити надійність системи в сучасних умовах України.

³⁶ "Russia, Targeting Ukraine's Grid, Moves to Cut Off Its Nuclear Plants", New York Times, 29. Nov 2024, "Ukraine strengthens its energy infrastructure as Russian attacks intensify", El Pais, 5 Dec 2024

Загрози для енергетичного сектору України

Енергетична інфраструктура України зазнає суттєвих загроз через її важливу роль у підтримці економіки країни та забезпечення стійкості під час війни. Ці загрози можна класифікувати таким чином:

Повітряні удари, включно з ракетними та дронними атаками, неодноразово були спрямовані на енергетичну інфраструктуру України. За повідомленнями, росія проводила масштабні бомбардування електростанцій, підстанцій та національної енергомережі, особливо в зимові місяці, щоб підірвати моральний дух цивільного населення та економічну стабільність. Для виведення з ладу критично важливих об'єктів використовувалися високоточні ракети та іранські дрони (Shahed-136), що призвело до масштабних відключень електроенергії та перебоїв у тепло- та водопостачанні.

Ці атаки мають безпосередній і негайний вплив, спричиняючи тривалі терміни ремонту та виявляючи вразливості у взаємопов'язаних системах. Публічні джерела та аналітики сходяться на думці, що повітряні удари є однією з найбільш руйнівних форм атак на енергетичні системи України через їх масштаб, частоту та ефективність.

Саботаж становить більш приховану загрозу для енергетичної інфраструктури. Операції саботажу можуть включати фізичне пошкодження ліній електропередач, підстанцій або газопроводів, які часто здійснюються диверсантами або підрозділами спеціального призначення. Таким інцидентам може бути важко запобігти, оскільки вони використовують прогалини у фізичній безпеці. Надійна інформація про масштаби та ефективність саботажу в Україні залишається обмеженою, проте вважається, що операції саботажу відбуваються значно рідше, ніж повітряні удари.

Енергетична інфраструктура України вже давно є мішенню **кібератак**, серед яких особливо відомі атаки на енергомережу в 2015 та 2016 роках³⁷. Ці атаки, які приписують російським угрупованням на кшталт Sandworm, продемонстрували здатність спричинити відключення електроенергії шляхом націлювання на системи управління та віддаленого виведення з ладу електростанцій.

Згідно з відкритими звітами та аналізами, саме **повітряні атаки становлять найбільшу загрозу** для енергетичної інфраструктури України. Ці атаки є послідовними, мають значний вплив та стратегічно спрямовані на виведення з ладу критично важливих об'єктів у ключові моменти війни. Хоча саботаж і кібератаки також становлять значну загрозу, за масштабом і безпосереднім впливом вони поступаються тривалим і надзвичайно руйнівним повітряним кампаніям.

Заходи з пом'якшення наслідків

Заходи або стратегії, спрямовані на уникнення загроз критичній інфраструктурі України та безпеці цивільного населення, можна умовно розділити на **стратегії зменшення ризиків та заходи підвищення стійкості**. Ці стратегії розроблені для зменшення впливу різних загроз і забезпечення безперебійної роботи важливих систем в стресових умовах.

Важливо розрізняти такі типи заходів або стратегій:

- 1. Превентивні заходи:** дії, що вживаються для мінімізації ймовірності загроз, такі як впровадження надійних протоколів кібербезпеки.
- 2. Захисні заходи:** стратегії захисту ключової інфраструктури, включаючи розгортання систем протиповітряної оборони, зміцнення підстанцій, переведення повітряних ліній на кабельні або використання шифрування для захисту комунікаційних мереж.

³⁷ <https://www.wired.com/2016/03/inside-cunning-unprecedented-hack-ukraines-power-grid/>

3. **Планування стійкості:** розробка планів на випадок надзвичайних ситуацій, систем резервування та стратегій швидкого відновлення для підтримки функціональності або оперативного відновлення послуг після інциденту.
4. **Контрзаходи:** активні стратегії нейтралізації загроз, такі як перехоплення повітряних загроз або протидія кібератакам у режимі реального часу.

Наскільки відомо, в Україні застосовується комплексна стратегія для протидії загрозам повітряних атак, саботажу та кібератакам із використанням усіх чотирьох ключових підходів.

Витрати, пов'язані з атаками на енергетичну інфраструктуру

Систематичні атаки росії на енергетичну інфраструктуру України можна розглядати як свідому стратегію «витрати-користь», метою якої є максимізація шкоди економіці та суспільству України з використанням обмежених ресурсів, таких як ракети та безпілотики. Ця стратегія має кілька рівнів впливу::

1. **Фізичне руйнування:** прямі втрати інфраструктури, такої як електростанції та компоненти енергомережі, є відчутним і негайним економічним ударом, що знижує здатність України постачати електроенергію населенню та промисловості.
2. **Економічні втрати від нестачання енергії:** перебої в електропостачанні спричиняють ланцюгові економічні та соціальні втрати, включно зі зниженням промислової продуктивності та суттєвим впливом на домогосподарства. Хоча це важко оцінити кількісно, тривалі перебої в роботі критичної інфраструктури можуть з часом призвести до значних фінансових втрат.
3. **Вимушені інвестиції в заходи з пом'якшення наслідків:** Україна змушена вкладати значні кошти в оборонні заходи, такі як системи протиповітряної оборони та підвищення стійкості мереж, а також у заходи протидії та відновлення, відволікаючи ресурси від інших важливих сфер.

Висока вартість непоставленої енергії та складність відновлення великих традиційних електростанцій роблять планування стійкості надзвичайно важливим для енергетичного сектору України. У цьому контексті модульні та розподілені енергетичні рішення, такі як вітрові турбіни, сонячні електростанції та малі газові турбіни, а також системи зберігання енергії (акумулятори та інтелектуальне програмне забезпечення) мають очевидні переваги:

- » **Швидша заміна:** модульні блоки можна замінити швидше, ніж спеціальне обладнання, яке зазвичай використовується на традиційних електростанціях, де для відновлення потрібні спеціалізовані компоненти та тривалий час.
- » **Резервність та гнучкість:** розподілені системи за своєю природою є більш стійкими. Наприклад, вітропарк продовжує працювати, навіть у разі пошкодження окремих турбін, а сонячні електростанції залишаються функціональними, навіть якщо частини установки зруйновані.

Натомість традиційні електростанції, які покладаються на великомасштабні централізовані системи, можуть стикатися з тривалішими термінами відновлення через залежність від унікальних і складних компонентів. Нові великі традиційні електростанції потребують одночасного залучення значних коштів з одного або кількох джерел, тоді як модульні системи також розподілені за джерелами фінансування. Ці фактори підкреслюють потенційні переваги інтеграції модульних рішень у сфері відновлюваної енергетики в енергетичну стратегію України для підвищення стійкості та забезпечення безперебійного енергопостачання в умовах постійних загроз.

Приклад витрат, пов'язаних з атаками на енергетичну інфраструктуру

Знищення вугільної електростанції потужністю 300 МВт

Вартість заміни теплової електростанції потужністю 300 МВт:

- » Вартість заміни: при ціні 2 млн євро за МВт загальна вартість становить 600 млн євро.

Непоставлена енергія з тієї ж електростанції потужністю 300 МВт

Економічні витрати через непоставлену енергію внаслідок знищення цієї електростанції, можуть бути величезними, залежно від тривалості відключення:

- » 1 місяць: Припускаючи, що 50% потенційної електроенергії не може бути поставлено з інших джерел, а вартість втраченого навантаження (Value of Loss Load, VOLL) становить 10 000 євро/МВт·год³⁸ (0,01 млн євро/МВт·год), вартість розраховується так:
 - » $50\% \times 300 \text{ МВт} \times 24 \text{ години/день} \times 30,5 \text{ днів/місяць} \times 0,01 \text{ млн євро/МВт·год} = 1\,100 \text{ млн євро.}$
- » 6 місяців: За тих же припущень витрати зростають до 6 600 млн євро.
- » 2 роки: Загальні витрати досягають 26 400 млн євро, якщо не буде забезпечено заміщення генерації.

Зверніть увагу, що значення вартості втраченого навантаження (VOLL) залежить від регіону, економічної активності та сектору, що аналізується (див. примітку).

Активні заходи захисту

Для захисту енергетичної інфраструктури можуть бути розгорнуті сучасні системи захисту, такі як C-RAM (системи протиракетної, протиартилерійської та протимінометної оборони). C-RAM – це система точкового захисту, призначена для перехоплення та знищення таких загроз, як дрони, ракети, артилерійські снаряди та мінометні міни.

- » **Зона покриття:** Одна система C-RAM захищає приблизно 1,3 км²
- » **Вартість:** Вартість однієї системи становить близько 3,6 млн євро
- » **Ефективність:**

³⁸ Вартість втраченого навантаження (VoLL) кількісно оцінює економічні витрати, пов'язані з непоставленою електроенергією, і зазвичай виражається в євро за мегават-годину (євро/МВт·год). Оцінки VoLL значно відрізняються залежно від регіону та сектора, на що впливають такі фактори, як економічна активність, тип споживачів та надійність постачання. Приклади оцінок VoLL: Європейський Союз: значення VoLL коливаються від приблизно 1 500 до 23 000 євро за МВт·год, залежно від країни та сегмента споживачів (Swin and GP et al. 2019: Вартість втраченого навантаження (VoLL) на європейських ринках електроенергії: застосування, методології, перспективи розвитку). Велика Британія: Дослідження, проведене на замовлення Ofgem, оцінило VoLL для побутових споживачів приблизно в 17 000 фунтів стерлінгів за МВт·год, з відмінностями між різними групами споживачів (London Economics 2013, Вартість втраченого навантаження (VoLL) для електроенергії у Великій Британії). Фактори, що впливають на VoLL: Тип споживача: Промислові та комерційні споживачі часто мають вищу VoLL через значні економічні втрати, яких вони зазнають під час відключень, у порівнянні із побутовими споживачами. Тривалість та час відключення: Довші відключення та відключення, що відбуваються в години пікового навантаження, зазвичай призводять до вищої VoLL, що відображає зростання витрат, пов'язаних з перебоями в роботі. Економічна структура: Регіони з економікою, що значною мірою залежить від безперервних процесів або надання високовартісних послуг, можуть мати вищу VoLL. Сезонні та кліматичні фактори: У регіонах з екстремальними погодними умовами відключення електроенергії можуть мати більш серйозні наслідки, що впливає на VoLL. З огляду на поточну економічну структуру України, структуру енергоспоживання та критичну важливість електропостачання, для оцінки економічних наслідків відключень електроенергії в країні вважається доцільним використовувати оцінку VoLL на рівні 10 000 євро за МВт·год.

- » Висока ефективність проти повільних загроз, таких як дрони, ракети та мінометні снаряди
- » Обмежена ефективність проти швидкісних або ройових загроз, таких як балістичні та крилаті ракети

Попередні висновки щодо витрат, пов'язаних з атаками на енергетичну інфраструктуру

Найбільші потенційні витрати від атак на енергетичну інфраструктуру пов'язані з непоставленою енергією, що ілюструє приклад електростанції потужністю 300 МВт. Це підкреслює критичну потребу у проектуванні енергетичних систем із вбудованою резервністю та модульністю. Модульні об'єкти дозволяють швидко замінювати пошкоджені компоненти, суттєво скорочуючи час простою та знижуючи економічні втрати.

Хоча системи протиповітряної оборони, такі як C-RAM, є відносно недорогими порівняно з масштабами збитків, які вони покликані запобігати, їхня доступність залишається обмеженою, що робить їх дефіцитним ресурсом. Ця обмеженість підкреслює важливість стратегічного розподілу ресурсів та необхідність інноваційних рішень для протидії дедалі більш досконалим загрозам, таким як рої дронів та/чи високошвидкісних ракет.

Великі електростанції мають додаткові вразливості. Окрім захисту самої станції, оборони також потребують розташовані поруч підстанції, які передають електроенергію в мережу та споживачам, паливні сховища та інфраструктура транспортування палива. Це ускладнює заходи безпеки та підкреслює переваги децентралізованої структури енергопостачання, яка розподіляє потужності генерації, щоб обмежити вплив цілеспрямованих атак.

Ці спостереження підкріплюють аргументи на користь енергетичної стратегії, орієнтованої на розподілені та модульні об'єкти. Така стратегія не лише зменшує вразливості, а й підвищує стійкість за рахунок:

- » Обмеження впливу окремих ударів шляхом розподілу генеруючих потужностей
- » Забезпечення швидшого відновлення завдяки модульній конструкції
- » Уникнення необхідності захищати великі, складні та взаємозалежні системи

Підходи ОСП/ОСР до оцінки стійкості

Зазвичай оператори систем передачі (ОСП) та оператори системи розподілу (ОСР) відповідають за забезпечення безпеки постачання електроенергії. Вони координують свою діяльність з виробниками електроенергії для підтримки стабільності енергомережі через ринкові механізми та контроль передачі. Для забезпечення надійності мережі ОСП, ОСР та постачальники електроенергії впроваджують допоміжні системи – резервні механізми, призначені для підтримки роботи мережі в умовах надзвичайних ситуацій, таких як бурі або планове технічне обслуговування. Економічна ефективність цих резервних систем оцінюється за допомогою ймовірного аналізу ризиків, особливо для невійськових подій.

Ймовірна оцінка ризиків зазвичай передбачає побудову матриці, яка оцінює ймовірність настання події у зіставленні з тяжкістю її наслідків, як показано в таблиці 45.

Таблиця 45: Наводить візуальний приклад того, як може проводитися та візуалізуватися ймовірнісний аналіз ризиків. Зелені, жовті та червоні поля разом із їхніми значеннями слід розглядати як події.

Ймовірність	Наслідки				
	Неістотні	Незначні	Помірні	Суттєві	Катастрофічні
Напевно (ймовірність >90%)	Високий	Високий	Максимальний	Максимальний	Максимальний
Ймовірно (ймовірність >50%-90%)	Помірний	Високий	Високий	Максимальний	Максимальний
Помірно ймовірно (ймовірність >10%-50%)	Низький	Помірний	Високий	Максимальний	Максимальний
Малоймовірно (ймовірність >3%-10%)	Низький	Низький	Помірний	Високий	Максимальний
Рідко (ймовірність <3%)	Низький	Низький	Помірний	Високий	Високий

На практиці передбачити ймовірність таких подій складно, і вона варіюється залежно від місця розташування. Оператори збирають та аналізують дані з різних частин мережі та електростанцій для уточнення оцінки ризиків і вдосконалення стратегій пом'якшення наслідків. Це дозволяє більш цілеспрямовано використовувати резервні потужності та знижувати витрати. Такі аналізи часто проводяться на рівні компонентів, наприклад, оцінюється ризик відмови болта на лінії електропередачі та її вплив на постачання електроенергії.

Підхід ОСП/ОСР до оцінки стійкості пропонує системну основу для реагування на перебої в електропостачанні, спираючись на ймовірнісний аналіз ризиків та цільові резервні потужності для пом'якшення невійськових ризиків, таких як природні стихійні лиха або технічні несправності. Хоча це є раціональним підходом для відносно стабільного середовища, його застосування в українському контексті пов'язане зі значними викликами через гострі та серйозні загрози, спричинені постійними військовими атаками.

На відміну від типових надзвичайних ситуацій, які враховують європейські ОСП/ОСР (наприклад, бурі чи несправність обладнання), Україна стикається з регулярним і цілеспрямованим руйнуванням енергетичної інфраструктури, включаючи ракетні удари та атаки дронів. Частота та інтенсивність цих подій значно перевищують загрозливість сценаріїв, які зазвичай моделюються в межах оцінок ймовірнісних ризиків невійськових загроз.

Цілеспрямоване ураження критичної інфраструктури в Україні створює динамічні ризики, які складно кількісно оцінити та пом'якшити за допомогою стандартних ймовірнісних матриць. Такі аналізи значною мірою базуються на історичних даних, які можуть бути непридатними в умовах нестабільності, спричиненої війною, що триває в Україні.

Хоча оцінка ризиків на рівні окремих компонентів (наприклад, відмова болта) допомагає оптимізувати технічне обслуговування в стабільному середовищі, в українських умовах необхідні стратегії стійкості на рівні всієї системи. Наприклад, критично важливими є заходи щодо усунення вразливостей

взаємопов'язаних підстанцій або забезпечення розподіленої резервності в мережі, а не зосередження уваги на окремих компонентах.

Підсумовуючи, підхід ОСП/ОСР до забезпечення стійкості є базовою методологією, однак український контекст вимагає її адаптації з урахуванням унікальних викликів.

Аналіз критеріїв оцінювання стійкості із запропонованими змінами

1. Розподілена генерація (UTC 2024: вага 30%, UTC 2025: вага 25%):

- ▶ **Оцінка:** Розподілена генерація (РГ) дедалі більше визнається ключовим елементом стійкості енергетичної інфраструктури. Український досвід атак на електростанції показав, що **розподілені технології** — зокрема малі, модульні системи — менш вразливі до масштабних атак. Такі системи легше замінювати або відновлювати, а місцева генерація зменшує залежність від централізованої інфраструктури, яка може стати ціллю ударів. Практичний досвід України та з інших зон, охоплених воєнними конфліктами, підтверджує, що розподілена генерація підвищує стійкість енергомережі.
- ▶ **Запропоноване коригування:** З огляду на зростаюче усвідомлення переваг РГ у середовищах із високим рівнем ризику, цей критерій має залишатися ключовим. Стійкість таких систем до цілеспрямованих ударів підвищує енергетичну безпеку завдяки диверсифікації ризиків. Однак, вага цього критерію скоригована до **25%**.

2. Можливість маскування та укриття (UTC 2024: вага 30%, UTC 2025: вага 15%):

- ▶ **Оцінка:** Хоча **укриття та маскування** залишаються важливими, український досвід показує, що **рої дронів і ракетні удари** можуть переважати традиційні стратегії захисту. До того ж захист інфраструктури від таких високотехнологічних атак є надзвичайно складним і дорогим. Ефективне маскування може забезпечити певний рівень захисту, але часто є недостатнім проти широкого спектра сучасних загроз.
- ▶ **Запропоноване коригування:** **Знизити вагу** цього критерію до приблизно **15%**, щоб краще відобразити зменшення його ефективності проти складних повітряних загроз. Доцільно змістити фокус на здатність до швидкого відновлення та заміни пошкодженої інфраструктури.

3. Здатність до балансування мережі (UTC 2024: вага 15%, UTC 2025: вага 10%):

- ▶ **Оцінка:** Балансування мережі залишається надзвичайно актуальним, особливо з огляду на зростання інтеграції відновлюваної енергетики та нестабільних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова. Здатність гнучко регулювати генерацію є критично важливою для підтримання стабільності енергосистеми під час пікових навантажень або перебоїв. Гнучкі установки, такі як газові турбіни або акумуляторні батареї, можуть постачати електроенергію саме тоді, коли це найбільш необхідно, сприяючи стабілізації мережі.
- ▶ **Запропоноване коригування:** **Знизити вагу** цього критерію до рівня **10%**, хоча й цінність гнучких установок є суттєвою, особливо в умовах, коли стабільність мережі має ключове значення. Здатність постачати електроенергію під час перебоїв або періодів високого попиту підвищує стійкість системи.

4. Ризик, пов'язаний з постачанням палива (UTC 2024: вага 15%, UTC 2025: вага 30%):

- ▶ **Оцінка:** Рішення України не продовжувати контракт на транзит газу з «Газпромом» створює виклики щодо забезпечення паливом, особливо природним газом. Це може зробити газову інфраструктуру більш вразливою до цілеспрямованих атак з боку росії. Крім того, потенційна

складність у забезпеченні постачання палива в умовах блокади підвищує ризик переривання виробництва електроенергії.

- ▶ **Запропоноване коригування: Збільшити вагу** цього критерію до **30%**, щоб відобразити зростаючу важливість енергетичної безпеки в Україні, зокрема враховуючи потенційні загрози газовій інфраструктурі.

5. Потреба в кваліфікованому персоналі та спеціалізованих запчастинах (UTC 2024: вага 10%, UTC 2025: вага 10%):

- ▶ **Оцінка:** Потреба в **кваліфікованому персоналі та спеціалізованих запасних частинах** залишається важливою для довгострокового обслуговування та безперервності експлуатації. Нестача кваліфікованого персоналу була названа зацікавленими сторонами як ключова проблема. Водночас, безпосередні загрози, з якими стикається Україна (наприклад, повітряні атаки), можуть переважати довгострокові побоювання щодо наявності персоналу в кризових умовах. У короткостроковій перспективі пріоритетом зазвичай є швидке відновлення функціональності, а не підтримка звичайних операцій.

- ▶ **Запропоноване коригування: Зберегти вагу** цього критерію на рівні **10%**.

6. Час відновлення (новий критерій, UTC 2025: вага 10%):

- ▶ **Запропоноване доповнення:** Слід запровадити новий критерій для оцінки **часу відновлення** технологій виробництва електроенергії. Модульні системи, такі як невеликі відновлювані джерела енергії або газові турбіни швидкого розгортання, мають порівняльну перевагу завдяки можливості швидкого ремонту або заміни після атаки. Натомість обладнання (наприклад, турбіни, трансформатори, розподільчі пристрої) для значно більших теплових електростанцій часто виготовляється на замовлення, а багато українських електростанцій використовують обладнання радянського періоду, що потребує адаптації або індивідуального проектування для заміни.
- ▶ **Оцінка:** Час відновлення є критичним у період війни, де здатність швидко повернути електропостачання може скоротити тривалість економічних і соціальних порушень. Модульні системи, які можна швидко повернути в експлуатацію, мають значну перевагу над більшими централізованими станціями.
- ▶ **Запропонована вага: 10%.** Час відновлення безпосередньо впливає на швидкість відновлення та стійкість енергомережі в умовах триваючих загроз і криз.

Пропозиція оновленої методології оцінювання стійкості

З огляду на специфічні виклики, з якими стикається Україна у сфері стійкості енергетичної інфраструктури, було запропоновано оновлену методологію для більш ефективної оцінки технологій виробництва електроенергії. Ця методологія враховує важливість розподілених модульних рішень та здатність до швидкого відновлення електропостачання після атак, водночас враховуючи унікальні ризики, з якими стикається Україна. Оновлена методологія оцінювання має наступний вигляд³⁹:

- 1. Розподілена генерація (25%):** З огляду на переваги децентралізованих енергетичних систем, які є менш вразливими до масштабних атак і можуть бути швидко відновлені, цей критерій залишається найбільш вагомим.

³⁹ Вагові коефіцієнти було змінено через акцент на нестачі персоналу, що прозвучав під час інтерв'ю.

2. **Можливість маскування та укриття (15%):** Незважаючи на важливість цього фактора для захисту від повітряних загроз, ефективність маскування обмежена проти роїв дронів та ракетних атак, що зменшує вагу цього критерію.
3. **Здатність балансувати мережу (10%):** Можливість балансування попиту в мережі, особливо з урахуванням інтеграції відновлюваних джерел енергії та систем зберігання (домашніх та промислових акумуляторів), залишається важливою для стабільності мережі, що робить цей критерій актуальним.
4. **Ризик, пов'язаний з постачанням палива (30%):** З урахуванням змін у сфері енергетичної безпеки України, зокрема щодо постачання газу та вразливості інфраструктури, цей фактор набуває критичного значення та отримує вищу вагу.
5. **Потреба в кваліфікованому персоналі та спеціалізованих запчастинах (10%):** Хоча це важливо для довгострокової експлуатації, необхідність у персоналі й запчастинах має другорядне значення порівняно з нагальними загрозами та потребою у швидкому відновленні.
6. **Час відновлення (10%):** Цей новий критерій підкреслює важливість здатності швидко відновити генерацію електроенергії, причому модульні технології дають суттєві переваги у мінімізації простою та відновленні роботи мережі.

16. Додаток Н

Прискорення впровадження відновлюваних джерел енергії в Україні відповідно до вимог ЄС: Роль статті 15b та Зон прискореного розвитку відновлюваних джерел енергії (RaaS)

Вступ

Європейський Союз (ЄС) прагне досягти амбітних цілей у сфері відновлюваної енергетики та клімату в рамках своєї «Зеленої угоди» та ширших цілей декарбонізації. Ключовим інструментом для прискорення цього переходу є переглянута Директива з відновлюваної енергетики (RED), зокрема статті 15b та 15c, які стосуються визначення та призначення територій, придатних для розвитку відновлюваної енергетики, а також створення Зон прискорення розвитку відновлюваної енергетики (Зони ВДЕ/Renewables Acceleration Areas, RAAs). Ці положення мають на меті спростити дозвільні процедури та усунути вузькі місця, що стримують розгортання проєктів у сфері ВДЕ.

Цей додаток містить огляд вимог, викладених у статтях 15b та 15c, критеріїв для визначення придатних територій для проєктів ВДЕ та їхній вплив для держав-членів ЄС. Крім того, розглядається узгодженість цієї політики з політикою України в контексті її інтеграції в енергетичну систему ЄС.

Стаття 15b: Визначення придатних територій

Стаття 15b зобов'язує держави-члени ЄС визначити території, придатні для реалізації проєктів у сфері відновлюваної енергетики, що слугує основою для створення Зон прискорення розвитку відновлюваної енергетики (Зони ВДЕ/RAAs) відповідно до статті 15c. Основна мета – визначити зони, де впровадження ВДЕ є екологічно та економічно доцільним, при цьому мінімізуючи конфлікти з іншими видами землекористування. Такі території проходять попередню оцінку, щоб забезпечити реалізацію проєктів з меншими дозвільними та адміністративними перешкодами.

Кінцеві терміни відповідно до статті 15b

- » **21 травня 2025:** держави-члени повинні визначити та затвердити один або кілька планів із позначенням придатних територій для проєктів у сфері відновлюваної енергетики відповідно до вимог статті 15b.

Критерії визначення придатних територій

Для досягнення цілей, визначених у статті 15b, держави-члени повинні застосовувати низку конкретних критеріїв, що дозволяють визначити території, найбільш придатні для розвитку ВДЕ. Ці критерії поділяються на кілька основних категорій:

1. Екологічні критерії

- » Уникнення територій, що охороняються згідно з екологічним законодавством ЄС, таких як території Natura 2000, національні парки і райони, що є середовищем існування критично важливих видів біорізноманіття
- » Врахування екологічної чутливості за допомогою таких інструментів, як стратегічна екологічна оцінка (СЕО) та оцінка впливу на довкілля (ОВД).
- » Уникнення регіонів із високими ризиками фрагментації екосистем або місць проживання для зникаючих видів, із заохоченням реалізації проєктів на деградованих або маловартісних землях.

2. Критерії землекористування та просторового планування

- » Пріоритетне використання деградованих земель, промислових зон та забруднених територій (brownfields) замість освоєння незайманих (greenfield) територій.
- » Інтеграція з національними політиками просторового планування з метою забезпечення відповідності розвитку відновлюваної енергетики ширшим цілям землекористування.
- » Уникнення використання високопродуктивних сільськогосподарських земель задля збереження продовольчої безпеки та мінімізації конфліктів щодо землекористування.

3. Технічний та ресурсний потенціал

- » Визначення територій із високим потенціалом для відновлюваної енергетики, зокрема з потужними вітрами, високою сонячною інсоляцією або геотермальними ресурсами.
- » Близькість до існуючої електромережевої інфраструктури для забезпечення ефективного підключення до мережі та мінімізації витрат.
- » Доступність для будівництва та обслуговування, з використанням існуючої транспортної інфраструктури, де це можливо.

4. Соціальні та економічні аспекти

- » Уникнення територій із сильною протидією з боку місцевих громад, одночасно забезпечуючи вигоди для населення – через створення робочих місць, розподіл доходів або покращений доступ до енергії.
- » Поважне ставлення до об'єктів культурної та історичної спадщини для зменшення соціального опору.

5. Кліматична стійкість

- » Вибір територій, менш вразливих до кліматичних ризиків, таких як екстремальні погодні явища або підвищення рівня моря, з метою забезпечення стійкості інфраструктури ВДЕ.

Директива заохочує держави-члени ЄС до розробки **прозорого та інклюзивного процесу** визначення територій відповідно до статті 15b, із залученням:

- ▶ Зацікавлених сторін, зокрема місцевих органів влади, громадських груп та природоохоронних організацій.
- ▶ Використання геоінформаційних систем (ГІС) та картографічних інструментів для аналізу технічних, екологічних та соціальних обмежень.

Стаття 15с: Зони прискорення розвитку відновлюваної енергетики (Зони ВДЕ/RAAs)

На основі положень статті 15b, стаття 15с зобов'язує держави-члени ЄС визначити в межах попередньо відібраних придатних територій окремі зони – Зони прискорення розвитку відновлюваної енергетики (Зони ВДЕ/RAAs). У цих зонах застосовуються спрощені процедури отримання дозволів та прискорені адміністративні процеси, спрямовані на пришвидшення впровадження проєктів у сфері відновлюваної енергетики.

Кінцеві терміни відповідно до статті 15с

- ▶ **21 лютого 2026:** Держави-члени ЄС повинні офіційно затвердити плани, які визначають Зони прискорення розвитку відновлюваної енергетики (Зони ВДЕ/RAAs) у межах придатних територій, визначених відповідно до статті 15b.

Особливості Зон ВДЕ/RAAs

- ▶ **Спрощені дозвільні процедури:** дозволи на реалізацію проєктів відновлюваної енергетики в межах Зон ВДЕ/RAAs обробляються швидше – зазвичай упродовж одного року для стандартних проєктів.
- ▶ **Попередня оцінка:** Екологічні та планувальні обмеження враховуються на етапі визначення Зон ВДЕ/RAAs, що зменшує ймовірність затримок або конфліктів під час реалізації проєктів.
- ▶ **Прогнозованість для девелоперів:** девелопери, які працюють у межах Зон ВДЕ/RAAs, можуть розраховувати на більшу прозорість і знижені ризики, що стимулює інвестиції та прискорює реалізацію проєктів.

Зв'язок із іншими положеннями Директиви з ВДЕ/RED

Статті 15b і 15с є частиною ширшої структури Директиви з відновлюваної енергетики (RED), спрямованої на усунення бар'єрів для розвитку ВДЕ. До них належать:

1. **Стаття 15а: Сприятливі умови.** Визначає загальні умови для зниження адміністративних бар'єрів, включаючи цифровізацію дозвільних процедур, створення єдиних контактних центрів для девелоперів та встановлення граничних термінів ухвалення рішень. Зони ВДЕ/RAAs реалізують ці принципи на практиці у визначених географічних зонах.
2. **Стаття 16: Спрощене надання дозволів для конкретних проєктів.** Встановлює конкретні терміни та процедури для надання дозволів, зокрема для модернізації (repowering), встановлення сонячних панелей та модернізації мереж. Зони ВДЕ/RAAs користуються перевагами цих положень, ще більше зосереджуючись на спрощенні та передбачуваності
3. **Стаття 3: Цілі у сфері відновлюваної енергетики.** Встановлює обов'язкові національні внески для досягнення цілі ЄС щодо частки ВДЕ до 2030 року. Зони ВДЕ/RAAs відіграють ключову роль у досягненні цих цілей, забезпечуючи швидке розгортання потужностей ВДЕ.

Приклади впровадження у державах-членах ЄС

Декілька держав-членів ЄС вже розпочали процес імплементації положень статей 15b і 15с, хоча процес ще триває:

- › **Іспанія:** Іспанія розпочала картографування придатних територій для реалізації проєктів у сфері ВДЕ, з пріоритетом на регіони з високим сонячним та вітровим потенціалом. Існуючі просторові плани адаптуються відповідно до вимог Директиви з ВДЕ/RED.
- › **Німеччина:** Німеччина просуває ініціативи з просторового планування з метою визначення територій для ВДЕ, інтегруючи ці зони у свою національну стратегію енергетичного переходу (Energiewende). Водночас спостерігаються затримки з транспозицією директиви, що свідчить про труднощі з дотриманням графіка ЄС.
- › **Франція:** Франція розробила регіональні енергетичні плани, які відповідають принципам статей 15b і 15с, визначивши зони для розвитку сонячної енергетики та офшорної вітроенергетики.

Узгодження політики України з політикою ЄС

Хоча Україна не є державою-членом ЄС, вона гармонізує свою енергетичну політику зі стандартами ЄС у межах зобов'язань за **Договором про Енергетичне співтовариство**. Це узгодження включає:

4. **Законодавча база:** Україна ухвалила цілі щодо розвитку відновлюваної енергетики та реформувала дозвільні процедури відповідно до положень Директиви ЄС з ВДЕ.
5. **Просторове планування:** Україна працює над визначенням придатних територій для розвитку відновлюваних джерел енергії, зосереджуючись на проєктах сонячної та вітрової генерації на півдні та південному сході країни.
6. **Післявоєнна відбудова:** Відновлювана енергетика посідає центральне місце у планах відбудови України, які підтримуються фінансуванням та технічною допомогою з боку ЄС.

Хоча Україна формально не зобов'язана створювати Зони прискорення розвитку ВДЕ (Зони ВДЕ/RAAs), її зусилля зі спрощення дозвільних процедур та пріоритизація ВДЕ відображають принципи, закладені в статтях 15b і 15с Директиви ЄС з ВДЕ. Ці дії позиціонують Україну як країну, готову імплементувати цю директиву у разі її вступу до ЄС.

17. Додаток І

**Місцева українська біомаса –
потенціал, збирання та процеси
оброблення (окремий файл)**