

Міністерство освіти і науки України

Національний університет «Києво-Могилянська академія»

Факультет економічних наук

Кафедра фінансів

Магістерська робота

освітній ступінь – магістр

на тему: «ФІНАНСОВІ АСПЕКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ
ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В СУЧАСНИХ УМОВАХ»

Виконав: студент 2-го року навчання,
спеціальність 072

«Фінанси, банківська справа,
страхування та фондовий ринок»

Тимошенко Ярослав Юрійович

Керівник: Кужелєв. М.О.,

доктор економічних наук, професор

Рецензент: Нечипоренко А. В.,

кандидат економічних наук

Магістерська робота захищена

з оцінкою « _____ »

Секретар ЕК _____ Донкоглова Н.А.

« ____ » _____ 2025 р.

Київ 2025

ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ФІНАНСУВАННЯ ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ	
1.1. Економічна сутність фінансування зеленої енергетики	6
1.2. Правові аспекти регулювання відновлюваної енергетики в Україні.....	13
1.3. Характеристика інструментів фінансування проектів зеленої енергетики.	17
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ФІНАНСОВИХ АСПЕКТІВ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ	
2.1. Поточний стан фінансування проектів сонячної енергетики в Україні.	28
2.2. Оцінка економічної ефективності впровадження сонячних технологій.	37
2.3. Фінансові ризики впровадження зеленої енергетики в Україні.	53
РОЗДІЛ 3. ПЕРСПЕКТИВИ ФІНАНСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В СУЧАСНИХ УМОВАХ	
3.1. Світовий досвід фінансового забезпечення проектів зеленої енергетики...	59
3.2. Рекомендації щодо залучення інвестицій у сонячну енергетику в Україні.	64
3.3. Удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики.....	67
ВИСНОВКИ.....	72
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	75
ДОДАТКИ.....	84

ВСТУП

Сучасна енергетична парадигма переживає значущі трансформації під впливом глобальних кліматичних викликів, виснаження традиційних вуглеводневих ресурсів та зростаючого тиску на енергетичну безпеку держав. У цих умовах відновлювані джерела енергії стають стратегічним напрямом розвитку, здатним забезпечити не лише декарбонізацію енергетичного сектора, але й диверсифікацію структури постачання, підвищення стійкості енергосистем та зниження залежності від імпорتنих ресурсів. Разом з тим впровадження «зелених» технологій вимагає значних капіталовкладень, створює нові фінансові ризики та потребує адаптованого регуляторного середовища.

В Україні, завдяки впровадженню механізмів «зеленого» тарифу, конкурсних аукціонів, державних гарантій та міжнародної підтримки, відновлювана енергетика демонструє динамічне зростання, зокрема в сегменті сонячної генерації. Проте висока вартість проєктів, валютні коливання, операційні та політичні ризики залишаються значущими бар'єрами для великих інвесторів і малого бізнесу. У відповідь на це формується низка фінансових інструментів — від зеленої облігації та змішаних джерел фінансування до проектного кредитування з державно-приватним партнерством і страхуванням політичних ризиків.

Особливої актуальності питання розвитку енергетичного сектору в Україні набуває в умовах повномасштабної війни. У результаті систематичних обстрілів об'єктів та окупації частини території Україна втратила значну частину загальної генерації електроенергії. Найбільш значущими об'єктами, що повністю чи частково зупинили роботу є Запорізька АЕС, Трипільська ТЕС, Зміївська ТЕС, Вуглегірська ТЕС, Харківська ТЕЦ, Ладизьська ТЕС, Бурштинська ТЕС, Сумська ТЕЦ, а також Дніпровська, Каховська та Дністровська ГЕС. Сукупна номінальна потужність генерації зазначених об'єктів становила близько 22,5 ГВт. Таким чином, станом на кінець 2024 року, українська енергосистема здатна була забезпечувати близько третини довоєнних потужностей. З цієї причини

інвестиції у відновлювані джерела енергетики стають все більш привабливими з точки зору забезпечення енергонезалежності України.

Метою дослідження на основі системного підходу запропонувати основні напрямки впровадження технологій зеленої енергетики в Україні в сучасних умовах. Для досягнення цієї мети було вирішено наступні завдання:

1. Розглянуто економічну сутність фінансування зеленої енергетики.
2. Досліджено характеристики інструментів фінансування проектів зеленої енергетики.
3. Проаналізовано поточний стан фінансування проектів сонячної енергетики в Україні.
4. Проведено оцінку економічної ефективності впровадження сонячних технологій.
5. Досліджено вплив фінансових ризиків впровадження зеленої енергетики в Україні.
6. На підставі вивчення світового досвіду розроблено рекомендації щодо залучення інвестицій у сонячну енергетику в Україні.
7. Запропоновано основні напрями удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики.

Об'єктом дослідження є фінансові відносини та процеси, пов'язані з інвестуванням у проекти зеленої енергетики в Україні в сучасних умовах.

Предметом дослідження виступають механізми, моделі та інструменти фінансування «зелених» енергетичних проектів, а також методи оцінки їхньої економічної ефективності та ризиків.

У роботі застосовано наступні методи наукового дослідження: аналіз і синтез, методи індукції та дедукції, наукова абстракція, методи економіко-статистичного аналізу, SWOT-аналізу, а також методологію дисконтованих грошових потоків для побудови інвестиційної моделі сонячної станції. Аналіз базується на офіційних даних державних органів, результатах галузевих досліджень та емпіричних розрахунках автора.

Наукові результати дослідження полягають в тому, що в роботі було розглянуто економічну сутність фінансування зеленої енергетики; досліджено характеристики інструментів фінансування проектів зеленої енергетики; проаналізовано поточний стан фінансування проектів сонячної енергетики в Україні; проведено оцінку економічної ефективності впровадження сонячних технологій; досліджено вплив фінансових ризиків впровадження зеленої енергетики в Україні; на підставі вивчення світового досвіду розроблено рекомендації щодо залучення інвестицій у сонячну енергетику в Україні; запропоновано основні напрями удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що запропоновані в роботі рекомендації щодо залучення інвестицій в сонячну енергетику України та основні напрями удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики можуть бути використані в практичній діяльності суб'єктів господарювання та органів державного регулювання.

Структура роботи відповідає поставленим завданням і включає вступ, три розділи, висновки, список використаних джерел та 3 додатки.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ФІНАНСУВАННЯ ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1 Економічна сутність фінансування зеленої енергетики

У сучасному світі, де екологічна стабільність стає одним із центральних пріоритетів урядових програм і міжнародних угод, енергетична трансформація набуває вирішального значення для досягнення глобальних цілей зі скорочення викидів парникових газів та адаптації до наслідків кліматичних змін [1]. Зростання середньорічних температур, посилення екстремальних погодних явищ і виснаження традиційних енергоресурсів зумовлюють потребу в прискоренні переходу до чистих технологій виробництва та споживання енергії. При цьому фінансування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) виступає не просто інструментом покриття витрат, а системним механізмом, який визначає швидкість, масштаб і ефективність реалізації проєктів зеленої енергетики в національному та глобальному вимірах.

Традиційно під поняттям зеленої енергетики розуміють генерацію електроенергії способом, що має мінімальний чи нульовий негативний вплив на навколишнє середовище. Першочергово такий вплив вимірюється кількістю вуглекислого газу, що потрапляє до атмосфери у процесі роботи об'єкта. У основні такого підходу передбачається використання невичерпних джерел енергії, таких як вітер, сонце, вода (течія ріки чи приливи моря), термальні джерела (Рисунок 1.1). Окрім природних джерел, існують також антропогенні. Найпопулярніший з них – біомаса, або залишки діяльності сільськогосподарських підприємств [2].

За останні 5 років питання впровадження та застосування в Україні технологій зеленої енергетики активно обговорювалося у наукових колах. Дослідники першочергово фокусують увагу на таких факторах як екологічність проєктів, економічна вигода, а також потенційний важіль для набуття енергетичної незалежності [3]. Проте, дослідники фіксують також і негативні

наслідки впровадження технологій ВДЕ, зокрема в Україні. Зокрема, окремої уваги заслуговує питання загрози економічної та національної безпеки у разі неефективного контролю держави над розвитком ринку зеленої енергетики [4].

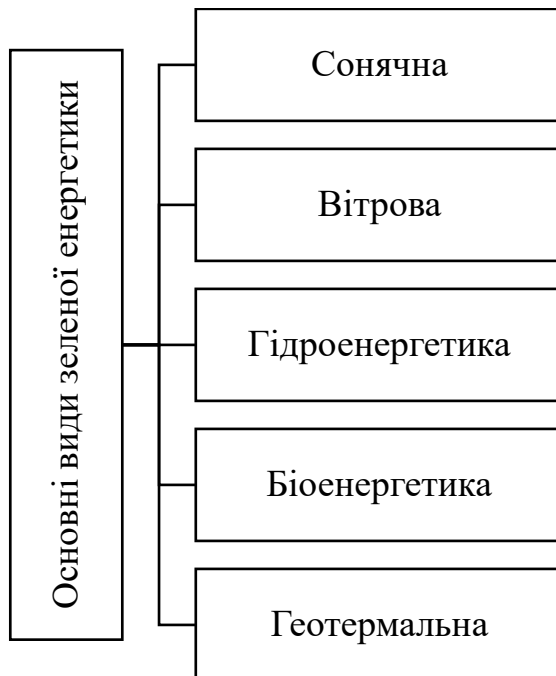


Рисунок 1.1 – Основні види зеленої енергетики

Створено автором на основі [2]

Актуальною залишається проблема доступності інформації, щодо макростатистики у секторі енергетики України. Після початку повномасштабної війни, Міненерго та Державна служба статистики призупинили публічне оприлюднення даних щодо помісячної генерації та структури електроенергії в енергетичному балансі України. З цієї причини, збір статистичної інформації у низці сучасних досліджень сектору відбувається шляхом аналізу на основі даних 2020 з розрахунком фактичних індикаторів на основі доступної інформації з офіційних заяв, публікацій, звітів. Станом на 2024 рік, виникає проблема перебування у «довірчому інтервалі», де, наприклад, частка ВДЕ у загальній структурі генерації може коливатися від 11% до 15% залежно від підходу автора.

Розуміння сутності фінансування у контексті зеленої енергетики полягає в аналізі механізмів мобілізації капіталу для будівництва, модернізації й експлуатації фотоелектричних станцій, вітрових парків, гідроелектростанцій,

біоенергетичних комплексів тощо [5]. Для країн із обмеженими бюджетами та недорозвинутими ринками довгострокового боргу високі початкові капіталовкладення створюють серйозні перепони на етапі передінвестиційної підготовки. У таких умовах відсутність доступних кредитних ліній і внутрішніх інвесторів здатна відтермінувати запуск проєктів на декілька років, збільшуючи ймовірність технологічного старіння устаткування.

Багатофункціональність інвестиційних потоків у відновлювану енергетику виявляється через поєднання:

1. Прямих капіталовкладень приватних і державних фондів.
2. Державних гарантій із відшкодуванням відсоткових ставок та часткових компенсацій інвестиційних витрат.
3. Інструментів державно-приватного партнерства, що передбачають спільне фінансування та розподіл ризиків.
4. Міжнародних грантів і кредитів від банків розвитку та кліматичних фондів, які часто мають пільгові умови та довгі строки погашення [6].

Цей комплекс заходів дозволяє оптимізувати структуру капіталу, розподілити ризики серед усіх учасників проєкту та підвищити інвестиційну привабливість «зелених» проєктів навіть в умовах економічної нестабільності.

Одним із ключових ефектів системного фінансування є зниження бар'єрів для впровадження інноваційних технологій. Завдяки ефекту масштабу й навчання, збільшенню виробничих потужностей обладнання та впровадженням передових R&D-рішень знижується капіталовкладення на одиницю потужності, що дозволяє забезпечити конкурентоспроможність відновлюваних джерел на світовому енергоринку без постійної підтримки за рахунок субсидій [1, 7]. Інвестиції спрямовуються не тільки на появу нових генеруючих потужностей, але й на розвиток систем накопичення енергії, цифрових платформ для управління попитом і пропозицією, а також інтеграцію «розумних» мереж, що підвищує загальну гнучкість енергосистеми.

Сучасний фінансовий інструментарій зеленої енергетики включає (Рисунок 1.2):

- «Зелені» облігації, які забезпечують інституційним інвесторам чіткий механізм звітування за використання коштів і відповідність принципам ESG;
- Пільгові кредитні лінії та спеціалізовані кредитні продукти з довгими строками погашення і зниженими відсотковими ставками;
- Субсидії на капіталовкладення та тарифні стимули (feed-in тарифи, «зелені» аукціони), що гарантують фіксовані прибутковості для проєктів на визначений період;
- Механізми часткового страхування ризиків (гарантії від експортних кредитних агентств, політичне страхування від змін у регуляторному полі);
- Державні та міжнародні гранти на стадіях технічного аудиту та наукових досліджень [8].

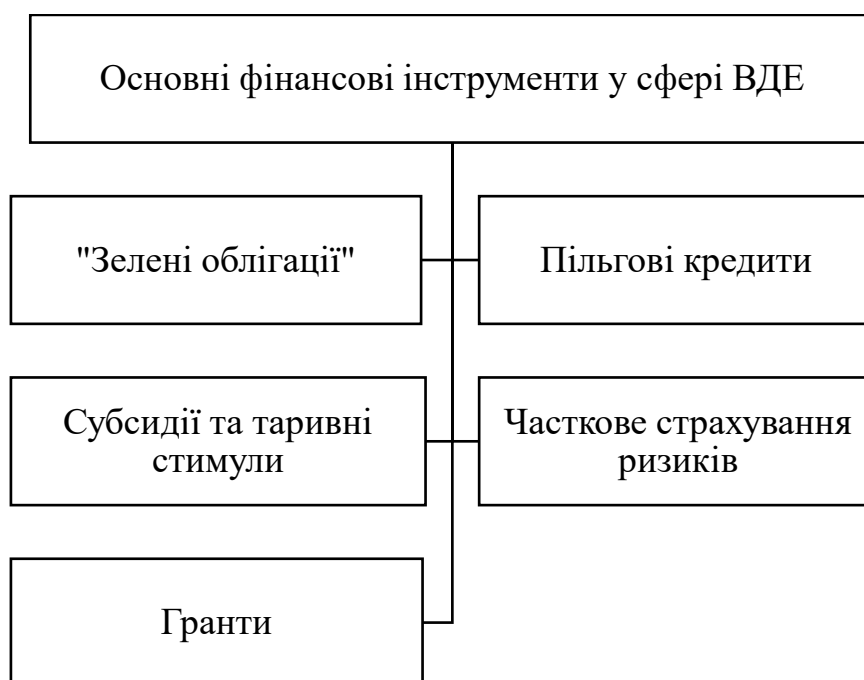


Рисунок 1.2 – Основні фінансові інструменти у сфері ВДЕ

Створено автором на основі [8]

Кожен з перелічених інструментів виконує специфічну роль у загальній структурі фінансування: одні знижують вартість капіталу, інші – мінімізують операційні та регуляторні ризики, треті – формують базу для широкого залучення приватного сектора.

Глобальні тренди демонструють, що під тиском зобов'язань за Паризькою угодою прийнятою у 2015 році і зростаючого тиску суспільства на вугільні та нафтові компанії, традиційні джерела фінансування швидко трансформуються. Міжнародні банки розвитку, кліматичні фонди та великі пенсійні фонди створюють спеціалізовані «зелені» фонди, що інвестують виключно в декарбонізацію енергетики та інфраструктурні проекти із низьким вуглецевим слідом [6]. Це поєднує довгострокову стійкість інвестицій із можливістю диверсифікації портфеля, реалізуючи подвійний ефект: екологічний та фінансовий.

Емпіричні дослідження підтверджують наявність прямого кореляційного зв'язку між обсягом фінансування R&D та швидкістю виведення на ринок новітніх технологічних рішень у секторі відновлюваної енергетики [7]. Із підвищенням частки витрат на науково-дослідні програми зростає кількість демонстраційних проектів і знижується тривалість циклу комерціалізації інновацій. Це, у свою чергу, дозволяє зменшити ризики технологічних невдач та забезпечує вищу економічну ефективність проектів.

В українських умовах роль фінансування нині є стратегічною складовою державної енергетичної політики. Запроваджені механізми «зеленого» тарифу, конкурентні аукціони, державні гарантії та співпраця з міжнародними донорами дали змогу залучити значні обсяги інвестицій у сонячні та вітрові проекти, що забезпечило введення в експлуатацію тисячі мегават відновлюваних потужностей та зменшення залежності від імпортованих енергоресурсів.

Успіх залежав також від застосування «blended finance» – комбінованого використання грантів, пільгових кредитів і приватних інвестицій – яке оптимізувало показники NPV (net present value) та IRR (internal rate of return) проектів, роблячи їх привабливими для зовнішніх інвесторів та місцевих банків [8]. Ключову роль відіграли міжнародні фінансові організації (ЄБРР, Світовий банк, Міжнародна фінансова корпорація), що надали гарантії та технічну підтримку під час підготовки проектів.

Управління ризиками є невід’ємною частиною ефективного фінансування (Рисунок 1.3). Проекти зеленої енергетики вразливі до:

- політичних змін (зміна тарифів, перегляд законодавства);
- валютних коливань (особливо при запозиченнях у іноземній валюті);
- будівельних та технологічних ризиків (затримки, дефекти устаткування);
- ризиків контрагента (надійність покупця електроенергії) [8].

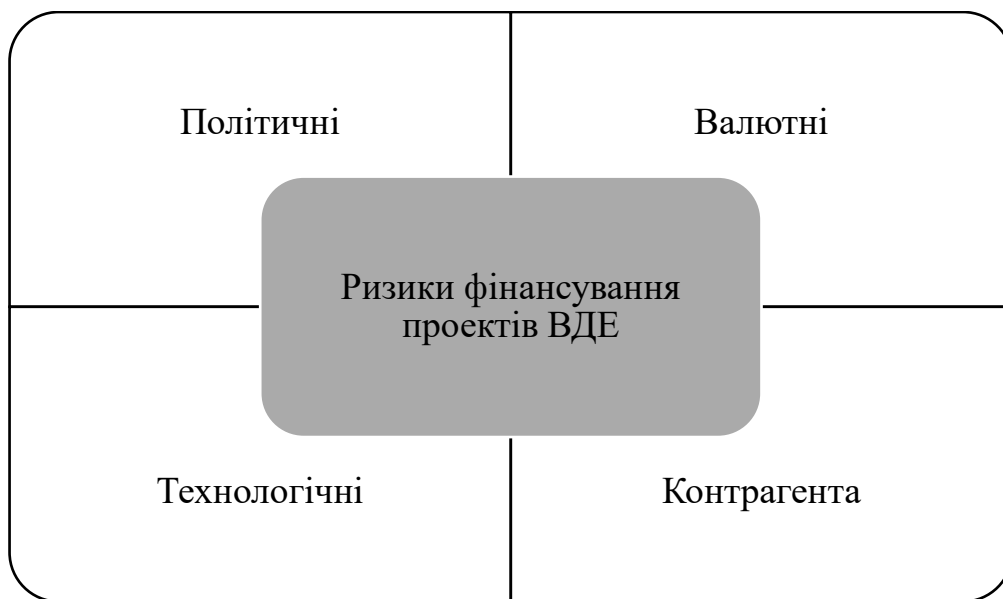


Рисунок 1.3 – Основні ризики фінансування проєктів ВДЕ

Створено автором на основі [8]

Для мінімізації цих загроз використовують: експортні кредитні агентства (ЕСА) та політичне страхування (MIGA); кредитні гарантії національних фінансових установ; спеціалізовані страхові продукти; а також структурні рішення – спільні підприємства з досвідченими гравцями ринку та застосування довгострокових PPA (power purchase agreements) із гарантованими обсягами відбору та фіксованими тарифами.

Наявність прозорого та передбачуваного нормативно-правового середовища є фундаментальною передумовою для залучення довгострокових інвестицій. Чіткі процедури отримання дозволів, стандартизована методологія оцінки ESG-ризиків, публікація звітів про екологічні та соціальні впливи, а також

адаптація національних стандартів до міжнародних практик підвищують довіру інвесторів та знижують інформаційну асиметрію [7].

Особливе значення має фінансова інклюзивність. Залучення малого та середнього бізнесу через мікро-кредити, краудфандинг та місцеві «зелені» банки сприяє розширенню інвестиційної бази, стимулює розвиток регіональних ініціатив і поширення передових технологій за межі великих центрів [9]. Участь МСП у «ланцюгу створення вартості» не лише підвищує енергоефективність, а й сприяє зростанню робочих місць та економічному розвитку регіонів.

Під час енергетичних криз оперативний доступ до фінансових ресурсів стає критично важливим. Використання антикризових кредитних ліній, резервних фондів та інструментів швидкого реагування дозволяє забезпечити безперервність роботи енергосистеми, зменшити ризик дефіциту потужностей та підтримувати стабільність тарифів [10]. Особливої актуальності набуває питання фінансування в умовах постійного зростання цін на природні ресурси [11].

У контексті міжнародних кліматичних зобов'язань фінансові потоки виконують роль механізму узгодження національних енергетичних стратегій із цілями скорочення викидів, підвищення енергоефективності та інтеграції циркулярної економіки [5, 12]. Фінансування створює умови для розвитку нових бізнес-моделей, таких як «енергія як послуга» (Energy as a Service), включає цифрові рішення для моніторингу вуглецевого сліду та стимулює довгострокове планування інфраструктури з урахуванням кліматичних ризиків.

Отже, фінансування зеленої енергетики є багатовимірним та динамічним інструментом, що поєднує капітал для технологічного прогресу, формування сприятливого інвестиційного клімату, мінімізацію ризиків та інтеграцію ресурсів державного, приватного та міжнародного секторів. Системне та адаптивне фінансування забезпечує якісний перехід до чистої енергетики, дозволяє оптимізувати розподіл ресурсів, знижувати бар'єри для інновацій та створювати умови для сталого економічного і соціального розвитку національних енергетичних систем.

1.2 Правові аспекти регулювання відновлюваної енергетики в Україні

Перші кроки до формування правового поля в сфері енергоефективності були зроблені ще в 1994 р. із прийняттям Закону України «Про енергозбереження» № 74/94-ВР. Він заклав загальні принципи раціонального використання енергії та зменшення її споживання, проте не містив спеціальних механізмів підтримки відновлюваних джерел [13].

У 1997 р. було прийнято Основний закон «Про електроенергетику» № 575/97-ВР, який упорядкував функціонування генерації, передачі та збуту електроенергії. Визначені ним норми доступу до мереж і балансування створили технічні передумови для подальшої інтеграції ВДЕ-генерації до загальної енергосистеми країни [14].

Кардинальні зміни відбулися в 2009 р., коли до Закону «Про внесення змін до деяких законів України щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел» № 5148-VI було введено поняття «зелений тариф». Цей інструмент гарантував виробникам ВДЕ фіксовану ціну викупу електроенергії строком до 20 років, що стало потужним стимулом для інвестування в сонячні, вітрові, біо- та гідроелектростанції [15].

У 2010 р. Закон № 5140-VI «Про альтернативні джерела енергії» систематизував правову базу: введено категорійну термінологію, закріплено пріоритетне право приєднання ВДЕ-об'єктів до мережі, деталізовано процедури розрахунку «зеленого тарифу», а також передбачено податкові пільги й державні гарантії [16].

Наступна хвиля реформ припала на 2017 р.: прийняття Закону «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII імплементувало «Третій енергетичний пакет» ЄС. Визначено нові правила роздрібного та оптового ринків, запроваджено механізм «гарантованого покупця» для ВДЕ-генерації та врегульовано балансування з урахуванням змін у попиті й пропозиції [17].

У 2019 р. Закон № 810-IX започаткував конкурсні аукціони для малих сонячних (до 1 МВт) і вітрових (до 5 МВт) електростанцій, розпочавши

поступовий відхід від жорсткого «зеленого тарифу» на користь ринкових механізмів ціноутворення [18].

Основним центральним органом виконавчої влади, відповідальним за формування державної політики в галузі енергетики та захисту довкілля, є Міністерство енергетики та захисту довкілля України. Воно розробляє стратегії розвитку відновлюваних джерел енергії, готує та координує підзаконні акти, імплементує міжнародні угоди та стандарти (зокрема EU-таксономію) і взаємодіє з міжнародними партнерами у сфері кліматичної політики [14, 16]. Міністерство також контролює виконання національних планів з декарбонізації, керує державними програмами підтримки інноваційних проєктів і координує міжвідомчі ініціативи зі стимулювання «зеленої» економіки.

Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), відповідає за ліцензування виробництва та постачання електроенергії з ВДЕ, встановлення меж «зеленого тарифу» й умов його застосування, а також за нагляд за дотриманням ліцензійних умов. Комісія затверджує правила доступу до мереж, процедури диспетчеризації, балансування та функціонування оптового і роздрібного ринків. НКРЕКП проводить конкурсні відбори проєктів ВДЕ, контролює виконання зобов'язань «гарантованого покупця» та застосовує санкції за порушення нормативів [15].

Державна служба енергетичного та комунального нагляду здійснює інспекції енергогенеруючих і комунальних об'єктів, перевіряючи відповідність технічних норм, екологічних стандартів та вимог оцінки впливу на довкілля (ОВД). Служба проводить аудит енергоефективності, контролює дотримання лімітів викидів парникових газів та чинить адміністративний вплив у разі порушень (штрафи, призупинення експлуатації) [14].

Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження разом із Державним фондом енергоефективності адмініструє грантові та кредитні програми для домогосподарств, малого й середнього бізнесу та бюджетних установ («теплі кредити», «зелені» гранти). Ці установи оцінюють проєктні заявки, розподіляють кошти, проводять моніторинг результативності програм і

надають інформаційно-консультаційну підтримку учасникам ринку. Така діяльність забезпечує практичну реалізацію державної політики з підвищення енергоефективності та розвитку ВДЕ.

Державна підтримка розвитку відновлюваної енергетики в Україні реалізується через комплекс інструментів, що поєднують державні гарантії за кредитами, податкові та митні пільги, а також чіткі механізми відповідальності за порушення ліцензійних та екологічних вимог.

По-перше, держава через Державний фонд енергоефективності надає часткові гарантії (до 30 % суми кредиту) для проєктів із ВДЕ. Це дає змогу поєднати грантові ресурси, пільгові кредити і комерційний борг у схемах «blended finance» та знизити вартість капіталу для сонячних, вітрових і біоенергетичних установок [19].

Законом «Про ринок електричної енергії» запроваджено інститут «Гарантованого покупця», який покликаний забезпечити своєчасну оплату виробленої «зеленої» електроенергії. У разі затримки розрахунків з боку постачальників держава компенсує заборгованість, а потім стягує її з порушників за рахунок державних гарантій [17]. Крім того, інвестори можуть скористатися політичним ризик-страхуванням від MIGA та Експортно-кредитного агентства України, що охоплює ризики законодавчих змін та валютні коливання.

По-друге, фіскальні пільги створюють додаткову економічну мотивацію. Імпорт обладнання для ВДЕ (сонячних панелей, вітрових турбін, інверторів) звільняється від ПДВ та ввізного мита до кінця 2025 р. [16]. Виробники «зеленої» електроенергії користуються податковими канікулами з податку на прибуток протягом п'яти років з дати введення об'єкта в експлуатацію, а органи місцевого самоврядування можуть надавати звільнення від земельного та майнового податку на строк до 10 років [19]. Застосування прискореної амортизації (60 % у перший рік) дозволяє значно знизити оподатковуваний прибуток та пришвидшити повернення інвестицій [16].

По-третє, відповідальність за порушення забезпечує дисципліну учасників ринку. Невиконання умов «зеленого тарифу» або затримка подачі звітності тягне

за собою адміністративний штраф до 1 000 000 грн за кожне порушення; систематичні порушення можуть призвести до анулювання ліцензії. За порушення екологічних нормативів (несвоєчасне подання даних моніторингу викидів парникових газів) передбачені штрафи від 50 000 до 200 000 грн, а за повторні порушення – до 500 000 грн [20]. Експлуатація несертифікованого обладнання або неспроможність підтвердити відповідність ДСТУ/ІЕС призводить до штрафу до 100 000 грн та призупинення ліцензії [15]. У разі фальсифікації екологічних висновків або створення небезпечних умов експлуатації передбачена кримінальна відповідальність за ст. 240–241 ККУ – від штрафу до п’яти років позбавлення волі [17].

Еволюція законодавчого поля від Закону «Про енергозбереження» 1994 р. до впровадження аукціонів 2019 р. створила базу для стимулювання інвестицій у ВДЕ. «Зелений тариф» та контракти на різницю гарантували довгострокові доходи, а імплементація «Третього енергетичного пакету» ЄС унормувала доступ до мережі та стандарти балансування. Ці інструменти суттєво посприяли зростанню потужностей сонячних і вітрових установок.

Водночас часті зміни тарифної політики, затримки виплат від «гарантованого покупця» та обмежений бюджетний ресурс призводять до фінансової невизначеності. Відсутність чіткого механізму індексації тарифів та законодавчих гарантій щодо термінів виплат розцінюється інвесторами як ризик, що знижує привабливість ринкових аукціонів. Недостатня прозорість процедур аукціонного відбору також створює правові прогалини.

Інституційна фрагментація між Міненерго, НКРЕКП та Держенергонаглядом ускладнює координацію та відповідальність за виконання регуляторних функцій. Відсутність єдиного реєстру даних про обсяги вироблення та стан мереж обмежує оцінку ефективності політики. Недостатність процедур громадського моніторингу та відкритості нормативних рішень поглиблює недовіру та підвищує адміністративні бар’єри.

Системні прогалини існують також і в нормативному врегулюванні модернізації енергетичної інфраструктури та інтеграції накопичувачів:

законодавство не передбачає стандартів участі акумуляторів у балансуванні й механізмів залучення місцевих громад. Військові ризики у свою чергу вимагають окремих правових інструментів захисту та страхування майна ВДЕ на окупованих або прифронтових територіях, що наразі відсутні в чинній нормативній базі.

Для усунення виявлених недоліків необхідні стабільна тарифна політика з автоматичною індексацією, вдосконалення механізмів прозорих аукціонів і впровадження єдиного цифрового реєстру ВДЕ. Розробка нормативів із інтеграції зберігачів енергії та спеціальних правових механізмів адаптації до воєнних умов підвищить стійкість сектора та довіру інвесторів.

1.3 Характеристика інструментів фінансування проектів зеленої енергетики

У розвитку зелених енергетичних проектів фінансування виступає одним із ключових чинників, що визначають можливості застосування інноваційних технологій та забезпечення стабільності енергетичного трансформаційного процесу. Джерела фінансування можна умовно поділити на три основні групи: державне, приватне та міжнародне (Рисунок 1.4).

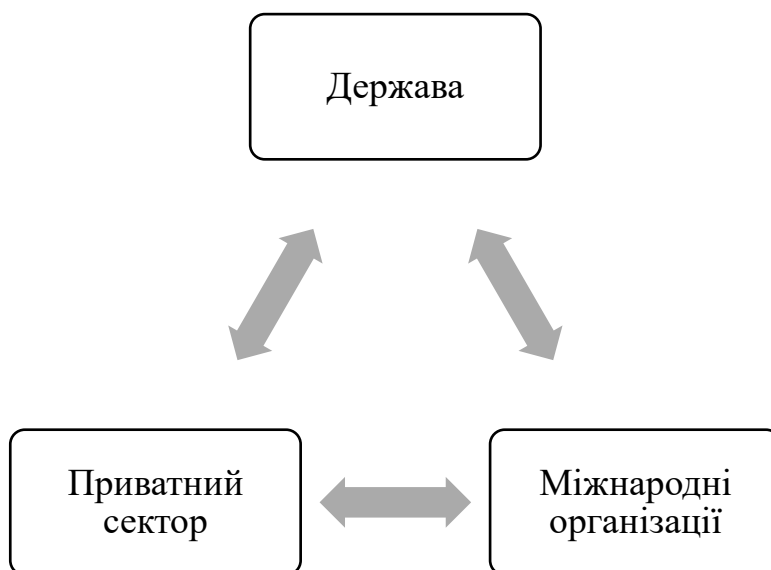


Рисунок 1.4 – Інвестори у сфері ВДЕ

Створено автором на основі [21]

Кожна з груп має свої особливості, механізми залучення коштів та специфічні вимоги до реалізації проектів. Важливим аспектом є те, що ці джерела не функціонують у синергії – часто використовуються їх комбінації, що дозволяє створити додаткову вигоду для інвестора при фінансуванні проектів ВДЕ [5].

Державне фінансування являє собою забезпечення ресурсами для реалізації проектів за рахунок коштів державного бюджету, спеціалізованих фондів і банків, що працюють у межах стратегічних пріоритетів держави. У сфері зеленої енергетики держава надає підтримку інвестиціям через систематичне впровадження програм, спрямованих на розвиток чистих технологій. Ці програми можуть включати такі фінансові інструменти, як субсидії, гранти, пільгові кредити, податкові пільги та спеціальні фінансові гарантії (Таблиця 1.1).

Таблиця 1.1

Основні інструменти державного стимулювання інвестицій у ВДЕ

Інструмент	Механізм дії	Переваги для інвестора	Приклад
Субсидії	Часткове відшкодування витрат	Зниження початкових капіталовкладень	Програма «Енергоефективність»
Гранти	Безповоротні кошти для реалізації проекту	Мінімізація фінансового навантаження	Програма «ГрінДім»
Пільгові кредити	Кредити під знижену процентну ставку	Зниження вартості капіталу	Програма «Енергонезалежність»
Податкові пільги	Зниження/звільнення від податку на прибуток, ПДВ, ввізного мита	Покращення грошового потоку, прискорена окупність	Закон України «Про стимулювання використання відновлюваних джерел енергії»
Фінансові гарантії	Поручительство держави за зобов'язаннями інвестора	Зменшення ризику неповернення кредитів	Гарантії Фонду енергоефективності

Джерело: Створено автором на основі [21]

Для ілюстрації ефективності державного фінансування можна навести приклад програм, спрямованих на модернізацію інфраструктури вітрових та сонячних електростанцій. Незважаючи на високі початкові витрати і значний часовий горизонт повернення інвестицій, такі програми дозволяють залучати значні кошти завдяки своїй системності та державній підтримці. Це, зокрема, сприяє вирівнюванню економічних можливостей між регіонами, адже держава забезпечує не лише фінансову підтримку, а й створює умови для інституційної координації та спрощення бюрократичних процедур. Додатковим прикладом служить реалізація державної програми розвитку відновлювальної енергетики, започаткованої Міністерством енергетики України [20]. Ця програма охоплює комплекс заходів щодо стимулювання впровадження новітніх технологій, модернізації виробничих потужностей та залучення капіталу, що забезпечує стійкість та конкурентоспроможність енергетичного сектору.

Варто також зауважити, що державне фінансування сприяє не лише збільшенню обсягів інвестицій, а й створенню довгострокової стабільності фінансових потоків у секторі. Завдяки регулярному оновленню державних програм та адаптації нормативної бази, держава може оперативно реагувати на виклики ринку, стимулювати інновації і забезпечувати зростання галузі. До того ж, державна підтримка часто спрямована на розробку і впровадження інноваційних рішень, які можуть стати каталізатором для економічного зростання як на регіональному, так і на загальнодержавному рівні.

Наприклад, завдяки державним субсидіям та пільговим кредитам, проекти з будівництва сонячних електростанцій можуть бути реалізовані навіть у регіонах з обмеженими фінансовими ресурсами. Такі фінансові механізми дозволяють знизити бар'єри для входу нових учасників ринку і підтримати розвиток локальних технологічних кластерів, що, у свою чергу, сприяє формуванню сприятливого клімату для інновацій у сфері відновлювальної енергетики. Роль державної підтримки в цьому процесі є надзвичайно важливою, оскільки вона створює передумови для стабільного залучення як внутрішніх, так і зовнішніх

інвестицій, знижуючи ризики, пов'язані з високими початковими витратами та тривалими періодами окупності майнових вкладень.

Крім того, державне фінансування сприяє формуванню соціально-економічного регіону, де прозорість і стабільність інвестиційного клімату стимулюють не лише розвиток енергетичного сектору, але й суміжних галузей. Це відбувається завдяки синергії між різними державними ініціативами, спрямованими на підтримку інновацій, регіонального розвитку та підвищення конкурентоспроможності економіки. Сприяння досягненню цих цілей позитивно впливає як на загальну економічну стабільність країни, так і на її імідж на міжнародній арені. Таким чином, державне фінансування виступає ключовим інструментом для створення довгострокової фінансової стійкості проектів зеленої енергетики.

Приватне фінансування формується комерційними суб'єктами, серед яких можна виділити банківські установи, інвестиційні фонди, корпоративних інвесторів та венчурний капітал (Рисунок 1.5).

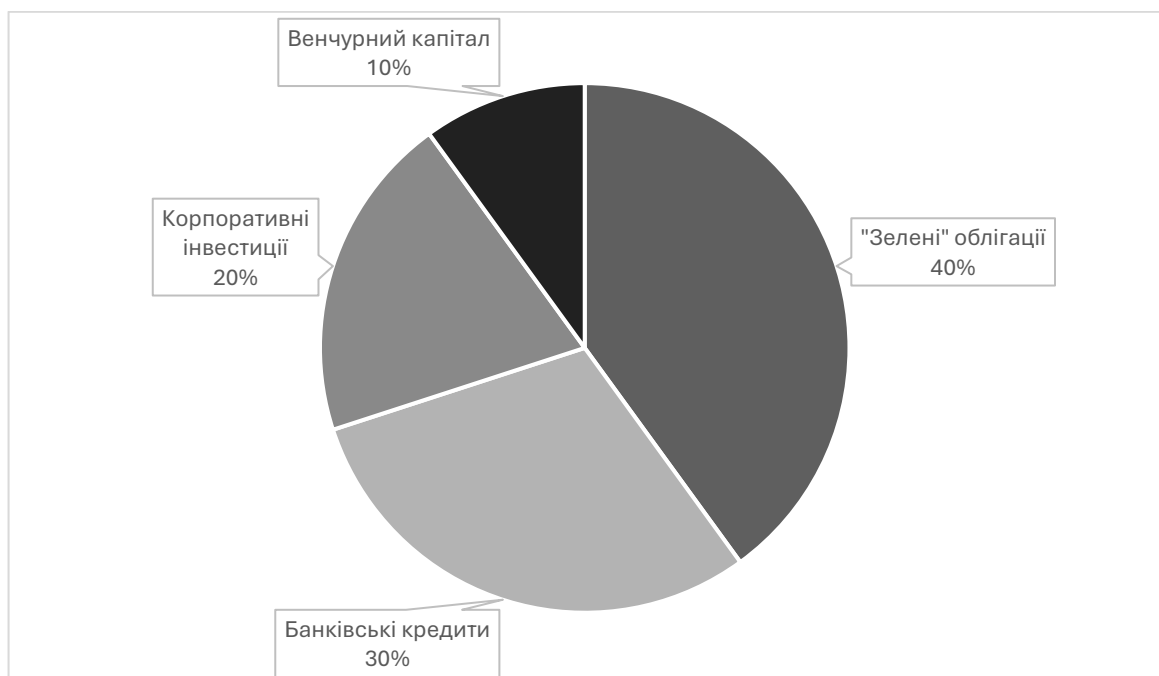


Рисунок 1.5 – Структура приватного капіталу у фінансуванні проектів ВДЕ

Створено автором на основі [24]

Цей тип фінансування має ринковий характер, що означає прийняття рішень на основі економічної доцільності та потенційної прибутковості. Приватні інвестори розглядають проекти з позиції окупності вкладень, що стимулює їх орієнтацію на короткострокові та середньострокові фінансові результати. За необхідності, для забезпечення конкурентних умов реалізації проектів, приватним інвесторам властивий високий стандарт вимог до управління ресурсами та оптимізації виробничих процесів [23].

Одним із ключових механізмів приватного фінансування є використання «зелених» облігацій. Цей фінансовий інструмент дозволяє залучати кошти на ринку капіталу для фінансування проектів, що відповідають високим екологічним стандартам. «Зелені» облігації особливо привабливі для інвесторів, оскільки вони поєднують інвестиційну привабливість з етичними та екологічними принципами. Наприклад, стаття «The Role of Green Bonds in Financing Renewable Energy Projects» [10] детально аналізує переваги використання цього інструменту, зокрема, зниження витрат на залучення капіталу та стимулювання інновацій у галузі зеленої енергетики. Такий підхід дозволяє не лише оптимізувати структуру капіталовкладень, а й підвищити рівень прозорості процесів у зв'язку з суворими стандартами звітності, що діють на ринку облігацій.

Крім інструменту зелених облігацій, сучасний ринок характеризується появою гнучких моделей приватних інвестицій, які базуються на принципі ризик-спільного фінансування. Суть цього підходу полягає в тому, що інвестиції розподіляються між кількома учасниками, що дозволяє зменшити фінансові ризики кожного окремого інвестора. Такий механізм забезпечує не тільки збільшення обсягів залученого капіталу, але й сприяє інтенсифікації обміну досвідом, технологіями та найкращими бізнес-практиками серед партнерів.

Підхід, представлений у дослідженні «Green Finance Drives Renewable Energy Development: Empirical Evidence» [8], підтверджує, що співпраця між приватними інвесторами сприяє не лише розподілу витрат, але й створенню

більш прозорій проектній документації, що значно знижує загальний рівень ризику.

Варто зазначити, що приватне фінансування часто інтегрується з державними стимулами, що створює додатковий позитивний ефект. Державні пільги, субсидії чи податкові відшкодування можуть значно зменшувати фінансове навантаження на приватних інвесторів, роблячи проекти більш привабливими з точки зору комерційної вигоди. Така синергія дозволяє залучати участь у великих інфраструктурних проектах, де ринкові умови стимулюють не лише технологічний прогрес, а й ефективне управління. Практика показує, що завдяки інтегрованим механізмам підтримки приватного сектора, інвестори отримують можливість долучитися до проектів, які раніше могли здаватися занадто ризиковими для самостійного фінансування [9].

Додатковою перевагою приватного фінансування є його гнучкість, що дозволяє оперативно реагувати на зміни у фінансовому середовищі та ринкових умовах. Приватні інвестори здатні швидко адаптувати свої стратегії в залежності від поточних трендів, що особливо важливо у сфері енергетики, де технологічні інновації можуть змінити ринкову кон'юнктуру практично за лічені місяці. Ринкова динаміка стимулює компанії впроваджувати інноваційні рішення та використовувати сучасні технології для підвищення ефективності проектної діяльності. Це дозволяє не лише оптимізувати використання фінансових ресурсів, а й створити конкурентоспроможні продукти, здатні задовольнити вимоги сучасного ринку.

Узагальнюючи, приватне фінансування є важливим елементом сучасної фінансової системи, що дозволяє залучати значні обсяги капіталу для розвитку проектів зеленої енергетики. Завдяки використанню ринкових механізмів та інноваційних фінансових інструментів, зокрема зелених облігацій та моделей ризик-спільного фінансування, приватний сектор сприяє не лише економічній ефективності, але й прискоренню технологічного розвитку галузі. Синергія між приватним інвестуванням і державними стимулами створює сприятливі умови для реалізації масштабних проектів, що сприяють не тільки зниженню

інвестиційних ризиків, але й формуванню довгострокової стабільності ринку зеленої енергетики.

Міжнародне фінансування займає ключову роль у підтримці зелених енергетичних проєктів, особливо в тих країнах, де внутрішніх ресурсів недостатньо для реалізації масштабних ініціатив. Цей тип фінансування забезпечується як грантами, так і пільговими кредитами, що надаються міжнародними організаціями, спеціалізованими на сприянні зеленому переходу. Дані звіту IRENA «World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway» [10] демонструють, що міжнародні фінансові потоки сприяють зниженню інвестиційних ризиків завдяки застосуванню глобальних стандартів і передових технологій управління проєктами.

До ключових суб'єктів міжнародного фінансування належать такі організації, як Світовий банк, Європейський інвестиційний банк (ЄІБ) та Міжнародна фінансова корпорація (МФК). Ці структури не лише забезпечують фінансові ресурси, але й надають технічну допомогу, що дозволяє країнам впроваджувати сучасні технології управління проєктами. Наприклад, ЄІБ активно фінансує проєкти з впровадження відновлюваних джерел енергії в Європі, демонструючи, як міжнародне співробітництво створює умови для довгострокової економічної та екологічної стабільності [25].

Важливою характеристикою міжнародного фінансування є його висока гнучкість у формуванні умов договорів. Це дозволяє адаптувати інвестиційні механізми до специфіки кожної окремої країни, враховуючи економічне середовище, рівень ліквідності та інвестиційний потенціал. Для країн, що розвиваються, така адаптація є критичною, оскільки локальні ринки можуть не мати достатньої підтримки для реалізації масштабних проєктів. Крім того, міжнародні фонди сприяють передачі передового технологічного та управлінського досвіду, що допомагає розвивати внутрішні можливості у сфері зеленої енергетики [26].

Система змішаного фінансування, коли державні кошти комбінуються з міжнародними грантами та кредитами, дозволяє мінімізувати ризики для

інвесторів та оптимізувати відсоткові ставки повернення інвестицій. Згідно з дослідженнями «Financing the Green Energy Transition» [5] та «Adoption of Green Financing Strategies with Renewable Energy Resources for Global Economic Growth» [9], інтеграція міжнародних фінансових інструментів із національними джерелами дає можливість створити комплексну систему підтримки зелених проєктів, забезпечуючи фінансову ефективність та стимулюючи технологічне оновлення.

Крім безпосереднього фінансування, міжнародні установи активно розробляють стандарти звітності, методики оцінки ризиків і механізми контролю, що сприяють підвищенню прозорості проєктів і довірі з боку інвесторів. Такий підхід дозволяє залучити ширший спектр приватного капіталу, адже інвестори мають можливість порівняти потенціал проєктів за єдиними глобальними стандартами. Завдяки цьому, міжнародні фінансові інститути стають важливим каталізатором для переходу до сталого розвитку енергетики та впровадження інноваційних рішень у глобальному масштабі.

Комплексний підхід до інтеграції державного, приватного та міжнародного фінансування дозволяє створити стійку інвестиційну базу для реалізації зелених енергетичних проєктів. Важливо розуміння факту, що жоден тип не має абсолютних переваг, важливе використання фінансування у комплексі [27]. Така синергія забезпечує вирішення як короткострокових фінансових потреб, так і досягнення довгострокової стабільності проєктів.

Проте інтеграція різних джерел фінансування супроводжується певними викликами. Основними з них є складність координації між різними структурами – державними установами, приватними інвесторами та міжнародними організаціями – а також розбіжності у вимогах до звітності та оцінки ризиків. Ці розбіжності вимагають створення спеціалізованих механізмів управління фінансовими потоками, які дозволять забезпечити узгодженість дій та підвищити ефективність використання фінансових ресурсів.

Інтеграція міжнародних стандартів із національними політичними цілями також потребує активного діалогу між усіма учасниками процесу. Постійний

моніторинг ефективності використання коштів і залучення експертів з міжнародних фінансових організацій сприятиме розробці рекомендацій щодо оптимізації внутрішніх фінансових процесів. Реалізація такої стратегії є запорукою зменшення адміністративних бар'єрів та формування довгострокової фінансової стабільності.

Сучасний енергетичний сектор стикається з необхідністю переходу до чистих і стійких джерел енергії, що спричинено зростанням екологічних вимог, економічної нестабільності традиційних ринків та глобальними зобов'язаннями щодо зниження парникових викидів. У цьому контексті фінансові інструменти стимулювання зелених технологій набувають особливої ваги, оскільки вони не лише забезпечують доступ до необхідного капіталу, але й сприяють зниженню інвестиційних ризиків, пов'язаних з високими стартовими витратами та довгостроковою окупністю проектів. Поєднання кредитного фінансування, страхування «зелених» облігацій, субсидій та пільгових заходів створює комплексну систему підтримки, яка дозволяє підприємствам впроваджувати інноваційні енергетичні технології, знижувати експлуатаційні витрати та збільшувати ефективність виробництва за рахунок майбутньої економії на споживанні електроенергії.

Банківське фінансування виступає одним із ключових елементів цієї системи. Державні та комерційні банки активно розробляють спеціалізовані кредитні програми для проектів у сфері відновлювальної енергетики, що передбачають пільгові умови – знижені процентні ставки, продовжені строки погашення, а також різноманітні гарантійні механізми. Завдяки сучасним цифровим технологіям і платформам банківські установи мають можливість оперативно оцінювати кредитоспроможність та економічну доцільність проектів, що суттєво знижує ризики як для банку, так і для позичальника. Особливо важливими ці механізми є для малого і середнього бізнесу, який часто стикається з труднощами в залученні традиційного фінансування. Завдяки кредитним коаліціям та спільним проектам підприємства можуть отримувати доступ до необхідних ресурсів для встановлення сонячних електростанцій, вітрових

електростанцій чи інших альтернативних джерел енергії, що в довгостроковій перспективі забезпечує значну економію витрат на енергопостачання.

На додаток до банківського фінансування, міжнародні програми підтримки зелених технологій відіграють важливу роль у стимулюванні впровадження відновлюваних джерел енергії. Сучасні міжнародні організації, зокрема Європейський інвестиційний банк, Світовий банк, Міжнародна фінансова корпорація та інші, розробляють масштабні проекти, спрямовані на підтримку країн з обмеженими внутрішніми ресурсами (зокрема України). Ці програми часто включають гранти, пільгове кредитування, технічну підтримку, а також експертизу у впровадженні сучасних управлінських практик. Співпраця між міжнародними фінансовими інституціями та місцевими банками створює синергію, яка забезпечує високий рівень прозорості використання коштів і допомагає країнам долати структурні проблеми, пов'язані з низькою ліквідністю внутрішніх ринків енергоносіїв. Реалізація міжнародних програм підтримки дозволяє не лише залучати зовнішній капітал, а й впроваджувати передові технології, що стимулює розвиток місцевої інфраструктури та модернізацію енергетичного сектора.

Окрім традиційних механізмів фінансування, важливу роль відіграє економічна вигода від майбутньої економії на електроенергії. Підприємства, що інвестують у встановлення сонячних електростанцій або інших альтернативних генераторів, отримують можливість значно знизити свої витрати на енергоспоживання в довгостроковій перспективі. Ця економія стає особливо важливою в умовах зростання вартості традиційних енергоресурсів та посилення енергетичної залежності від зовнішніх постачальників. Розрахунки показують, що початкові інвестиції в зелені енергетичні об'єкти окупаються протягом декількох років, після чого підприємство починає отримувати стабільний прибуток від зекономлених коштів. Крім того, зниження витрат на електроенергію дозволяє компаніям спрямовувати заощаджені ресурси на модернізацію виробничих процесів, дослідження та розробки нових технологій,

що створює синергічний ефект і забезпечує підвищення конкурентоспроможності бізнесу на ринку.

Підприємства, що впроваджують зелені технології, отримують не лише економічну вигоду від зниження витрат на електроенергію, але й значно покращують свій імідж, що позитивно впливає на корпоративну соціальну відповідальність. Дотримання високих екологічних стандартів і зниження викидів шкідливих речовин відкривають можливості для залучення додаткових інвестицій від фондів, орієнтованих на стале зростання, а також підвищують довіру споживачів і партнерів. У цьому контексті фінансові інструменти, такі як «зелені» облігації, стають важливим інструментом для формування стійких бізнес-моделей, оскільки інвестори стають впевненими, що кошти використовуються відповідно до встановлених екологічних стандартів і сприяють екологічному відновленню.

Впровадження та комплексне використання сучасних фінансових інструментів стимулювання зеленої енергетики стає ключовим чинником для забезпечення енергетичної безпеки, економічного зростання та екологічної відповідальності. Стимулювання інвестицій у відновлювальну енергетику через інтеграцію кредитів, зелених облігацій, субсидій і пільгових заходів дає можливість підприємствам не лише ефективно управляти своїми фінансовими потоками, але й створювати конкурентні переваги за рахунок стабільного зниження витрат на електроенергію. В результаті реалізації таких проектів формується умовно «зелене майбутнє», де економічна вигода стає основою для додаткової інвестиційної привабливості, а позитивний вплив на екологію зміцнює позиції країни на глобальному ринку сучасних технологій.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ФІНАНСОВИХ АСПЕКТІВ ВПРОВАДЖЕННЯ ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ

2.1 Поточний стан фінансування проектів сонячної енергетики в Україні.

Інтерес до фінансування проектів ВДЕ тримає тенденцію до зростання в останні роки. Так, у 2022 році, в умовах початку повномасштабного збройного конфлікту, загальний обсяг інвестицій у зелену енергетику становив близько 1,4 млрд доларів США в Україні [21]. При цьому, основна маса інвестицій, а саме близько 550 млн доларів США, була спрямована на проекти сонячних електростанцій.

На Рисунку 2.1 чітко прослідковується зростання долі електроенергії, згенерованої потужностями ВДЕ, у період 2019-2021. У період 2022-2023 спостерігається суттєве скорочення загальних обсягів генерації, а саме – 32,4%, пов'язане з окупацією частини генеративних потужностей та загальним зниженням попиту на електроенергію.

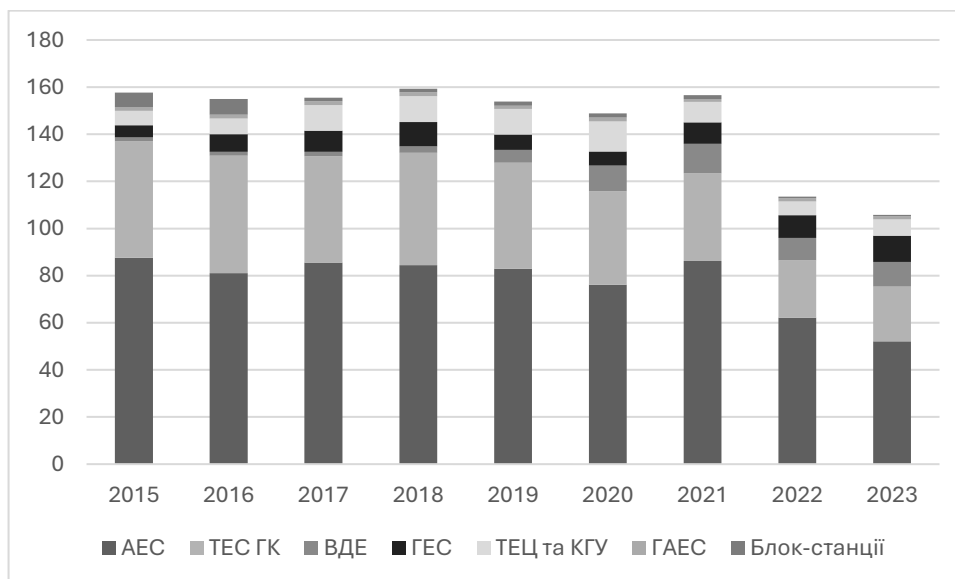


Рисунок 2.1 – Виробництво електроенергії за типами генерації, млн МВт

Створено автором на основі [28]

При цьому, обсяги генерації ВДЕ скоротилися лише на 16,8%, незважаючи на втрату частини потужностей у Херсонській та Запорізькій областях.

Доля ВДЕ у загальній структурі генерації України зросла з 2% у 2018 до 7% у 2020, а уже у 2023 становила 10% (без урахування ГЕС). Зокрема, ключову роль у загальній генерації належить саме промисловим СЕС. За даними Energy map (Рисунок 2.2) у 2021 доля СЕС у загальній потужності генерації об'єктів відновлюваної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом, становила 76%.

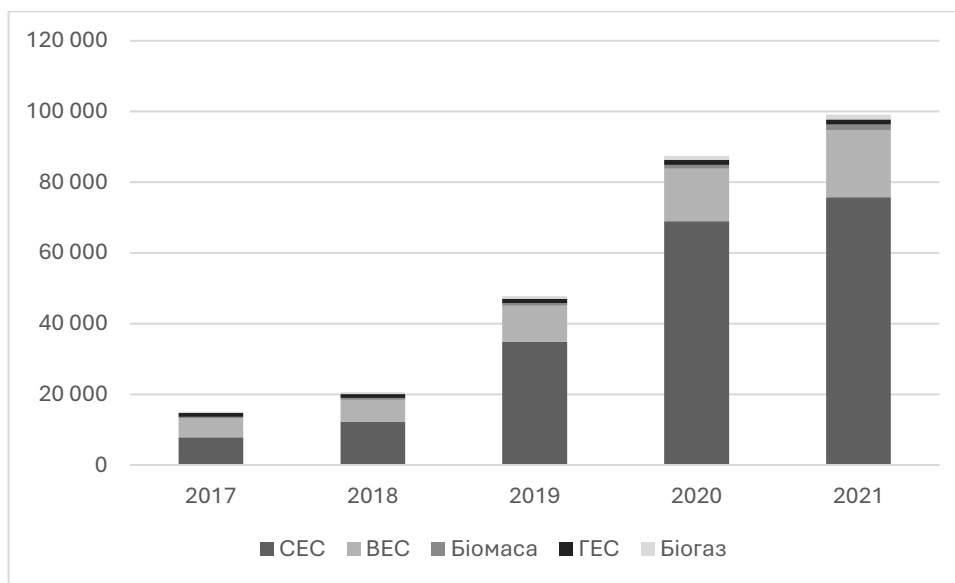


Рисунок 2.2 – Розподіл об'єктів відновлюваної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом

Створено автором на основі [29]

Розвиток сонячної енергетики в Україні пройшов декілька етапів становлення, характеризуючись значною динамікою як у нарощуванні потужностей, так і в обсягах інвестицій. Ретроспективний аналіз показує, що саме період 2017-2020 років став визначальним у формуванні структури сектору промислових сонячних електростанцій, створивши підґрунтя для подальшого розвитку галузі.

Світова пандемія COVID-19 у 2020 році також вплинула на фінансування «зеленої» енергетики, спричинивши загальне сповільнення економічної активності та ускладнивши доступ до міжнародного фінансування. Цей період

характеризувався затримками платежів за «зеленим» тарифом, що створило додаткові фінансові ризики для інвесторів та посилило невизначеність у галузі [1].

Суттєвим викликом для галузі стало повномасштабне вторгнення Росії в Україну в лютому 2022 року. Військові дії значно вплинули на роботу енергетичного сектору в цілому та на функціонування промислових СЕС зокрема. Багато об'єктів сонячної енергетики в південних та східних регіонах опинилися в зоні бойових дій або були пошкоджені внаслідок обстрілів. За даними дослідження «Розвиток відновлювальної енергетики: світові тенденції та завдання для національної безпеки України», частка діючих потужностей СЕС суттєво знизилася порівняно з довоєнним періодом [22].

Незважаючи на складні умови, сонячна енергетика демонструє свою стратегічну важливість в контексті енергетичної безпеки. Розподілена генерація від СЕС дозволяє частково компенсувати дефіцит електроенергії, що виникає внаслідок пошкодження традиційних електростанцій та мереж. Це сприяло формуванню нових механізмів фінансування, орієнтованих на відновлення та розширення потужностей сонячної енергетики.

Станом на 2024-2025 роки основними джерелами фінансування проектів сонячної енергетики в Україні є:

1. Міжнародна фінансова допомога: Фінансування від міжнародних фінансових інституцій, таких як Європейський банк реконструкції та розвитку (ЄБРР), Європейський інвестиційний банк (ЄІБ), Світовий банк та інші, стало ключовим джерелом капіталу для відновлення та розвитку енергетичного сектору [7].
2. Програми підтримки від ЄС: В рамках інтеграції України до європейського енергетичного ринку та Європейського зеленого курсу (European Green Deal) розробляються спеціальні програми підтримки для відновлення та розширення потужностей зеленої енергетики [9].
3. Приватні інвестиції: Незважаючи на підвищені ризики, приватний сектор продовжує інвестувати в промислові СЕС, особливо в

західних регіонах України, де ризики, пов'язані з військовими діями, є нижчими [1].

4. «Зелені облигації»: Цей інструмент набуває популярності для фінансування проєктів відновлюваної енергетики, дозволяючи залучати кошти з міжнародних фінансових ринків [9].

За даними Climate Policy Initiative «Global Landscape of Climate Finance 2023», серед країн Центральної та Східної Європи, Україна, незважаючи на складні воєнні умови, зберігає значний потенціал для розвитку сонячної енергетики, а міжнародна фінансова спільнота демонструє готовність підтримувати цей сектор як частину стратегії відбудови країни [7].

Згідно з дослідженням World Scientific «Adoption of Green Financing Strategies with Renewable Energy Resources for Global Economic Growth», в Україні поступово формуються нові бізнес-моделі фінансування сонячної енергетики, орієнтовані на підвищення енергетичної безпеки та сталий розвиток. Зокрема, зростає роль корпоративних договорів купівлі-продажу електроенергії (PPA – Power Purchase Agreements), які дозволяють бізнесу безпосередньо фінансувати будівництво СЕС для власних потреб [9].

Аналізуючи еволюцію бізнес-моделей у сфері сонячної енергетики в Україні, можна спостерігати суттєву трансформацію підходів до фінансування та експлуатації СЕС. Якщо до 2022 року основним фокусом інвесторів було встановлення сонячних електростанцій для продажу електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом, то в сучасних умовах відбувається переорієнтація на модель власного споживання виробленої електроенергії [30].

Ця трансформація зумовлена низкою факторів, серед яких ключовими є енергетична криза, спричинена військовою агресією Росії, та стрімке зростання тарифів на електроенергію для бізнесу. За даними Міністерства енергетики України, внаслідок масованих ракетних ударів по енергетичній інфраструктурі протягом 2022-2023 років, Україна втратила близько 66% генеруючих потужностей [31]. Це призвело до значного дефіциту електроенергії в енергосистемі, особливо в пікові години споживання.

Згідно з даними НІСД, у зимовий період 2022-2023 років дефіцит потужності в енергосистемі України сягав до 4,5 ГВт у години пікового споживання, що становило близько 25% від загальної потреби [32]. Ця ситуація призвела до запровадження графіків відключень електроенергії, які суттєво вплинули на діяльність бізнесу. За даними дослідження Європейської Бізнес Асоціації, проведеного у першому кварталі 2023 року, 87% українських підприємств зазнали негативного впливу від перебоїв з електропостачанням, а 42% компаній повідомили про зниження виробництва на 30% і більше через відключення електроенергії [33].

У зимовий період 2023-2024 років ситуація залишалася складною. За даними інфляційного звіту, дефіцит електроенергії в системі виникав особливо у липні та грудні, що призводило до регулярних обмежень споживання для промислових споживачів [34]. Ця ситуація змусила бізнес шукати альтернативні джерела енергозабезпечення, серед яких сонячна енергетика стала одним із найбільш привабливих варіантів.

Паралельно з проблемою дефіциту електроенергії, бізнес стикнувся зі стрімким зростанням тарифів. Загальна вартість 1 МВт електроенергії для бізнесу зросла з 3 097 грн у 2021 році до прогнозованих 8 403 грн у 2025 році, що становить зростання на 171% за п'ять років [35]. Особливо різке зростання спостерігається у 2025 році, коли прогнозована ціна за 1 МВт (без ПДВ) збільшується на 75% порівняно з 2024 роком – з 3 371 грн до 5 909 грн.

Фокус підприємств змістився на встановлення сонячних електростанцій для власного споживання. Це в першу чергу стосується малого та середнього бізнесу із помірним споживанням електроенергії. У той же час, встановлення промислових СЕС для продажу згенерованої енергії в мережу стало менш привабливим після 2020 року. Це в першу чергу пов'язано з переглядом умов «зеленого тарифу» та зниженням економічної привабливості контрактів на купівлю електроенергії для нових проектів.

Разом з тим, зростання тарифів на електроенергію для бізнесу створює сприятливі умови для інвестицій у сонячну енергетику для власного споживання.

Розглянемо економічні переваги такого підходу на основі даних про вартість електроенергії.

Згідно з інформацією представленою у Таблиці 2.1, загальна вартість 1 МВт електроенергії для бізнесу демонструє стійку тенденцію до зростання. Загальне зростання за п'ять років становить 171%, що значно перевищує рівень інфляції за цей період. Це створює потужний економічний стимул для бізнесу інвестувати у власну генерацію.

Таблиця 2.1

Ціна електроенергії з урахуванням ціни її розподілу та передачі

Рік	Ціна за 1 МВт, грн	Ціна за розподіл 1 МВт, грн	Ціна за передачу 1 МВт, грн	Загальна вартість 1 МВт, грн
2021	1 726	1 078	293	3 097
2022	2 543	1 202	345	4 090
2023	3 286	1 202	380	4 868
2024	3 371	1 564	528	5 463
2025	5 909	1 808	686	8 403

Джерело: Створено автором на основі [35]

За даними дослідження, проведеного UIF, середня вартість встановлення промислової СЕС потужністю 500 кВт у 2023 році становила близько 400 000 євро. При цьому, враховуючи поточні та прогнозовані тарифи на електроенергію, термін окупності такої інвестиції для підприємства з постійним споживанням електроенергії скоротився з 7-8 років у 2020 році до 4-5 років у 2023 році, а за прогнозами на 2025 рік може становити 3-3,5 роки [36].

Аналіз, проведений компанією BDO у 2022 році, показав, що підприємства, які встановили СЕС для власного споживання, змогли знизити свої витрати на електроенергію в середньому на 40-60%, залежно від специфіки споживання та потужності встановленої станції [37]. Для енергоємних виробництв, таких як

металургія, хімічна промисловість та виробництво будівельних матеріалів, де витрати на електроенергію можуть становити до 30% собівартості продукції, це дає суттєву конкурентну перевагу.

Крім прямої економії на витратах на електроенергію, встановлення СЕС для власного споживання дає бізнесу додаткові переваги:

1. Енергетична автономність: підприємства з власними джерелами генерації змогли зменшити негативний вплив відключень електроенергії на виробничі процеси на 70-80%. Це особливо важливо в умовах нестабільного енергопостачання.
2. Прогнозованість витрат: Встановлення СЕС дозволяє зафіксувати значну частину витрат на електроенергію на тривалий період, що покращує фінансове планування.
3. Екологічні переваги та ESG-відповідність: Використання відновлюваних джерел енергії покращує ESG-показники компанії, що стає все більш важливим фактором для інвесторів та партнерів.

Трансформація бізнес-моделей у сфері сонячної енергетики призвела до змін у структурі фінансування проектів. Якщо раніше основним джерелом фінансування були банківські кредити під заставу майбутніх надходжень від «зеленого» тарифу, то тепер спостерігається диверсифікація фінансових інструментів.

Основними компонентами структури фінансування промислових СЕС для власного споживання в Україні залишаються власні кошти підприємств, банківські кредити, лізинг обладнання, міжнародні гранти та програми підтримки. Крім того, з'явилися нові фінансові інструменти, такі як енергосервісні контракти (ЕСКО), коли інвестор встановлює СЕС на території підприємства і отримує оплату за рахунок економії на електроенергії [38].

Важливу роль у фінансуванні СЕС для бізнесу відіграють міжнародні фінансові інституції. Наприклад, Європейський банк реконструкції та розвитку у 2022 році анонсував запуск «пакету стійкості» з бюджетом 2 млрд євро, спрямовану на підтримку проектів відновлюваної енергетики для бізнесу [39].

Програма передбачає відстрочення платежів, списання чи реструктуризацію заборгованостей, а також низку програм термінового фінансування сектору енергетики України.

Також активно розвиваються інноваційні моделі фінансування, такі як корпоративні договори купівлі-продажу електроенергії (Corporate PPA), коли великі споживачі укладають довгострокові контракти з виробниками відновлюваної енергії. За даними Lexology, обсяг таких угод в Україні у 2023 році зріс у 3,5 рази порівняно з 2021 роком [40].

Енергоємні галузі, такі як металургія та хімічна промисловість, які могли б отримати найбільшу економічну вигоду від власної генерації, поки що демонструють нижчі темпи впровадження СЕС. Це пов'язано з високими потребами в електроенергії, які складно забезпечити лише за рахунок сонячної генерації, та необхідністю значних початкових інвестицій.

Важливим фактором, що впливає на економічну привабливість СЕС для власного споживання, є технологічний прогрес у галузі. За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA), вартість фотоелектричних модулів знизилася на 85% за останнє десятиліття, а ефективність зросла з 15% до 22-24% для комерційних панелей [52].

Особливо важливим для бізнес-моделі власного споживання є розвиток систем накопичення енергії. За даними Lexology, вартість літій-іонних акумуляторів знизилася на 89% з 2010 по 2023 рік, що робить економічно доцільним встановлення систем накопичення разом із СЕС [40]. Застосування систем акумулювання дозволяє підприємствам використовувати згенеровану сонячну електроенергію в нічний час доби.

Згідно з дослідженням UIF, у 2023 році близько 35% нових промислових СЕС в Україні встановлювалися разом із системами накопичення енергії, тоді як у 2020 році цей показник становив лише 5% [36]. Зростаючий інтерес до систем акумулювання корелює з підвищенням попиту на встановлення станцій для власного споживання бізнесу.

Також спостерігається тренд на впровадження інтелектуальних систем управління енергоспоживанням, які оптимізують використання електроенергії з різних джерел (мережа, СЕС, системи накопичення) залежно від поточних тарифів, прогнозу генерації та споживання.

Аналіз регіонального розподілу СЕС для власного споживання показує значні відмінності, пов'язані як з природними умовами, так і з економічними факторами. За даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, станом на кінець 2024 року регіональний розподіл промислових СЕС для власного споживання мав наступний вигляд (Рисунок 2.3) [42]:

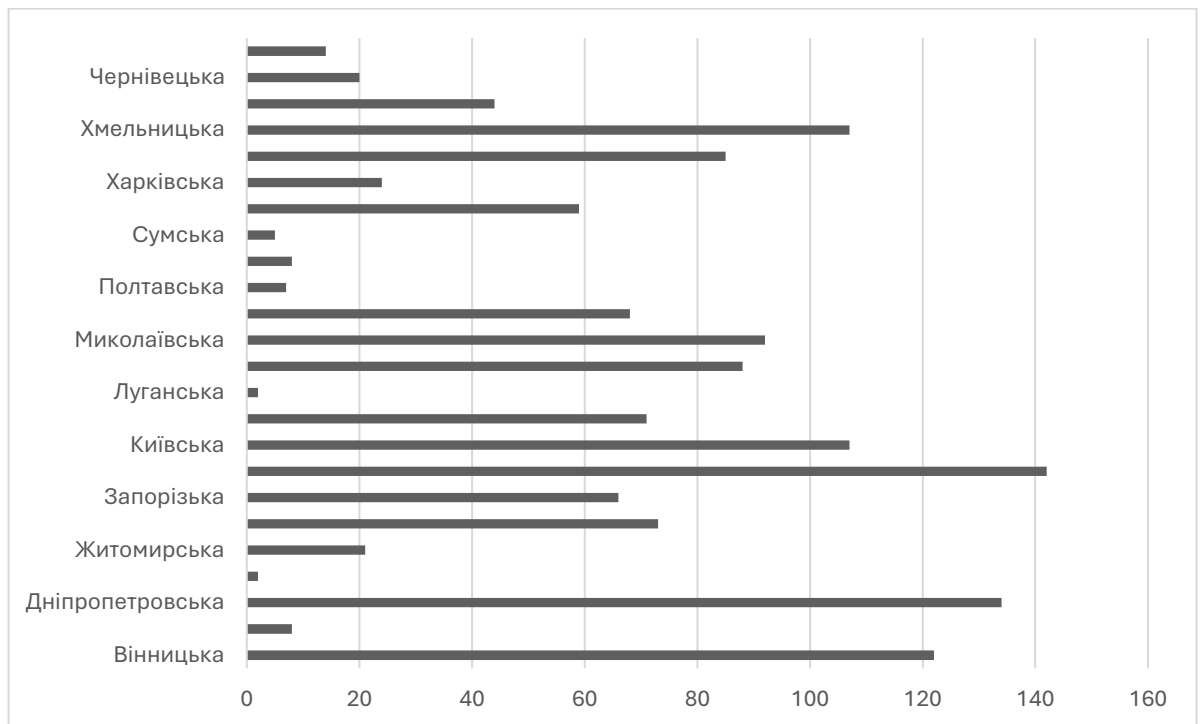


Рисунок 2.3 – Географічний розподіл СЕС в Україні

Створено автором на основі [42]

Варто звернути увагу на те, що порівняно з 2020 роком, коли більшість промислових СЕС концентрувалася в південних областях (Одеська, Херсонська, Миколаївська), зараз спостерігається більш рівномірний розподіл по території України. Це пов'язано з тим, що для моделі власного споживання ключовим

фактором є не максимальна генерація, а економічна доцільність з урахуванням місцевих тарифів та потреб бізнесу.

Аналіз поточного стану фінансування проектів сонячної енергетики в Україні демонструє суттєву трансформацію бізнес-моделей – від орієнтації на продаж електроенергії за «зеленим» тарифом до встановлення СЕС для власного споживання. Ця зміна зумовлена як зовнішніми факторами (військова агресія, пошкодження енергетичної інфраструктури, дефіцит електроенергії), так і економічними стимулами (зростання тарифів на електроенергію, зниження вартості обладнання).

Встановлення СЕС для власного споживання стає все більш привабливим для бізнесу з точки зору:

- Забезпечення енергетичної автономності в умовах нестабільного енергопостачання
- Зниження операційних витрат в умовах зростання тарифів на електроенергію
- Підвищення прогнозованості витрат на електроенергію
- Покращення ESG-показників компанії

Особливо перспективним напрямком є інтеграція СЕС з системами накопичення енергії та інтелектуальними системами управління енергоспоживанням, що дозволить підвищити ефективність використання власної генерації та забезпечити вищий рівень енергетичної автономності.

У наступному підрозділі буде проведено детальний аналіз економічної ефективності впровадження сонячних технологій для бізнесу, включаючи розрахунок терміну окупності інвестицій та оцінку впливу різних факторів на фінансові показники проектів.

2.2 Оцінка економічної ефективності впровадження сонячних технологій.

Впровадження сонячних електростанцій (СЕС) для власного споживання стає все більш привабливим інвестиційним рішенням для українських

підприємств в умовах зростання тарифів на електроенергію та нестабільності енергопостачання. Для обґрунтування економічної доцільності таких інвестицій необхідно розробити детальну фінансову модель, яка враховуватиме специфіку генерації сонячної енергії, сезонні коливання, особливості споживання електроенергії підприємством та прогнозовану динаміку тарифів.

Для оцінки економічної ефективності впровадження сонячних технологій на підприємстві необхідно застосувати комплексний підхід, що включає аналіз капітальних витрат, операційних витрат, прогнозованих заощаджень та розрахунок ключових показників інвестиційної привабливості. Згідно з дослідженням RVI, найбільш релевантними показниками для оцінки інвестицій у СЕС є [43]:

1. Чиста приведена вартість (NPV)
2. Внутрішня норма прибутковості (IRR)
3. Дисконтований період окупності (DPP)
4. Індекс прибутковості (PI)
5. Середньозважена вартість електроенергії (LCOE)

Для визначення оптимальної потужності СЕС необхідно проаналізувати профіль споживання електроенергії підприємством. Припускається, що пікова генерація станції у літній період не повинна перевищувати середньомісячне споживання електроенергії підприємством. Це дозволяє максимізувати використання виробленої електроенергії для власних потреб без необхідності продажу надлишків у мережу.

Для моделювання розглянемо типове виробниче підприємство середнього розміру з наступним профілем споживання електроенергії:

- Середньомісячне споживання: 50 000 кВт год
- Середньодобове споживання: 1 620 кВт год

На основі цього профілю споживання та аналізу сезонності генерації сонячної енергії в Україні, оптимальна потужність СЕС для даного підприємства становить 200 кВт. Така потужність забезпечить максимальне використання

виробленої електроенергії для власних потреб без значних надлишків у літній період.

Для точного прогнозування виробництва електроенергії СЕС необхідно враховувати сезонні коливання сонячної інсоляції. За даними Ukraine Invest, середньорічний рівень сонячної інсоляції в Україні становить 1100-1500 кВт*год/м² залежно від регіону [44]. При цьому розподіл виробництва електроенергії протягом року є нерівномірним.

Згідно з даними експертів ринку, для промислових СЕС в Україні характерний наступний розподіл генерації за місяцями у відсотках від річного виробництва (Рисунок 2.4):

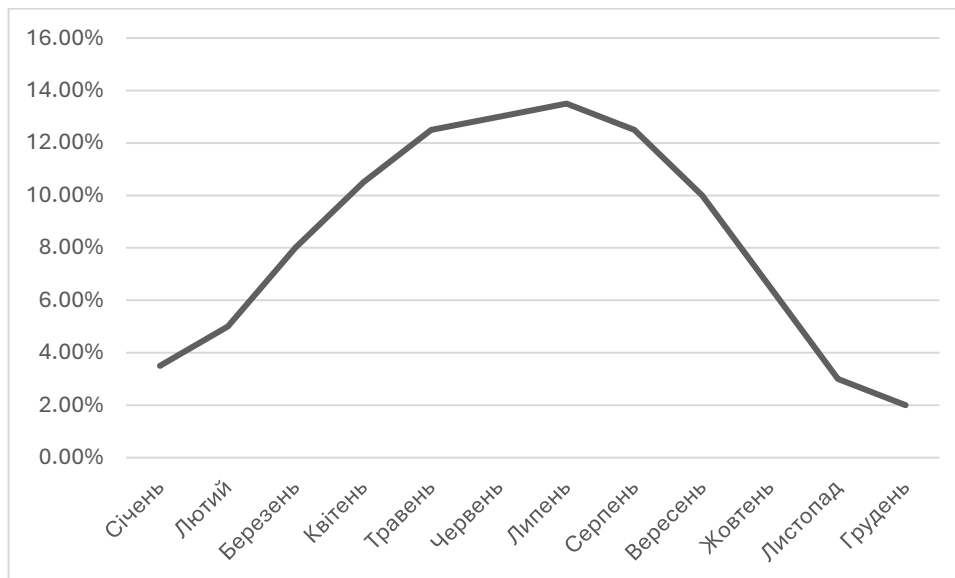


Рисунок 2.4 – Розподіл генерації СЕС за місяцями до річного виробництва

Створено автором на основі [45]

Для максимізації ефективності встановленої станції, генерація у піковий період не повинна перевищувати середньомісячне споживання, а саме 50 МВт. Підставивши значення до розподілу генерації на Рисунку 2.5 отримуємо абсолютні виміри генерації станції.

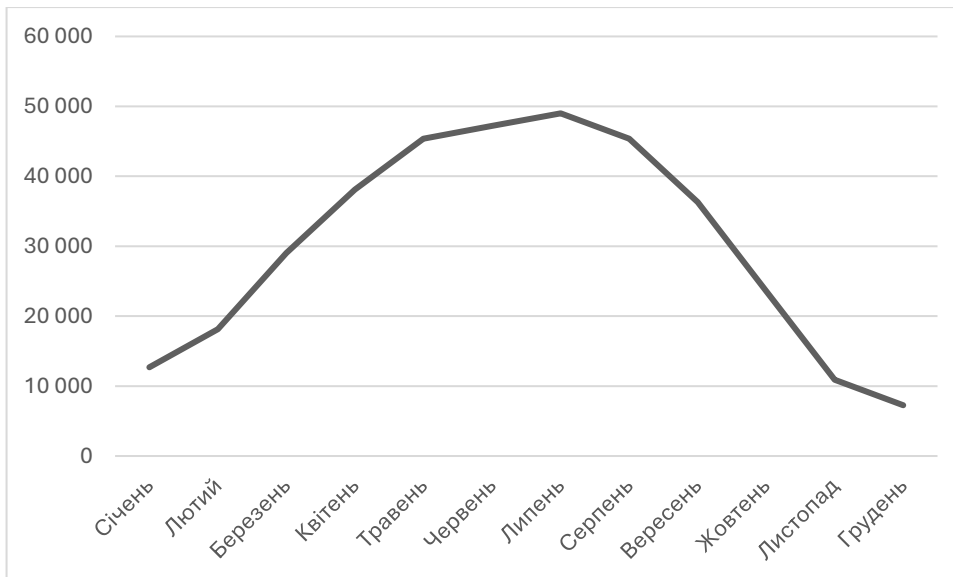


Рисунок 2.5 – Розподіл генерації станції для підприємства, кВт

Розраховано автором на основі [45]

Середньорічна генерація станції становить 363 МВт. У той же час, середньорічне споживання електроенергії компанією становить 591,2 МВт. За рахунок встановлення власної сонячної генерації, підприємство може покрити близько 61,4% від загального споживання електроенергії за рік. Значення може варіюватися в залежності від географічного розташування встановлюваної СЕС. Проведено розрахунки для умовного підприємства в центральній частині України (наприклад, місто Черкаси).

За оцінками експертів ринку, розрахунок оптимальної потужності встановлюваної СЕС базується на середньорічній кількості сонячних днів в Україні, а саме близько 70 днів, а також середній виробничій ефективності, що залежить від низки факторів, зокрема якості інверторів, і становить у середньому 80%. При середньорічній генерації 363 000 кВт, орієнтовна потужність станції для її забезпечення становитиме 300 кВт. Тобто станція потужністю 300 кіловат, працюючи 365 днів при 4 сонячних годинах на рік та з ККД 80% виробить орієнтовно 363 000 кВт за рік.

За результатом дослідження ринку дистриб'юторів сонячних панелей, станом на 1 квартал 2025, орієнтовна вартість встановлення модулів потужністю 300 кВт становить від 4,7 млн грн до 6,6 млн грн (або від ~\$112,000 до ~\$158,000).

Основними факторами, що впливають на цей показник є якість панелей, авторитетність виробника та самого дистриб'ютора. Для проектного розрахунку у роботі було використано інформацію з офіційного сайту Yasno групи компаній ДТЕК [46], а саме 6,6 млн грн (або ~\$158,000) за сонячну станію з номінальною потужністю 300 кВт.

У Таблиці 2.2 наведені дані для прогнозування терміну окупності проекту за статичним методом. Джерелом даних для розрахунку є Інфляційний звіт НБУ, січень 2025 [48], ціна електроенергії з урахуванням ціни її розподілу та передачі за даними Міністерства фінансів України та дані щодо річної генерації СЕС, розраховані автором.

Таблиця 2.2

Вихідні дані і джерела для розрахунку терміну окупності встановлюваної СЕС за статичним (простим) методом

Показник	Значення	Джерело
Річна генерація СЕС	363 МВт*год	Розрахунки автора
Базова ціна мережевої електроенергії	8 400 грн/МВт*год (тариф + розподіл + передача)	Мінфін [35]
Інфляція (CPI, % р/р)	2025 – 8,4 %, 2026 – 5 %, 2027 – 5 %, 2028 – 5 %	НБУ, «Інфляційний звіт», січень 2025 [34]
Середній курс ₴/USD	2025 – 42,3, 2026 – 43,1, 2027 – 44,7, 2028 – 46,2	НБУ, «Інфляційний звіт», січень 2025 [34]

Джерело: Складено автором на основі [34, 35]

У Таблиці 2.3 наведено результати прогнозування. Враховуючи розраховану вартість інвестицій, а саме 6 600 000 грн, очікуваний термін окупності становить ~ 2,1 роки. Уже в перший рік підприємство уникне витрат на купівлю ~3 млн грн електроенергії з мережі; до четвертого року еквівалентна економія зростає до 3,8 млн грн на рік. У доларовому вимірі альт-собівартість зростає помірніше ($\approx 2\%$ на рік) завдяки прогнозованій девальвації.

Розрахунок за статичним методом дає можливість інвестору (у нашому випадку – бізнесу) швидко зрозуміти орієнтовний термін окупності інвестицій.

Проте, залишаються проігнорованими такі фактори, як зменшення генерації через деградацію модулів, вартість капіталу (дисконтування), податкові ефекти та операційні витрати. Науково коректні «динамічні» інструменти, що дозволяють урахувати зазначені показники - NPV (чиста поточна вартість), IRR (внутрішня норма прибутковості), Discounted Payback (дисконтований період окупності), LCOE та порівняння з очікуваною вартістю мережевої енергії.

Таблиця 2.3

**Прогнозна собівартість використання електроенергії з мережі для
розрахунку терміну окупності встановлюваної СЕС потужністю 300
кВт*год за статичним (простим) методом**

Рік	Інфляція, %	Курс, ₴/USD	Собівартість, грн	Собівартість, USD
2024 (рік 0)	-	41.1	3 049 200	74 190
2025 (рік 1)	8.40%	42.3	3 305 333	78 140
2026 (рік 2)	5%	43.1	3 470 599	80 524
2027 (рік 3)	5%	44.7	3 644 129	81 524
2028 (рік 4)	5%	46.2	3 826 335	82 821

Джерело: Розрахунки автора

У Таблиці 2.4 описано методологію наступного етапу розрахунків, а саме побудови комплексної моделі дисконтування грошових потоків запропонованої Ю.Б. Зборівцем та В.В. Якімовим [21] та адаптованої автором. Модель Net present value (NPV) дозволяє дисконтувати майбутні грошові потоки та оцінити, чи інвестиція створює додану вартість за поточними ставками ризику. Застосування її у науковій роботі дозволяє провести порівняння варіантів фінансування та обґрунтування економічної доцільності реалізації проектів.

У даних розрахунках застосовано методологію дисконтованого грошового потоку (DCF) для аналізу інвестиційної доцільності фотоелектричної установки (ФЕУ) потужністю 300 кВт. Вибір цього підходу обумовлений його

відповідністю постулатам сучасної теорії капітального бюджетування, згідно з якою вартість проекту дорівнює сумі майбутніх грошових потоків, приведених до поточної вартості за ставкою, що відображає ризик та вартість залученого капіталу [47].

Таблиця 2.4

**Вихідні дані для побудови моделі з розрахунку терміну окупності
встановлюваної СЕС за динамічним методом**

Показник	Позначення	Значення	Коментар
CAPEX	C_0	6 600 000 грн	(див. Таблиця 2.3)
Початкова економія (2024 р.)	S_0	3 049 200 грн	(див. Таблиця 2.3)
Курс, ₴/USD 2024	ER_0	41.1 грн/USD	(див. Таблиця 2.3)
OpEx у грн (2024 р.)	OP_0	147 960 грн	\$12/кВт на рік з подальшою ескалацією CPI [48]
Коефіцієнт генерації	G_t	0,98 у 2025, $G_1 - 0,007 * t$ у наступні роки	Деградація PV – 2% у перший рік, 0,7 % за кожен наступний рік (за даними експертів ринку)
Номінальна ставка дисконту	k	15%	Середня номінальна WACC для нефінансових компаній в Україні у 2025 р. знаходиться у діапазоні 13,2 % – 16,8 %) [49]
Інфляція	$\pi_1=8,4\%$, $\pi_{2-5}=5\%$	8,4% у 2025 5% від 2026	Інфляційний звіт НБУ (січень 2025) [33]

Джерело: Створено автором на основі [33, 48, 49]

Номінальна ставка дисконту ($WACC = 15\%$) кореспондує з номінальними потоками, у яких відображено прогнозовану інфляційну динаміку тарифів та витрат. Така відповідність забезпечує коректність застосування принципу «consistent discount rate» [50]. Інфляційну складову враховано через кумулятивний індекс цін (π), що відповідає очікуванням НБУ щодо середньострокової динаміки споживчих цін.

Формули, використані під час розрахунку:

1. Інфляційний множник:

$$F_t = \prod_{i=1}^t (1 + \pi_i) \quad (1)$$

2. Економія у році t:

$$S_t = S_0 \cdot F_t * G_t \quad (2)$$

3. ОпЕх у році t:

$$OP_t = OP_0 \cdot F_t \quad (3)$$

4. Чистий грошовий потік:

$$CF_t = S_t - OP_t \quad (4)$$

5. Дисконтований грошовий потік:

$$DCF_t = \frac{CF_t}{(1 + k)^t} OP_t \quad (5)$$

6. Кумулятивний дисконтований потік:

$$CumDCF_t = \sum_{i=0}^t DFC_i \quad (6)$$

7. Коефіцієнт генерації

$$G_t = 0,98 * (1 - 0,007)^t \quad (7)$$

Технічну деградацію ФЕ-модулів змодельовано у вигляді мультиплікативного коефіцієнта генерації (G_t). Обрана траєкторія 2 % / 0,7 % знаходиться у середині діапазону, задекларованого виробниками модулів класу

Tier-1 [51] і корелює з емпіричними спостереженнями для кліматичних умов Східної Європи [52].

У Таблиці 2.5 представлені результати моделювання:

Таблиця 2.5

Результати побудови моделі з розрахунку терміну окупності встановлюваної потужністю 300 кВт*год СЕС за динамічним методом

Рік	F_t	S_t , грн	OP_t , грн	CF_t , грн	DCF_t , грн	$\text{Cum}DCF_t$, грн
0 (2024)	-	3 049 200		-6 600 000	-6 600 000	-6 600 000
1 (2025)	1,084	3 239 109	160 389	3 078 720	2 677 152	-3 922 848
2 (2026)	1,1382	3 378 501	168 408	3 210 093	2 427 205	-1 495 643
3 (2027)	1,19511	3 522 389	176 828	3 345 561	2 199 136	703 493
4 (2028)	1,25487	3 669 266	185 670	3 483 596	1 992 797	2 696 290
5 (2029)	1.31761	3 829 939	194 953	3 634 986	1 807 647	4 503 937

Джерело: Розрахунки автора

Процедура покрокового розрахунку:

- На першому етапі вихідна економія (грошовий еквівалент зекономленої електроенергії) та початкові експлуатаційні витрати екстрапольовано у номінальних цінах відповідних періодів із використанням інфляційного множника F_t
- Далі на економію накладено коригування на деградацію (G_t), що дозволило отримати функцію S_t , у якій одночасно присутні цінова та технічна динаміка.
- Чистий операційний потік CF_t сформовано як різниця між S_t та індексованими витратами OP_t , що узгоджується з принципом «free cash flow to the firm» до обслуговування боргу й оподаткування [53].
- Застосування номінальної ставки WACC для дисконтування CF_t забезпечує перехід від часових значень до поточної вартості DCF_t та дозволяє

проаналізувати формування кумулятивного сальдо ($CumDCF_t$) у часовому вимірі.

Порівняльний аналіз чистих та дисконтованих потоків демонструє, що незважаючи на щорічне зниження технічного виробітку, абсолютна величина номінальної економії зростає, оскільки інфляція тарифу (5 %) перевищує темп деградації (0,7 %). У той же час, дисконтований грошовий потік за 2025 р. становить лише 87 % від номінального, що наочно ілюструє вплив часової вартості грошей за високого WACC. Тим не менш, кумулятивне дисконтоване значення перетинає нульову позначку наприкінці третього операційного року, що визначає термін окупності у 2,9 року та підтверджує гіпотезу про високу швидкість повернення інвестованого капіталу.

П'ятирічний чистий теперішній дохід ($NPV_5 \approx 4,5$ млн €) залишається додатним із запасом > 68 % від початкових капітальних витрат, що свідчить про створення економічної вартості для інвестора.

Розрахунок внутрішньої норми дохідності (IRR):

$$\sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} = 0$$

(8)

Для набору із 21 річного потоку (20 років експлуатації + CAPEX) кореневе рівняння одержано за методом Ньютона дає результат: $IRR = 32\%$. Показник більше ніж удвічі перевищує вартість капіталу ($WACC = 15\%$). Це принципово, оскільки критерій IRR забезпечує зіставлення проекту з альтернативами на ринку капіталу з подібним ризиковим профілем. Відмінність між IRR та WACC у 17 відсоткових пунктів формує «рентну» складову проекту, яка зберігається навіть за помірних негативних сценаріїв (± 1 відсотковий пункт до темпу деградації або інфляції).

Отримані результати емпірично підтверджують пріоритетність проектів відновлюваної енергетики як інструменту зниження операційних витрат промислових споживачів. Модель коректно інтегрує макроекономічні (інфляція), технічні (деградація) та фінансові (вартість капіталу) фактори, що відповідає

рекомендаціям ІЕА PVPS щодо комплексної оцінки PV-інвестицій [48]. За наведених допущень дисконтований строк окупності становить ≈ 3 роки, що суттєво менше очікуваного життєвого циклу установки (≥ 20 років). Таким чином, навіть консервативне врахування деградаційних процесів не нівелює економічної привабливості проекту, підкріпленої високими показниками NPV та IRR.

Іншим важливим індикатором, що дозволяє підтвердити чи спростувати економічну доцільність інвестиції є LCOE. Методологічно LCOE інтерпретується як середньозважена дисконтована собівартість однієї кіловат-години протягом життєвого циклу. Він забезпечує міжтехнологічну порівнянність, оскільки нівелює різницю у профілі капітальних та операційних витрат.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (9)$$

де $C_0 = CAPEX$, $C_t = OP_t$ ($t \geq 1$);

$$E_t = E_0 * 0.98 * (1 - 0,007)^{t-1}$$

$$T = 20$$

$$r = 15\%$$

$$PV_{OP} = \sum_{t=1}^T \frac{OP_1(1+i)^{t-1}}{(1+r)^t} \quad (10)$$

Використано $OpEx$ для першого року, як базис формули, оскільки вартість технічного обслуговування в першому році (2025 р.), вже індексовану на інфляцію 8,4%. У результаті отримуємо $PV_{OP} = 1,34$ млн грн.

$$PV_E = \sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (11)$$

Щоб порівняти енергію з витратами, обсяги E_t теж «дисконтовані» за ставкою r . Отриманий $PV_E = 2,13 * 10^6$ кВт*год є знаменником у формулі LCOE і гарантує, що вирівняна собівартість відображає вартість кВт*год з урахуванням як фізичного зниження генерації, так і часової вартості ресурсів.

Ключовий внесок у знаменник – потужність-коригований обсяг виробленої енергії. Деградація 0,7 % рік знижує поточну вартість виробленої електроенергії приблизно на 10 % порівняно зі сценарієм «без деградації», що еквівалентно збільшенню LCOE на ~0,4 €/кВт*год.

У результаті отримуємо наступний розрахунок LCOE:

$$LCOE = \frac{(6,6 + 1,34) * 10^6}{2,13 * 10^9} = 3,73 \text{ грн/кВт * год} \quad (12)$$

У чисельнику домінує CAPEX (≈ 83 % від PV_C). Підвищення ставки дисконту з 15 % до 17 % збільшує LCOE до 4,2 €/кВт*год, тоді як зростання OpEx на 20 % підвищує показник лише до 3,9 €/кВт*год. Отже чутливість LCOE до вартості капіталу суттєво вища, ніж до операційних витрат.

Порівняно з фактичною середньою гуртовою ціною електроенергії для непобутових споживачів України у 2025 р. (8,4 грн/кВт*год), отриманий LCOE є нижчим на 55 %. Це підтверджує, що власне споживання від СЕС є економічно доцільним навіть без спеціальних дотацій з боку держави.

У висновку гіпотеза щодо економічної вигідності встановлення СЕС українськими підприємствами для власного споживання підтвердилася. Внутрішня норма дохідності суттєво перевищує номінальна ставка дисконту ($IRR > WACC \sim 17$ відсоткових пунктів). Термін окупності інвестиції за методом дисконтування грошових потоків оцінюється в 2,9 роки, що є середньостроковим проектом, актуальним для турбулентного інвестиційного клімату в Україні. Крім того, показник LCOE підтверджує результати дослідження, демонструючи усереднену дисконтовану вартість вироблення 1 кВт*год на 55% нижчу, ніж аналог з мережі.

Проте відкритим залишається проблема номінальної потужності встановлюваної СЕС. У розрахованій моделі припускається, що максимальна ефективність встановлюваної СЕС не повинна перевищувати споживання у піковий місяць липень. Для підтвердження цієї теорії, було проведено інший розрахунок, що припускає найбільшу економічну вигоду у випадку встановлення СЕС, здатної повністю покрити потребу власного споживання протягом півріччя (період квітень-вересень).

Відповідно до Рисунку 2.6, найнижчий розподіл генерації у зазначений період припадає на вересень – 10% річної генерації СЕС. Відповідно, для покриття потреби підприємства у 50 000 кВт*год, необхідне встановлення СЕС з річною генерацією 500 000 кВт*год, що на 37,74% перевищує значення річної генерації з попередньої моделі.

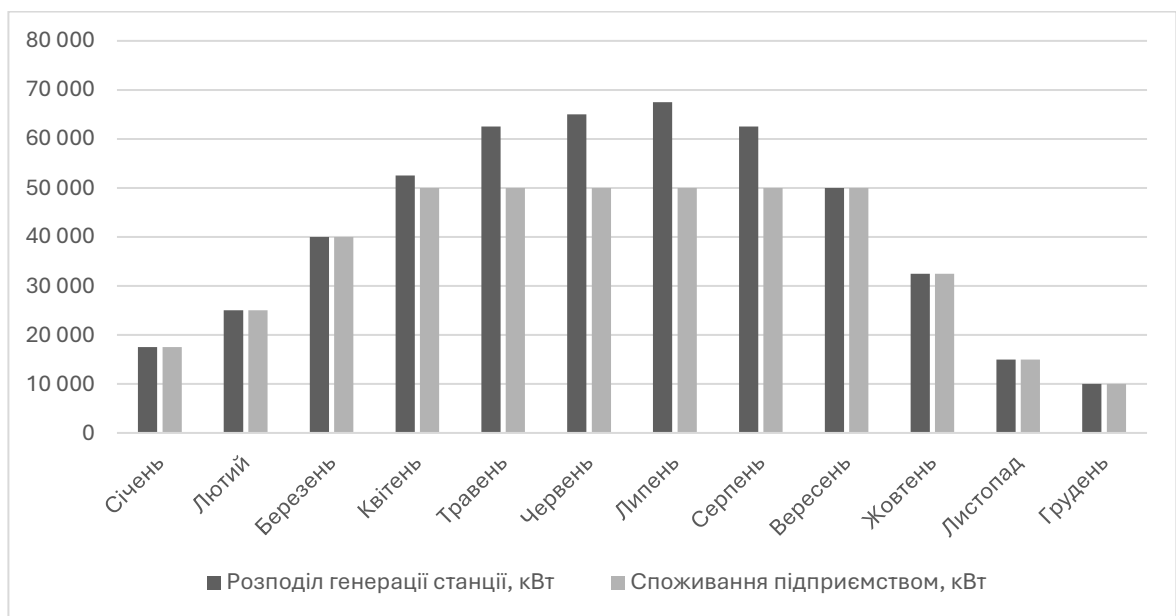


Рисунок 2.6 – Розподіл генерації станції потужністю 413 кВт*год та фактичне споживання підприємством

Розрахунки автора

Таким чином необхідна номінальна потужність станції зростає з 300 кВт*год до 413 кВт*год, а необхідний CAPEX до ~ 9 млн грн. Разом із сумою інвестицій зростуть і операційні витрати (+37,74%). З іншого боку, сума зекономлених коштів також зростає, через зростання покриття власного

споживання. На Рисунку 2.6 проілюстровано зростання фактичного річного споживання виробленої електроенергії підприємством до 440 000 кВт*год. Проте, у період квітень-серпень виникає профіцит генерації, що не може бути спожитий підприємством.

Економія в грошовому еквіваленті у базовому році (2024) становитиме уже 3 696 000 грн. При цьому такі показники як інфляція, деградація панелей, середня норма дохідності залишаються незмінними. Таблиця 2.6 демонструє результати моделювання:

Таблиця 2.6

**Результати побудови моделі з розрахунку терміну окупності
встановлюваної СЕС потужністю 413 кВт*год за динамічним методом**

Рік	F_t	S_t , грн	OP_t , грн	CF_t , грн	DCF_t , грн	$CumDCF_t$, грн
0 (2024)		3 696 000		-9 000 000	-9 000 000	-9 000 000
1 (2025)	1.084	3 926 335	220 802	3 705 533	3 222 203	-5 777 797
2 (2026)	1.138	4 093 994	231 842	3 862 152	2 920 342	-2 857 456
3 (2027)	1.195	4 268 811	243 434	4 025 378	2 646 751	-210 705
4 (2028)	1.255	4 451 094	255 606	4 195 489	2 398 784	2 188 080
5 (2029)	1.318	4 641 161	268 386	4 372 775	2 174 042	4 362 122

Джерело: Розрахунки автора

Зростання інвестиційних витрат на 36 % (з 6,6 млн грн до 9 млн грн) підвищило початковий негативний дисконтований потік до -9 млн грн. ОрЕх виріс із 147 960 грн до 203 692 грн, проте у структурі поточних витрат залишився незначним (~5 % від чистого CF). Річна економія зросла з 363 МВт*год (3 049 200 грн) до 440 МВт*год (3 696 000 грн), що дозволило компенсувати більшу частину додаткових капітальних витрат. Номінальні CF став вищим на 20–25 % в залежності від періоду, тож від’ємний кумулятивний потік згасає швидше, ніж можна було очікувати лише від збільшеного CAPEX.

Discounted Payback $\approx 3,1$ року вказує на те, що інвестиція повертається у першій половині четвертого операційного року. NPV $\approx + 4,36$ млн грн для 5 року (додатне значення) свідчить про створення економічної вартості навіть з урахуванням значно більших інвестицій. IRR (20 років) $\approx 26\%$ - більш ніж у півтора рази вищий за WACC = 15 %, що підтверджує значний «ризико-преміальний» буфер проекту.

Аналіз чутливості проекту демонструє залежність моделі від зміни показників WACC та інфляції. У випадку з першим індикатором – його зростання збільшує дисконтований термін окупності та знижує внутрішню норму доходності. Інфляція ж має прямо протилежний вплив. Проте, показники IRR та Discounted payback залишаються високими навіть за умови таких коливань (Таблиця 2.7).

Таблиця 2.7

Результати тестування моделі встановлюваної СЕС потужністю 413 кВт*год на чутливість до змін WACC та інфляції

Індикатор	IRR	Discounted payback
WACC + 2 п.п. (17%)	24%	3,2 роки
WACC - 2 п.п. (13%)	29%	3 роки
Інфляція + 2 п.п. (7%)	28%	3 роки
Інфляція - 2 п.п. (3%)	25%	3,2 роки

Джерело: Розрахунки автора

Проведений аналіз фінансової ефективності двох варіантів фотоелектричної станції—з проектними показниками річної генерації 363 МВт*год та 440 МВт*год—показав, що обидві моделі демонструють позитивні показники чистої приведеної вартості (NPV) та внутрішньої норми доходності (IRR), що суттєво перевищують середньоринковий WACC на рівні 15 %. Модель на 363 МВт*год забезпечує трохи швидший термін окупності ($\approx 2,9$ року) при порівняно нижчих капіталовкладеннях і операційних витратах, що обумовлює

кращу рентабельність інвестицій у відносному вираженні. Натомість варіант на 440 МВт*год, хоч і потребує збільшених початкових витрат (CAPEX) та зростання операційних витрат через більшу встановлену потужність, формує вищий абсолютний обсяг чистого грошового потоку, завдяки чому загальна економічна вигода за п'ять років залишається істотною.

У контексті оптимального використання капіталу результати вказують на доцільність уникнення надмірної потужності, коли виробництво електроенергії суттєво перевищує власне споживання об'єкта. Надлишки, що експортуються до мережі, часто реалізуються за нижчими «зеленими» тарифами або за умовами, що можуть змінюватися під регуляторним тиском, що в цілому знижує фінансову віддачу від додаткових інвестицій. Баланс між віддачею станції та профілем споживання споживача є ключовим чинником, що визначає економічну винятковість проекту: оптимізована потужність сприяє максимальному рівню self-consumption і мінімізує залежність від варіацій ринкових тарифів, забезпечуючи вищу внутрішню норму доходності.

Водночас збільшення встановленої потужності може бути виправданим у разі позитивних очікувань щодо зростання тарифів купівлі-продажу електроенергії, запровадження додаткових фіскальних стимулів, а також розвитку механізмів продажу зелених атестатів чи неттингу за повною вартістю. У середньостроковій перспективі падіння вартості фотоелектричного обладнання та здешевлення технологій накопичення енергії додатково зміщують економічну рівновагу в бік більших потужностей. Відтак надлишкова генерація може приносити надходження, що компенсують підвищені CAPEX та OpEx, особливо у регіонах із нестабільними енерго-ринковими умовами або при наявності довгострокових контрактів на «зелену» електроенергію.

Подальші дослідження мають охопити розширений чутливісний аналіз ключових параметрів проекту: тарифів на купівлю та продаж електроенергії, інфляційних очікувань, вартості капіталу та ступеня деградації модулів. Важливим є додавання в модель можливостей реалізації пілотних схем із накопичувачами, що дозволить згладжувати пікові надлишки та підвищувати

показник власного споживання. Крім того, варто врахувати фіскальні переваги у вигляді податкового щита, різні моделі фінансування (кредит, лізинг, державної субсидії) і сценарії поетапного розширення потужності або *repowering* через 10–15 років експлуатації.

Отже, дослідження підтверджує, що інвестиції в сонячну електростанцію є фінансово виправданими за багатьох параметрів ринку та регуляторної політики. Однак оптимальна схема проектування потужності повинна враховувати локальні характеристики споживання й тарифної політики, аби уникнути зниження економічної ефективності через надлишкову генерацію. Глибше моделювання зі сценаріями регуляторних змін і технологічних інновацій дозволить підвищити надійність прогностичних висновків та виробити рекомендації для прийняття стратегічних інвестиційних рішень.

2.3 Фінансові ризики впровадження зеленої енергетики в Україні

Система ризиків, що стримує розвиток українського ринку відновлюваної енергетики, охоплює кілька взаємопов'язаних класифікацій. По-перше, макроекономічні ризики виникають через спекулятивний кредитний рейтинг держави, високу інфляцію та непередбачувані облікові ставки, що перетворює залучення боргових ресурсів у валюті на дорогоцінну лотерею з девальвацією гривні. По-друге, регуляторні бар'єри формуються ретроспективними змінами тарифних механізмів, затримками з аукціонами та невизначеністю правил балансування, які підвищують нормативну премію й ускладнюють створення надійних фінансових моделей. По-третє, кредитний ризик загострюється через накопичену заборгованість «Гарантованого покупця» й затримки виплат, що збільшують імовірність дефолту та змушують інвесторів закладати додаткові буфери ліквідності. Операційні перешкоди проявляються в дефіциті пропускну здатності мережі та відсутності процедури компенсації диспетчерських обмежень. Окрему категорію становлять логістичні ризики імпортих затримок устаткування й подорожчання фотоелементів після блокади Чорного моря. Геополітична загроза вимагає страхового покриття військового ризику, якого

майже немає, а соціально-екологічні суперечки навколо землекористування подовжують строк отримання дозвільної документації. Наявність обмеженого вторинного ринку ВДЕ-активів і недостатня ліквідність ф'ючерсних та валютних своп-інструментів підсилюють інвестиційну премію та підвищують вимогу до частки власного капіталу в проєктах. Сукупність цих бар'єрів формує багатовимірне ризикове поле (Рисунок 2.7), розблокувати яке можна лише узгодженою стратегією регуляторних, фінансових і технічних реформ.



Рисунок 2.7 – Система ризиків фінансування проєктів ВДЕ в Україні

Створено автором

В Україні фінансування відновлюваної енергетики відбувається у середовищі, де екстраординарні макроекономічні та геополітичні потрясіння поєднуються з хронічними структурними диспропорціями фінансового сектора. Суверенний рейтинг країни після початку повномасштабної війни опустився до спекулятивного рівня, а премія за державний ризик зросла до двозначних величин, що безпосередньо транслюється у вищу вартість боргового капіталу для «зелених» проєктів. Середньозважена вартість капіталу (WACC) для українських ВДЕ-активів, за оцінками ЄБРР, перевищує 14 % у валюті — удвічі більше, ніж у більшості країн Центрально-Східної Європи [54]. У результаті навіть проєкти з

конкурентною собівартістю електроенергії стикаються з проблемою негативного фінансового плеча: приріст операційного грошового потоку не компенсує подорожчання боргу.

Висока та мінлива інфляція посилює процентний ризик. Після піку у 26,6 % у 2022 р. споживчі ціни почали сповільнюватися, однак у 2024 р. базова інфляція все ще залишалася двозначною, змушуючи НБУ утримувати облікову ставку на рівнях, що суттєво перевищують довоєнні. Така динаміка робить небажаними довгострокові кредитні лінії в національній валюті й підштовхує бізнес до зовнішніх запозичень, які, своєю чергою, відкривають валютний ризик. Девальвація гривні у 2022-2023 рр. сягнула 25 %, що спричинило дисбаланс між валютними надходженнями та сервісом боргу, номінованого у євро або доларах [55].

Регуляторна непередбачуваність стала одним із ключових бар'єрів для капіталу. Ретроспективне зниження feed-in-тарифу у 2020 р. та затримка з переходом на аукціонну модель підтримки ВДЕ підірвали довіру інституційних інвесторів. Премія за нормативний ризик у випадку України підвищує норму дохідності, яку вимагає приватний інвестор, щоб увійти у сектор [56]. Невизначеність підкріплюється частими змінами правил балансування, що ускладнює побудову достовірних фінансових моделей.

Кредитоспроможність лишається критичним вузьким місцем. Протягом 2021-2024 рр. заборгованість ДП «Гарантований покупець» перед виробниками ВДЕ трималася на рівні близькому до 20 млрд грн, а середня затримка платежів перевищувала шістдесят днів. Імовірність технічного дефолту за кредитними угодами, прив'язаними до грошового потоку від «зеленого» тарифу, зростала на 8-10 % при кожному кварталі прострочок [57]. Хоча механізм погашення боргів через надбавку до тарифу НЕК «Укренерго» частково стабілізував виплати, ринкові гравці закладають у фінансові моделі додатковий буфер ліквідності.

Тимчасові валютні обмеження, запроваджені НБУ на тлі воєнного стану, обмежують репатріацію дивідендів і процентів, що генеруються ВДЕ-проектами. Ліміти на купівлю валюти та обов'язковий продаж частини валютної виручки

підвищують трансакційні витрати й формують премію за контроль капіталу, яку інвестори конвертують у додатковий відсоток прибутковості або вимагають держгарантій [55]. У практичній площині це зменшує ймовірність залучення портфельних інвестицій, орієнтованих на стабільний дивідендний потік.

Найгострішим нетрадиційним ризиком є фізична безпека активів та працівників. За оцінкою Світового банку, збитки енергетичній інфраструктурі України перевищили 11 млрд доларів США станом на середину 2023 р., причому значна частка пошкоджень припала на відновлювані об'єкти у південних та східних областях [58]. Страхові компанії знизили доступність покриття військового ризику або запровадили франшизи, які знецінюють захисну функцію полісів. Міжнародна агенція гарантування інвестицій (MIGA) розгорнула пілотні програми захисту від політичного та воєнного ризику, проте їхнього об'єму у 1 млрд доларів США недостатньо для повноцінного покриття потреб ринку [59].

Технічним обмеженням слугує дефіцит пропускної здатності мережі. ENTSO-E у звіті 2023 р. зазначає, що без значних інвестицій у підстанції та лінії електропередачі додаткове підключення понад 2 ГВт ВДЕ призведе до систематичних диспетчерських обмежень на рівні 7-10 % від потенційного виробітку [61]. Відсутність прозорої процедури компенсації за примусове обмеження генерації множить невизначеність у потоках доходу й негативно позначається на банківських вимогах до позичальників.

Логістичні бар'єри та перебої в ланцюгах постачання загострилися після блокування портів Чорного моря. BloombergNEF фіксує зростання ціни імпортованих фотоелементів на 30-35 % у 2022 р. та подвоєння строків доставки обладнання у центральні та західні області України [61]. Затримки монтажу тягнуть за собою подорожчання фінансування будівельної фази, оскільки процентні платежі набігають без надходжень від продажу електроенергії.

Соціально-екологічні ризики проявляються через опір місцевих громад, особливо у регіонах із високою конкуренцією за землю. Недосконалі процедури оцінки впливу на довкілля і брак комунікації між розробником та інвестором фактично затримують можливість отримання дозволів на термін від 1 року.

Витрати на залучення консультантів і правові послуги, за оцінками UNDP, збільшують непередбачені витрати на 3-4 % від суми капіталу [62].

Ризик ліквідності посилюється практично відсутнім вторинним ринком ВДЕ-активів. Воєнний стан і санкційні обмеження знизили обсяги угод M&A більш ніж утричі від довоєнного середнього рівня, а міжнародні банки оголосили мораторій на купівлю українських ВДЕ-портфелів. Неможливість швидкого виходу з інвестиції спонукає фонди прямих інвестицій вимагати премію до IRR в межах 400–500 б. п. [58].

Недорозвинена інфраструктура фінансових похідних ускладнює управління ціною електроенергії. Через відсутність ліквідних ф'ючерсних контрактів та довгострокових контрактів на різницю (CfD) інвестори змушені прогнозувати базовий тариф двадцятирічної давності, що в умовах волатильної макроекономіки різко скорочує достовірність прогнозів cash-flow. Аналогічна ситуація з валютними свопами, котрі в Україні практично недоступні на терміни більше трьох років, хоча саме такий горизонт потрібен для проектного фінансування [63].

Відкладене впровадження повноцінного ринку гарантій походження електроенергії та добровільних вуглецевих кредитів позбавляє виробників ВДЕ додаткового доходу. Відповідний інструментарій мав би однозначно позитивний для бізнесу ефект при експортно-орієнтованих РРА, однак відсутність правової бази залишає потенціал невикористаним.

Піковим проявом комплексного ризикового поля стає кон'юнкція воєнної загрози й фінансової нестабільності. У 2023 р. MIGA повідомила про зростання попиту на гарантії від ризику конфіскації активів та обмеження конвертації валюти у шість разів порівняно з довоєнним часом [59]. Додатково інвестори вимагають «step-in rights» для кредиторів і посилені механізмів escrow, що збільшує юридичну складову трансакційних витрат.

Попри весь спектр бар'єрів, міжнародні фінансові інститути демонструють готовність підтримувати український «зелений» перехід. ЄБРР у 2024 р. активував програму «Resilience and Reconstruction Facility», що передбачає

субординовані кредити й гранти на 300 млн євро для ВДЕ-проектів із компонентом відшкодування політичного ризику [58]. Умова кращого доступу до ресурсів — наявність довгострокових РРА з корпоративними покупцями, що мають інвестиційний рейтинг, та поквартальна звітність за ESG-показниками. Водночас банкам-учасникам програми пропонується портфельна гарантія від DFC, що покриває 50 % кредитних збитків.

Сумарний ефект описаних ризиків і бар'єрів полягає у зростанні вимог інвесторів до прибутковості, подовженні строків підготовки проектів та підвищенні частки власного капіталу в структурі фінансування. Це, однак, не робить український ринок безперспективним: високий рівень сонячної інсоляції, масштаб потреб у післявоєнній відбудові та інтеграція у європейський енергетичний простір формують потужний фундамент для відновлення. Ключем до розблокування потенціалу є координація регуляторної та фінансової політики: прогнозовані правила РРА й балансування, запуск повноцінного ринку гарантій походження, розширення інструментів валютного хеджу та масштабування програм міжнародних гарантій. Лише так можливо знизити комбіновану ставку дисконтування до рівнів, сумісних із реальними LCOE українських ВДЕ-проектів, і перевести «зелений» сектор із режиму виживання у фазу сталого зростання.

РОЗДІЛ 3

ПЕРСПЕКТИВИ ФІНАНСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ЗЕЛЕНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В СУЧАСНИХ УМОВАХ

3.1 Світовий досвід фінансового забезпечення проектів зеленої енергетики

Переорієнтація енергетики на відновлювані джерела перетворилася на ключовий вектор світової економічної політики, оскільки традиційні види палива дедалі частіше асоціюються із вуглецевими ризиками, екологічними катастрофами та макроекономічною нестабільністю. Європейська «Зелена угода» – лише один із проявів загальносвітової тенденції: до середини сторіччя провідні юрисдикції планують досягти кліматичної нейтральності, скоротивши енергоспоживання та кардинально підвищивши частку відновлюваної генерації. Сучасні дослідження у галузі відновлюваної енергетики показують, уже сьогодні розвинені держави ЄС виробляють у середньому понад половину електроенергії з відновлюваних джерел, тоді як у групі країн, що наздоганяють, цей показник перевищує дві п'яті [64]. Висока кореляція між ВВП на душу населення і темпами розвитку «зеленої» енергетики ($r \approx 0,7$) свідчить про те, що фінансова спроможність лишається критичним чинником енергетичного переходу.

За останнє десятиріччя глобальний попит на чисту енергію стимулював безпрецедентний приплив капіталу. Міжнародні організації фіксують подвоєння обсягів інвестицій у ВДЕ порівняно з початком 2010-х, а для окремих сегментів (сонячна та вітрова енергетика) темпи встановленої потужності випереджають приріст традиційних генерацій у кілька разів. Викликає інтерес не лише масштаб, а й структура фінансування. Від класичних субсидій та feed-in-тарифів ринки поступово змістилися у бік конкурентних аукціонів, зелених облігацій і механізмів змішаного фінансування, що поєднують приватний капітал із пільговими коштами багатосторонніх банків розвитку. Податкові пільги залишаються найефективнішим каталізатором пропозиції, тоді як гарантійні

інструменти та страхування політичних ризиків покликані зменшити премію за ризик у країнах з нестабільними регуляторними режимами.

Визначальним трендом останніх років є швидке здешевлення технологій і, відповідно, зменшення LCOE (levelized cost of energy). Завдяки цьому сонячні та вітрові проекти дедалі частіше конкурують з викопним паливом без прямої державної підтримки. Проте фінансові рішення залишаються неоднорідними: у розвинених країнах домінують ринкові інструменти (зелені та перехідні облігації, корпоративні PPA), тоді як у країнах, що розвиваються, державні банківські гарантії та кредити експортно-кредитних агентств усе ще відіграють вирішальну роль. Саме тому пропонована у статті Ginevičius методика оцінки інтенсивності та рівномірності розвитку ВДЕ надає особливого значення не тільки кінцевому результату, а й стабільності фінансових потоків у динаміці.

Зростання зацікавленості інвесторів підкріплюється також макроекономічними аргументами. Дослідження ОЕСД та МВФ демонструють позитивний зв'язок між поширенням ВДЕ і показниками енергетичної продуктивності, а фінансова інклюзія опосередковано посилює цей ефект [65]. Однак низка емпіричних робіт наголошує на неоднозначності впливу відновлюваної енергетики на економічне зростання: результати залежать від стадії розвитку, структури економіки та якості інституцій. Для частини експортерів викопного палива швидке переключення капіталу може навіть створювати про циклічні ризики. Тому світовий досвід напрацьовує не універсальну, а гнучку модель фінансового забезпечення, що враховує місцеву ресурсну базу, доступність мережевої інфраструктури, технічні обмеження та соціально-економічні пріоритети.

З боку приватних фінансових ринків ключовим залишається розвиток «зеленого» боргового інструментарію. Від 2016 р. емісія відповідних паперів зростала у середньому на третину щорічно, причому до кола емітентів увійшли не лише суверенні та квазі-суверенні позичальники, а й транснаціональні корпорації. Високий попит пояснюється одночасно диверсифікаційним ефектом для інвестора та регуляторними інноваціями (таксономії стійкої діяльності,

вимоги до ESG-розкриття), що фактично формують премію за «зеленість». У той же час для дрібних і середніх проектів дедалі частіше застосовують механізми краудфандингу та енергетичних кооперативів; вони розширюють коло бенефіціарів і зменшують трансакційні витрати, але потребують прозорої правової бази.

Специфічну нішу посідають проекти мікромереж та децентралізованої генерації. За оцінками галузевих аналітиків, у регіонах з низькою щільністю електромереж їх запровадження на 20–30 % дешевше за продовження експлуатації автономних дизель-генераторів. Тут фінансування все частіше поєднує грантові компоненти з доходами від вуглецевих кредитів, що відкриває доступ на ринки капіталу навіть для над малих підприємств.

Нарешті, важливу роль відіграє державна політика зниження ризиків. Мова йде про створення умов, за яких приватний капітал готовий фінансувати довгострокові інфраструктурні активи без надмірних премій. Прикладами є кредитні гарантії, страхування від зміни законодавства, довгострокові контракти на різницю (CfD) та валютні хеджі, надавані багатосторонніми банками. Досвід показує: у країнах, де такі механізми діють системно, темпи зростання відновлюваної генерації були майже вдвічі вищими, ніж у державах із фрагментарною підтримкою.

Для України, яка перебуває на етапі перегляду енергетичної стратегії, вивчення цих практик дозволяє уникнути помилок піонерів та швидко інтегруватися у глобальний «зелений» фінансовий простір, залучаючи капітал на прийнятних умовах і формуючи власні конкурентні переваги у період переходу до вуглецево-нейтральної економіки.

У 2023 році виробництво відновлюваної електроенергії у ЄС випередило виробництво електроенергії з викопного палива та зайняло домінуючу роль у Європейській енергосистемі. У той же час, атомна електроенергія продовжує тренд до падіння.

Особливо актуальним для України може стати досвід передових Європейських країн у контексті реалізації проектів ВДЕ. У Додатку А наведено

інформацію стосовно загальної генерації об'єктів зеленої енергетики. Особливу увагу привертають передові Європейські країни: Іспанія, Франція, Німеччина, Італія, Норвегія та Велика Британія. У зазначених країнах загальні обсяги генерації об'єктами ВДЕ мали значні обсяги ще у 2014 (початок спостережень). Правове регулювання зеленої енергетики цих країн уже пройшло етап формування, а тому є актуальним прикладом для наслідування Україною.

У Додатку Б наведено обсяги генерації СЕС у Європейських країнах. Помітно виділяється уже Україна, що за останні 6 років помітно наростила потужності сонячної генерації та увійшла до ТОП-10 європейських країн за обсягами. Для отримання більш актуальної інформації стосовно сучасних умов інвестування у проекти ВДЕ, варто звернутися до іншого показника. У Додатку В розраховано інформацію про щорічний приріст загальної генерації електроенергії об'єктами ВДЕ. Найбільший приріст показали Болгарія, Кіпр, Естонія, Фінляндія, Угорщина, Литва, Нідерланди, Північна Македонія, Польща та Словенія.

У Польщі, для прикладу, фінансування ВДЕ базується на поєднанні довгострокових аукціонів, корпоративних РРА, випуску «зелених» облігацій та інтеграції ESG-критеріїв у всі етапи проектного циклу. Щорічні технологічно-орієнтовані аукціони з чітким п'ятирічним календарем і окремими лотами для малих і великих потужностей гарантують прогнозовану ціну та обсяг закупівлі електроенергії. Паралельно ринок корпоративних РРА стрімко зростає: ці контракти зараз пропонують вищі тарифи за МВт*год, ніж аукціонні ставки, і дають інвесторам перший ринковий вектор у країні з відносно вугільною генерацією. Провідні енергетичні компанії, наприклад Polenergia, вже випускають «зелені» облігації за принципами ICMA та відповідно до Європейської таксономії, залучаючи кошти під низький купон для проектів у будівництво та модернізацію інфраструктури. Висока увага до ESG-аудиту та звітності за стандартами ESRS спонукає міжнародні банки й фонди пропонувати кращі умови фінансування, а потреба в консалтингових послугах стимулює розвиток спеціалізованих фірм із підтримки компаній на шляху декарбонізації

[66]. Україна може запозичити цю модель, запровадивши прозорий та стабільний розклад аукціонів, стимулюючи корпоративні PPA, розвиваючи ринок «зелених» облігацій за міжнародними стандартами та інтегруючи ESG-звітність для залучення дешевих капіталів і посилення інвестиційної привабливості.

Дослідження Norqu і Fidrmuc [67], присвячене порівнянню тридцяти двох країн ЄС та Південно-Східної Азії у період 2000–2020 рр., дозволяє зробити кілька узагальнень, що суттєво доповнюють попередні висновки щодо глобальних фінансових механізмів енергетичного переходу. Швидкість зростання ВДЕ залежить від домінування фондових або банківських ринків: лише в юрисдикціях із розвиненими ринками «зелені» облігації сприяють росту, тоді як у банко-центричних економіках високі ставки та консервативні підходи гальмують інвестиції. Ефект ринку капіталу стає значущим лише після досягнення рівня фондової капіталізації близько 50 % ВВП, що вимагає одночасного розвитку ліквідного ринку та програм підтримки ВДЕ. Банківська підтримка без додаткових стимулів навпаки сповільнює впровадження чистої енергії через коротку амортизацію й високі забезпечення. ЄС уже тестує зниження ризикових ваг для ВДЕ, що може знизити вартість боргу на 20–30 б.п. Стабільна довгострокова політика — цілі, ETS, таксономія — знижує регуляторні ризики, а фінансова інклюзія й fintech-платформи розширюють доступ до децентралізованих рішень. Стабільна ціна вуглецю додає дохідний потік, підвищуючи рентабельність. Інтеграція цих елементів формує багаторівневу модель фінансування зеленої енергетики. Ця стратегія поєднує макрорівневу прозорість кліматичної політики, мезорівневу диверсифікацію фінансових ринків та мікрорівневі інструменти для зниження транзакційних витрат домогосподарств і малого бізнесу.

Отже, результати міжрегіонального порівняння підтверджують: країни, які прагнуть прискорити зростання відновлюваної генерації, мають орієнтуватися на комплексне зміцнення фінансової екосистеми — від розвитку ліквідних ринків капіталу й упровадження податкових та регуляторних стимулів для банків до впровадження прозорих механізмів ціноутворення на вуглець. Лише така

інтегрована стратегія здатна одночасно зменшити вартість капіталу, розширити базу інвесторів і забезпечити стійкість фінансових потоків упродовж усього періоду енергетичного переходу.

3.2 Рекомендації щодо залучення інвестицій у сонячну енергетику в Україні

Забезпечення масштабного припливу капіталу в сонячну енергетику неможливе без усунення регуляторної волатильності, яка протягом 2014–2024 рр. спричинила різкі коливання обсягів будівництва СЕС у відповідь на перегляд «зеленого» тарифу й затримки розрахунків із виробниками [15; 19]. У Таблиці 3.1 наведено обсягів інвестицій у проекти ВДЕ, яким встановлено зелений тариф:

Таблиця 3.1

Інформація щодо обсягу інвестицій в об'єкти відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, млн євро

Рік	ВЕС	Білогаз	Біомаса	Малі ГЕС	СЕС	Загальний підсумок
2009	144.9	0.0	4.3	105.8	0.0	255.0
2010	0.0	0.0	4.5	31.8	3.9	40.2
2011	125.9	0.0	0.0	16.1	321.2	463.2
2012	89.3	0.0	4.0	4.0	312.2	409.5
2013	222.7	9.5	19.2	3.8	528.4	783.6
2014	259.1	12.1	24.5	8.3	88.9	392.9
2015	0.0	5.1	0.0	12.6	23.2	40.9
2016	16.8	5.1	5.8	5.4	118.9	152.0
2017	33.5	23.5	0.0	8.8	223.1	288.9
2018	80.7	20.9	16.3	6.8	648.1	772.7
2019	739.4	67.9	62.9	8.9	3 160.4	4 039.5
2020	151.6	16.2	29.9	5.3	978.9	1 181.9
2021	422.4	31.1	56.0	6.7	466.4	982.6
2022	96.5	9.3	3.9	1.7	147.9	259.3

Джерело : Створено автором на основі [70]

У межах оновленої енергетичної політики доцільно законодавчо зафіксувати інтегрований Національний план з енергії та клімату з фіксованою часткою сонячної генерації у валовому виробництві електроенергії та чітким

графіком поступового переходу від фіксованого FiT (Feed-in tariff) до аукціонної feed-in-premium-системи. Наявність п'ятирічного календаря аукціонів із попередньо визначеними квотами та верхньою межею «премії» дасть змогу інвесторам формувати дострокові портфелі проєктів із прогнозованою дохідністю [68]. Водночас у договорах РРА необхідно закріпити «стабілізаційне застереження» щодо незмінності податкових умов і тарифоутворення на весь строк контракту — така практика вже використовується у праві ЄС і пропонується до імплементації Міністерством енергетики України [14].

Другим стратегічним блоком виступає архітектура зниження ризиків. Для компенсації воєнних і політичних факторів уряд потенційно може укласти рамкову угоду з міжнародними фінансовими партнерами (наприклад, MIGA) про надання гарантій іноземним та локальним інвесторам, що реалізують СЕС поза зоною активних бойових дій. Додатково пропонується створити спеціалізовану організацію для страхування об'єктів відновлюваної інфраструктури, резерви якої формуватимуть гранти ЄС, пільгові кредити ЄБРР та страхові внески учасників. Для хеджування валютного ризику, властивого позиковому капіталу, доцільно розгорнути при НБУ FX-swap підрозділ за моделлю, апробованою при фінансуванні проєктів «Укренерго» [69].

Диверсифікація джерел та інструментів фінансування є наступною передумовою зниження вартості капіталу. Першочергово слід активізувати випуск місцевими громадами кліматичних облігацій, кошти від яких спрямовуватимуться на дахові СЕС муніципальних будівель; відсоткова ставка таких паперів нижча від середньої ринкової на 1,5–2 відсоткових пункти, що підтверджують емісії Варшави та Вільнюса [41].

Суттєвий резерв залучення додаткових інвестицій приховано в корпоративному попиті на «чисту» енергію. З огляду на прогнозне подорожчання 1 МВт*год для бізнесу до 8 400 грн у 2025 р. [35] і хронічний дефіцит потужності, довгострокові корпоративні РРА мають потенціал стати ключовою рушійною силою будівництва нових СЕС. Законодавче врегулювання віртуальних та

фізичних РРА, а також типові контракти з балансувальним механізмом, розроблені НКРЕКП, дадуть змогу укласти угоди терміном 10-15 років, що

Нарощування локального виробничого контенту покликане не лише скоротити імпорт, а й підвищити стійкість ланцюга постачань. Запропоновано нульові ставки мита й ПДВ на імпорт елементів першої переробки (кремній, скло) для заводів з випуску PV-модулів, прискорену амортизацію (50 % у перший рік) обладнання виробників інверторів і систем акумуляторного зберігання енергії, а також експортні гарантії в разі поставок українського обладнання до країн ЄС.

З урахуванням зростання частки варіабельної генерації понад 25 % від загального виробництва електроенергії потреба у швидкодіючих системах накопичення оцінюється IRENA у 4 ГВт до 2030 р. [41]. Тариф на передачу електроенергії має включати мінімальний надбавочний компонент, що акумулюватиметься у фонді компенсації вимушених розвантажень ВДЕ. Паралельно BESS можливе також допущення до ринку допоміжних послуг як окремих продуктів із платою за резервну готовність.

Розвиток дрібномасштабних СЕС для малого та середнього бізнесу і домогосподарств також дає поштовх для розвитку важливого інвестиційного сегменту. Для реалізації такої мети можливе формування програми пільгової програми державної підтримки кредитування для СЕС вартістю до 10 млн грн, а також створення краудфандингових платформ для спільного залучення коштів. Подібні заходи дозволять стимулювати розвиток МСБ та дозволять отримати економічну вигоду домогосподарствам.

Зростаючий інтерес світу до ESG (environmental social governance) також потребує уваги уряду. Рекомендується створення прозорої системи оцінки впливу встановлюваної СЕС для бізнесу чи домогосподарства. У перспективі, підприємства з достатнім рівнем компенсації створеного вуглецевого сліду не тільки отримають переваги на не екологічними конкурентами на світовому ринку (особливо, ринку ЄС), а й зможуть отримати звільнення від потенційного

екологічного податку, що поступово впроваджується в країнах ЄС і у перспективі може бути впровадженим в Україні.

Дослідження проведене у другому розділі роботи доводить економічну вигідність встановлення СЕС для власного споживання українськими підприємствами з дисконтованим терміном окупності у 3 роки. З точки зору підприємства досягається зниження майбутніх прямих виробничих витрат чи операційних витрат на обслуговування адміністративних будівель. Крім того, знижується залежність бізнесу від зовнішнього постачання електроенергії, що набуває особливої актуальності в умовах війни. Підприємства, що впроваджують технології зеленої енергетики в сучасних умовах підвищують свою привабливість для іноземних інвесторів та потенційних грантових програм.

З точки зору держави знижується навантаження на електромережу, що дозволить забезпечити безперебійні поставки електроенергії домогосподарствам та бізнесу. Як наслідок, очікується скорочення імпорту та нарощення експорту електроенергії, а від так і зростання доходів державних та приватних енергетичних компаній. Доходи можуть бути спрямовані на відновлення втрачених за період бойових дій виробничих потужностей та модернізації існуючих енергомереж.

Запропонований комплекс заходів у регуляторній, фінансовій й технологічній площинах потенційно дозволяє знизити середньозважену вартість капіталу сонячних проєктів. Крім того, аналіз світового досвіду доводить економічну доцільність ґрунтового реформування державної політики щодо інвестицій у відновлювані джерела енергетики.

3.3 Удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики

Фінансово-правове регулювання зеленої енергетики в Україні пройшло складний шлях еволюції, що відображає як глобальні тенденції, так і національні особливості розвитку енергетичного сектору. Від перших кроків, закладених Законом України «Про енергозбереження» 1994 року, до сучасних механізмів

аукціонного відбору проектів відновлюваної енергетики, нормативна база поступово формувала умови для залучення інвестицій, стимулювання розвитку відновлюваних джерел енергії та інтеграції України до європейського енергетичного простору. Однак, попри досягнутий прогрес, чинна система регулювання залишається фрагментованою, що зумовлює необхідність її подальшого вдосконалення з урахуванням сучасних викликів і потреб ринку.

Однією з ключових проблем, що впливають на фінансову стійкість сектору ВДЕ, є нестабільність тарифної політики. Запровадження «зеленого тарифу» та контрактів на різницю створило передумови для довгострокового планування інвестицій, однак часті зміни умов тарифоутворення, відсутність чітких механізмів індексації та затримки з виплатами від «гарантованого покупця» призвели до зростання фінансової невизначеності. Інвестори, оцінюючи ризики, звертають увагу на відсутність законодавчих гарантій щодо термінів виплат і прозорості формування тарифів, що негативно впливає на привабливість ринку та стримує участь у нових аукціонах. Для подолання цієї проблеми доцільно запровадити автоматизовану систему індексації тарифів, яка враховуватиме інфляційні процеси, зміни валютного курсу та інші макроекономічні фактори. Такий підхід дозволить забезпечити прогнозованість доходів для інвесторів і знизити ризики, пов'язані з коливаннями ринку.

Важливим напрямом удосконалення є підвищення прозорості та ефективності аукціонних процедур. Впровадження аукціонів у 2019 році мало на меті оптимізувати розподіл державної підтримки та забезпечити конкуренцію між учасниками ринку. Однак, на практиці, недостатня деталізація процедур, відсутність єдиного електронного майданчика для проведення аукціонів і обмежений доступ до інформації про результати відбору створюють передумови для виникнення правових прогалин і зловживань. Для підвищення довіри до аукціонної системи необхідно розробити стандартизовані правила участі, забезпечити відкритість даних про учасників і результати торгів, а також запровадити незалежний моніторинг процедур. Важливим кроком стане створення єдиного цифрового реєстру ВДЕ, який міститиме інформацію про всі

проекти, їх технічні характеристики, обсяги виробництва та фінансові показники. Такий реєстр дозволить не лише підвищити прозорість ринку, а й забезпечить ефективний контроль за виконанням зобов'язань учасників.

Інституційна фрагментація між основними регуляторами — Міністерством енергетики, НКРЕКП та Держенергонаглядом — ускладнює координацію політики та розподіл відповідальності за реалізацію регуляторних функцій. Відсутність чітко визначених повноважень і механізмів взаємодії між цими органами призводить до дублювання функцій, затримок у прийнятті рішень і зниження ефективності державного управління. Для вирішення цієї проблеми доцільно створити міжвідомчу координаційну раду з питань розвитку ВДЕ, яка забезпечуватиме узгодженість дій, оперативний обмін інформацією та спільну розробку стратегічних документів. Крім того, необхідно законодавчо закріпити обов'язок регулярного оприлюднення даних про обсяги виробництва, стан мереж та результати реалізації державних програм, що сприятиме підвищенню відкритості та підзвітності регуляторів.

Окремої уваги потребує питання модернізації енергетичної інфраструктури та інтеграції накопичувачів енергії. Сучасне законодавство не містить чітких стандартів щодо участі акумуляторних систем у балансуванні енергосистеми, а також не передбачає механізмів залучення місцевих громад до процесу розвитку ВДЕ. Відсутність нормативного врегулювання ускладнює впровадження інноваційних технологій, обмежує можливості для підвищення гнучкості енергосистеми та знижує рівень соціальної підтримки проектів. Для усунення цих прогалин необхідно розробити та затвердити технічні регламенти щодо інтеграції накопичувачів, визначити порядок їх участі у ринках допоміжних послуг і балансування, а також створити стимули для залучення інвестицій у відповідну інфраструктуру. Важливим аспектом є впровадження механізмів участі місцевих громад у прийнятті рішень щодо розміщення об'єктів ВДЕ, що сприятиме підвищенню рівня довіри та зменшенню соціального опору.

В умовах воєнних ризиків, що стали особливо актуальними після 2022 року, виникає потреба у розробці спеціальних правових інструментів захисту та

страхування майна ВДЕ на окупованих або прифронтових територіях. Чинна нормативна база не містить положень щодо компенсації збитків, завданих внаслідок воєнних дій, а також не передбачає механізмів державної підтримки для відновлення пошкоджених об'єктів. Для підвищення стійкості сектору до зовнішніх шоків доцільно запровадити державні гарантії страхування інвестицій у ВДЕ, створити спеціальні фонди компенсації збитків та розробити процедури швидкого відновлення інфраструктури. Важливим напрямом є також адаптація стандартів безпеки та експлуатації об'єктів ВДЕ до умов підвищеного ризику, що передбачає посилення вимог до захисту критичної інфраструктури та розробку планів дій у надзвичайних ситуаціях.

Ще одним важливим аспектом удосконалення фінансово-правового регулювання є забезпечення прозорості та відкритості процесу прийняття нормативних рішень. Недостатність процедур громадського моніторингу та обмежений доступ до інформації про зміст і мотиви регуляторних актів поглиблюють недовіру до державних органів і підвищують адміністративні бар'єри для бізнесу. Для вирішення цієї проблеми необхідно запровадити обов'язкові консультації з громадськістю на всіх етапах розробки нормативних документів, забезпечити онлайн-доступ до проектів рішень та аналітичних матеріалів, а також створити механізми зворотного зв'язку для врахування пропозицій і зауважень зацікавлених сторін. Важливим інструментом підвищення прозорості може стати впровадження електронних платформ для обговорення та моніторингу реалізації державної політики у сфері ВДЕ.

Удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики має базуватися на принципах стабільності, прозорості, інклюзивності та адаптивності до зовнішніх викликів. Стабільна тарифна політика з автоматичною індексацією дозволить забезпечити прогнозованість доходів для інвесторів і знизити ризики, пов'язані з коливаннями ринку. Вдосконалення механізмів прозорих аукціонів і впровадження єдиного цифрового реєстру ВДЕ сприятимуть підвищенню конкуренції, ефективності розподілу ресурсів і контролю за виконанням зобов'язань. Розробка нормативів із інтеграції зберігачів енергії та

спеціальних правових механізмів адаптації до воєнних умов підвищить стійкість сектора та довіру інвесторів. Посилення інституційної координації, відкритість процедур прийняття рішень і залучення громадськості до процесу формування політики сприятимуть підвищенню легітимності та ефективності державного регулювання.

Загалом, удосконалення фінансово-правового регулювання зеленої енергетики є необхідною передумовою для сталого розвитку сектору, інтеграції України до європейського енергетичного ринку та досягнення цілей декарбонізації економіки. Реалізація запропонованих заходів дозволить не лише усунути існуючі бар'єри, а й створити сприятливі умови для залучення інвестицій, впровадження інноваційних технологій і підвищення енергетичної безпеки держави.

ВИСНОВКИ

Проведене дослідження фінансових аспектів впровадження технологій зеленої енергетики в сучасних умовах України дозволило комплексно оцінити як теоретичні засади, так і практичні механізми розвитку цього стратегічного напрямку. В роботі обґрунтовано, що фінансування є ключовим чинником, який визначає темпи та масштаби впровадження відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної енергетики. Аналіз нормативно-правової бази засвідчив, що Україна має достатньо розвинену систему державної підтримки, яка включає «зелений» тариф, аукціони, податкові пільги та інші стимули. Водночас, нестабільність законодавства, затримки з виплатами за вироблену електроенергію та часті зміни регуляторних умов створюють додаткові ризики для інвесторів і гальмують залучення довгострокового капіталу.

Особливу увагу в роботі приділено аналізу сучасного стану ринку сонячної енергетики. Встановлено, що до 2020 року основним драйвером зростання галузі був високий «зелений» тариф, який забезпечував швидке повернення інвестицій та приваблював для як українських, так і міжнародних інвесторів. Однак подальша реструктуризація тарифної політики, а також вплив зовнішніх факторів, зокрема військових дій, призвели до зміни бізнес-моделей у секторі. Підприємства дедалі частіше орієнтуються на встановлення сонячних електростанцій для власного споживання, що дозволяє знизити залежність від коливань ринкових цін на електроенергію та підвищити енергетичну автономність. Емпіричний аналіз показав, що термін окупності інвестицій у СЕС для бізнесу скоротився до 3–4 років, а економічна ефективність таких проектів зростає у зв'язку зі збільшенням тарифів на електроенергію для промислових споживачів.

Дослідження джерел і інструментів фінансування проектів зеленої енергетики дозволило виокремити кілька основних напрямів. По-перше, державні програми та фонди, які забезпечують субсидії, пільгові кредити та гарантії для інвесторів. По-друге, приватні інвестиції, що надходять як від

українських, так і від іноземних компаній, часто у партнерстві з банками розвитку чи міжнародними фінансовими організаціями. По-третє, інноваційні фінансові інструменти, такі як «зелені» облігації, механізми енергосервісних контрактів (ЕСКО), а також моделі державно-приватного партнерства. Важливим чинником стало зростання ролі міжнародної фінансової підтримки, зокрема грантів, кредитних ліній та технічної допомоги, що дозволяє зменшити вартість капіталу та підвищити фінансову стійкість проектів.

Окремо проаналізовано фінансові ризики, які супроводжують впровадження проектів у сфері відновлюваної енергетики. Серед основних ризиків виділено політичну та регуляторну нестабільність, валютні коливання, інфляційний тиск, технологічні затримки, а також ризики, пов'язані з військовими діями. Для мінімізації цих ризиків у роботі запропоновано низку заходів, серед яких удосконалення правового поля, запровадження прозорих і довгострокових правил гри для інвесторів, розвиток страхових механізмів, а також розширення державних гарантій і підтримки для стратегічних проектів. Важливим напрямом є також стимулювання впровадження систем накопичення енергії, що дозволяє підвищити гнучкість енергосистеми та зменшити залежність від зовнішніх факторів.

Практична частина дослідження була присвячена моделюванню економічної ефективності впровадження сонячних електростанцій для власного споживання на прикладі підприємств різної потужності. Розрахунки показали, що навіть за консервативних сценаріїв інвестиції у СЕС залишаються привабливими: чиста приведена вартість проектів є позитивною, внутрішня норма доходності перевищує середньоринкову вартість капіталу, а рівень LCOE (собівартість виробленої електроенергії) є значно нижчим за середні тарифи на електроенергію з мережі. Це свідчить про те, що власна генерація може стати ефективним інструментом підвищення конкурентоспроможності підприємств, особливо в умовах зростання цін на енергоносії та нестабільності енергопостачання.

У роботі також розглянуто світовий досвід фінансування проектів зеленої енергетики, зокрема використання аукціонних механізмів, «зелених» облігацій, спеціалізованих фондів та програм підтримки інновацій. Аналіз показав, що для України доцільно адаптувати найкращі міжнародні практики з урахуванням національних особливостей, зокрема щодо залучення приватного капіталу, розвитку ринку «зелених» фінансових інструментів та створення сприятливого інвестиційного клімату. Важливим є також розвиток партнерства між державою, бізнесом і міжнародними організаціями, що дозволяє акумулювати ресурси для реалізації масштабних проектів та забезпечити їхню фінансову стійкість.

Наукова новизна дослідження полягає у комплексному підході до аналізу фінансових механізмів підтримки зеленої енергетики, поєднанні теоретичних і практичних методів оцінки ефективності інвестицій, а також у розробці рекомендацій щодо удосконалення фінансово-правового регулювання галузі. Практична значущість роботи визначається можливістю використання отриманих результатів для формування державної політики, розробки інвестиційних стратегій підприємств, а також для підвищення обізнаності потенційних інвесторів щодо переваг і ризиків впровадження проектів у сфері відновлюваної енергетики в Україні.

Підсумовуючи, можна стверджувати, що розвиток зеленої енергетики в Україні має значний потенціал, однак його реалізація потребує комплексного підходу до фінансування, удосконалення нормативно-правової бази, стабільності регуляторного середовища та активної участі всіх зацікавлених сторін. Впровадження запропонованих у роботі рекомендацій сприятиме підвищенню інвестиційної привабливості галузі, забезпеченню енергетичної незалежності країни та досягненню цілей сталого розвитку. Перспективними напрямками подальших досліджень є розробка моделей комбінованого фінансування із залученням систем накопичення енергії, аналіз впливу нових технологій на економічну ефективність проектів, а також вивчення довгострокових сценаріїв розвитку ринку відновлюваної енергетики в умовах глобальних і національних викликів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Global Landscape of Renewable Energy Finance. *IRENA*. : веб-сайт. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Feb/IRENA_CPI_Global_RE_finance_2023.pdf (дата звернення: 30.01.2025).
2. Михайлова Л., Семенишина І., Шпатакова О. Зелена енергетика як чинник енергетичної незалежності України. *Економіка та суспільство*. 2023. № 47.
3. Поліщук С., Коцюбайло М. Зелена енергетика як інструмент набуття енергетичної незалежності вітчизняними підприємствами. *Економічний простір*. 2022. № 181. С. 183–187.
4. Сагайдак І. С., Балагура О. О., Макаренко В. В. Зелена енергетика в контексті загроз економічній та національній безпеці. *Економіка та держава*. 2020. № 6. С. 113–117.
5. Financing the Green Energy Transition. *Deloitte* : веб-сайт. URL: <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/financing-the-green-energy-transition.html> (дата звернення: 05.02.2025).
6. Alharbi S. S., Al Mamun M., Boubaker S., Rizvi S.K.A. Green finance and renewable energy: A worldwide evidence. *Energy Economics*. 2023. Vol. 118.
7. Global Landscape of Climate Finance 2023. *Climate Policy Initiative* : веб-сайт. URL: <https://www.climatepolicyinitiative.org/publication/global-landscape-of-climate-finance-2024/> (дата звернення: 05.02.2025)
8. Hou H., Wang Y., Zhang M. Green finance drives renewable energy development: empirical evidence from 53 countries worldwide. *Environmental Science and Pollution Research International*. 2023. Vol. 30, № 33. С. 80573–80590.
9. Selvarandian G., Jeyapaul P.P., Gunabalan B. Adoption of green financing strategies with renewable energy resources for global economic growth // *Global Economy Journal*. 2023. Vol. 22, № 4. С. 1–17.
10. World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5 °C Pathway. *IRENA* : веб-сайт. URL: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/>

Mar/IRENA_WETO_Preview_2023.pdf?rev=2ca35086907b42cca651b0179a7c639c (дата звернення: 12.02.2025).

11. Zherlitsyn D. M., Nechyporenko A. V. Bioresources price trend and GDP growth adjustment // *International Journal of Advanced Biotechnology and Research*. 2019. Vol. 10, Special Issue-1. P. 379–383.
12. Hu Y., Jin Y. Unraveling the influence of green bonds on environmental sustainability and paving the way for sustainable energy projects in green finance // *Environmental Science and Pollution Research International*. 2023. Vol. 30, № 52. P. 113039–113054.
13. Про енергозбереження : Закон України від 1 черв. 1994 р. № 74/94-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-%D0%B2%D1%80> (дата звернення: 01.06.2025).
14. Про електроенергетику : Закон України від 16 жовт. 1997 р. № 575/97-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80> (дата звернення: 01.06.2025).
15. Про внесення змін до деяких законів України щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел : Закон України від 1 квіт. 2009 р. № 5148-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1220-17#Text> (дата звернення: 01.06.2025).
16. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 7 лип. 2010 р. № 5140-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15#Text> (дата звернення: 01.06.2025).
17. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13 квіт. 2017 р. № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 01.06.2025).
18. Про внесення змін до деяких законів щодо впровадження конкурсного відбору : Закон України від 24 квіт. 2019 р. № 810-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/810-20> (дата звернення: 01.06.2025).
19. Про внесення змін до деяких постанов Кабінету Міністрів України щодо надання фінансової державної підтримки фізичним особам, які

- встановлюють у власних домогосподарствах генеруючі установки, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії : постанова Кабінету Міністрів України від 28 черв. 2024 р. № 766. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/766-2024-%D0%BF#Text> (дата звернення: 01.06.2025).
20. Державна програма розвитку відновлюваної енергетики. *Міністерство енергетики України* : веб-сайт. URL: <https://mev.gov.ua/> (дата звернення: 01.06.2025).
21. Зборівець Ю. Б., Якімцов В. В. Фінансування відновлювальної енергетики в Україні: сучасний стан та майбутні тенденції // *Scientific Bulletin of UNFU*. 2024. Т. 34, № 6. С. 68–75.
22. Миколайчук М. М., Дроздова Т. І., Бурдига Д. М. Розвиток відновлювальної енергетики: світові тенденції та завдання для національної безпеки України // *Державне управління: удосконалення та розвиток*. 2023. № 3.
23. Олексів І. Б., Дрібнюк А. М. Аналіз сучасних інструментів інвестування у відновлювану енергетику України // *Менеджмент та підприємництво в Україні: етапи становлення і проблеми розвитку*. 2023. № 2. С. 9.
24. Climate Bonds publishes provisional 2024 numbers and key factors for thriving 2025 market. *Climate Bonds* : веб-сайт. URL: <https://www.climatebonds.net/resources/press-releases/2025/01/climate-bonds-publishes-provisional-2024-numbers-and-key-factors> (дата звернення: 17.03.2025).
25. Energy. *European Investment Bank* : веб-сайт. URL: <https://www.eib.org/en/projects/topics/energy-natural-resources/energy/index>
26. Фролова Г. С., Фролов Д. К. Інституційні особливості міжнародного фінансування інноваційної діяльності в Україні // *Економіка та держава*. 2020. № 10. С. 105–110.
27. Halushchak Iryna., Kuzheliev Mykhailo, Melnyk Viktor, Myhovych Tetiana, Zhytar Maksym. Methodical aspects of evaluation of financial architecture of

- economy // *WSEAS Transactions on Business and Economics*. 2020. Vol. 17, № 27. P. 260–268.
28. Виробництво електроенергії за типами генерації (щорічні дані). *Energy map* : веб-сайт. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/5f056b55-53ba-4978-8f20-e5e14db26ed9/> (дата звернення: 17.03.2025).
29. Встановлена електрична потужність виробників «зеленої» енергії. *Energy map* : веб-сайт. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/699855af-945a-477a-93e7-d479b56f8e2c/> (дата звернення: 20.03.2025).
30. Hou H., Wang Y., Zhang M. Green finance drives renewable energy development: empirical evidence from 53 countries worldwide // *Environmental Science and Pollution Research*. 2023. Vol. 30, № 33. P. 80573–80590.
31. Звіт про стан енергетичної системи України. *Міністерство енергетики України* : веб-сайт. URL: https://mev.gov.ua/statistics?page=9&__cf_chl_tk=kWPVvYxsGSH (дата звернення: 25.03.2025).
32. Суходоля О.М., Харазішвілі Ю.М., Рябцев Г.Л. Енергетична безпека України: перспективна модель управління ризиками. Київ : НІСД, 2023. 152 с.
33. Пропозиції Європейської Бізнес Асоціації щодо відновлення економіки України та її інтеграції до єдиного ринку ЄС. *Європейська Бізнес Асоціація* : веб-сайт. URL: <https://eba.com.ua/research/doslidzhennya-ta-analytyka/> (дата звернення: 02.04.2025).
34. Інфляційний звіт. Січень 2025. *Національний банк України*.: веб-сайт. URL: https://bank.gov.ua/admin_uploads/article/IR_2025-Q1.pdf?v=11 (дата звернення: 03.04.2025).
35. Тарифи на електроенергію для підприємств. *Міністерство фінансів України* : веб-сайт. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/electric/prom/> (дата звернення: 04.04.2025).
36. Розвиток енергетики України. *Український інститут майбутнього* : веб-сайт. URL: <https://uifuture.org/publications/rozvytok-energetyky-ukrayiny/> (дата звернення: 05.04.2025).

- 37.Відновлювальна енергетика в Україні: аналітичний звіт. *BDO в Україні* : веб-сайт. URL: <https://www.bdo.ua/uk-ua/insights-2/information-materials/2023/analytical-report-on-the-ukrainian-renewable-energy-sector> (дата звернення: 05.04.2025).
- 38.Підвищення конкурентоспроможності в Україні шляхом створення сталого законодавчого підґрунтя для роботи енергосервісних компаній. *OECD* : веб-сайт. URL: https://www.oecd.org/content/dam/oecd/uk/publications/reports/2019/04/enhancing-competitiveness-in-ukraine-through-a-sustainable-framework-for-energy-service-companies-escos_fa91f78d/7cda704a-uk.pdf (дата звернення: 05.04.2025).
- 39.ЄБРР оголошує «пакет стійкості» €2 млрд у відповідь на війну Росії проти України. *EU4Business* : веб-сайт. URL: <https://eu4business.org.ua/news/ebrd-unveils-2-billion-resilience-package-in-response-to-the-russian-invasion-of-ukraine/> (дата звернення: 04.05.2025).
- 40.Investing in renewable energy in Ukraine: how corporate PPAs ensure stability and profit. *Lexology* : веб-сайт. URL: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=8abd50f8-b810-44cb-8d96-6b6dc1d9d415> (дата звернення: 12.05.2025).
- 41.Renewable power generation costs in 2023. *International Renewable Energy Agency* : веб-сайт. Режим доступу: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf (дата звернення: 04.04.2025).
- 42.Реєстр об'єктів електроенергетики та електроустановок споживачів. *НКРЕКП* : веб-сайт. URL: <https://data.gov.ua/dataset/baa9ff01-1f1d-4537-b3e0-3abce0ec8805> (дата звернення: 05.04.2025).
- 43.Net Present Value (NPV) - Project Finance. *RVI* : веб-сайт. URL: <https://courses.renewablesvaluationinstitute.com/pages/academy/net-present-value-npv> (дата звернення: 10.04.2025).
- 44.INVESTMENT OPPORTUNITY OF ENERGY SECTOR. *Ukraine Invest* : веб-сайт. URL: <https://ukraineinvest.gov.ua/wp->

- content/uploads/2024/08/energy-sector-of-ukraine-1.pdf (дата звернення: 11.04.2025).
45. Калькулятор сонячної електростанції. *Правильне споживання* : веб-сайт. URL: https://sun-energy.com.ua/sun-calculator?srsltid=AfmBOor8-DUJKP_Wox_K0xbtjml7phcWomWLM0xci9R43TLjHlbe9bS- (дата звернення: 14.04.2025).
46. Сонячні станції від YASNO під ключ. *Yasno* : веб-сайт. URL: <https://yasno.com.ua/solar-stations> (дата звернення: 14.04.2025).
47. Brealey R., Myers S., Allen F., Edmans A. Principles of Corporate Finance / R. Brealey, S. Myers, F. Allen, A. Edmans. – 14-е вид. – New York : McGraw Hill Higher Education, 2023. – 275 с.
48. IEA PVPS Task 13 Report: Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates. *VDE RENEWABLES* : веб-сайт. URL: <https://www.vde.com/renewables/newsroom/iea-pvps-task-13/guidelines-o-m-pvpp-different-climates> (дата звернення: 20.04.2025).
49. Cost of Capital Study. *KPMG* : веб-сайт. URL: <https://kpmg.com/de/en/home/insights/overview/cost-of-capital.study.html> (дата звернення: 20.04.2025).
50. Country Default Spreads and Risk Premiums. *Damodaran* : веб-сайт. URL: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html (дата звернення: 20.04.2025)
51. Annual Report 2023/24. *Fraunhofer* : веб-сайт. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/annual_reports/fraunhofer-ise-annual-report-2023-2024.pdf (дата звернення: 21.04.2025).
52. Jordan D. C., Kurtz S. R. Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review. NREL Journal. 2012. June.
53. Koller T., Goedhart M., Wessels D. Valuation : Measuring and Managing the Value of Companies / T. Koller, M. Goedhart, D. Wessels. – 7-е вид. – Hoboken : Wiley, 2020. – 896 с.

54. The EBRD in Ukraine. *EBRD* : веб-сайт. URL: <https://www.ebrd.com/home/what-we-do/where-we-invest/ukraine.html> (дата звернення: 26.04.2025).
55. Financial Stability Report. *Національний банк України* : веб-сайт. URL: <https://bank.gov.ua/en/stability/report> (дата звернення: 15.04.2025).
56. Policy Responses to the Energy Crisis in Ukraine. *OECD* : веб-сайт. URL: https://www.oecd.org/en/publications/oecd-policy-responses-on-the-impacts-of-the-war-in-ukraine_dc825602-en.html (дата звернення: 26.04.2025).
57. АКТУАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ ЩОДО РОЗРАХУНКІВ З ВИРОБНИКАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ. *Гарантований покупець*: веб-сайт. URL: https://www.gpee.com.ua/news_item/342 (дата звернення: 24.04.2025).
58. UKRAINE FOURTH RAPID DAMAGE AND NEEDS ASSESSMENT. *World bank* : веб-сайт. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099022025114040022/pdf/P1801741ca39ec0d81b5371ff73a675a0a8.pdf> (дата звернення: 26.04.2025).
59. War-Risk Insurance Facilities in Ukraine. *Multilateral Investment Guarantee Agency* : веб-сайт. URL: <https://www.miga.org/migas-ukraine-response> (дата звернення: 26.04.2025).
60. Capacity and Grid Adequacy Report: Ukraine 2023. *EUROPEAN COMMISSION* : веб-сайт. URL: https://enlargement.ec.europa.eu/system/files/2023-11/SWD_2023_699%20Ukraine%20report.pdf (дата звернення: 28.04.2025).
61. New Energy Outlook. *BloombergNEF* : веб-сайт. URL: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/new-energy-outlook/> (дата звернення: 16.03.2025).
62. Green Recovery and Sustainable Energy Investment Needs. *UNDP Ukraine* : веб-сайт. URL: <https://www.undp.org/ukraine/projects/green-energy-recovery-programme-ukraine> (дата звернення: 29.04.2025).
63. Financing Clean Energy in Emerging Economies. *International Energy Agency* : веб-сайт. URL: <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy->

- transitions-in-emerging-and-developing-economies (дата звернення: 30.04.2025).
64. Ginevičius R., Noga G., Petraškevičius V., Žemaitis E., Novotný M. Assessing Renewable Energy Growth in the European Union. *Energies*. 2025. Vol. 18, No. 7. Article number: 1688.
65. Financing Climate Futures: Rethinking Infrastructure. *OECD* : веб-сайт. URL: https://www.oecd.org/en/publications/financing-climate-futures_9789264308114-en.html (дата звернення: 30.04.2025).
66. The growing importance of ESG in the Polish market. *Rödl & Partner* : веб-сайт. URL: <https://www.roedl.com/insights/esg-news/2024-2/growing-importance-esg-in-polish-market> (дата звернення: 02.05.2025).
67. Horky F., Fidrmuc J. Financial development and renewable energy adoption in EU and ASEAN countries. *Energy Economics*. 2024. Vol. 131.
68. Ukraine Country Strategy 2018-2023. *EBRD* : веб-сайт. URL: <https://old.eu4business.eu/medias/ebd-ukraine-country-strategy-2018-2023> (дата звернення: 05.05.2025).
69. NBU Welcomes Launch of New Service – FX Swap with Central Counterparty – by Settlement Center. *Національний банк України* : веб-сайт. URL: <https://bank.gov.ua/en/news/all/natsionalniy-bank-vitaye-zapusk-rozrahunkovim-tsentrom-novogo-servisu-valyutniy-svop-z-tsentralnim-kontragentom> (дата звернення: 08.05.2025).
70. Інвестиції у потужності «зеленої» генерації. *Energy map* : веб-сайт. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/02f06812-5ab4-49e0-8fa7-e70337f81988/> (дата звернення: 09.05.2025).
71. RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2024. *IRENA* : веб-сайт. URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024> (дата звернення: 09.05.2025).
72. Baranovskyi, O. I., Zherlitsyn, D. M., Nechyporenko, A. V., Sokyрко, O. S. Econometric models of monetary policy effectiveness in Ukraine. *Financial and credit activity: problems of theory and practice*. 2019. Vol 3. № 30. P. 226–235.

73. Брітченко І. Г. Формування системи державного управління інвестиційним процесом як головна передумова економічного зростання в Україні. *Вісник ДонДУЕТ*. 2001. №12. С. 15–22.
74. Пінчук А. В., Нечипоренко А. В. Формування інвестиційної стратегії підприємства. *Механізми економічного зростання і конкурентоспроможності національного господарства* : зб. матер. Всеукр. наук.- практик. конф., м. Київ, 8 грудня 2018 р. Громадська організація «Київський економічний науковий центр». К., 2018. Ч. 1. С. 103–105.
75. Кужелєв М. О. Формування парадигми корпоративної соціальної відповідальності в Україні. *Економічний часопис – XXI*. 2015. № 3–4 (1). С. 60–63.
76. Кужелєв М. О., Новицька О.В. Державна фінансова політика в сфері охорони навколишнього природного середовища: зарубіжний і національний виміри. *Економічний вісник університету*. 2016. Вип. 28(1). С. 189–197.
77. Горбовий А. Ю. Інноваційна модернізація менеджменту в умовах глобальної нестабільності : монографія / за заг. ред. А. Ю. Горбового; М. О. Кужелєв, С. В. Онишко, В. І. Куценко, А. А. Олешко, М. В. Гусятинський, А. А. Халецька [та ін.]; УДФСУ. Ірпінь-Білосток, 2018. 305 с.
78. Zherlitsyn D., Rekunenko I., Nechyporenko A., Stabias S. Expanding portfolio diversification through cluster analysis beyond traditional volatility. *Investment Management and Financial Innovations*. 2025. №22(1). P. 147–159.

ДОДАТКИ

Додаток А

Total renewable energy in Europe [71]

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
	439	465	488	513	537	574	609	651	715	785
Europe	951	128	677	004	514	844	134	443	649	821
Albania	1 726	1 799	1 914	2 049	2 107	2 177	2 409	2 531	2 595	2 735
Andorra	51	51	51	51	52	53	54	55	55	55
Austria	17 839	18 473	19 336	19 596	20 376	20 774	21 156	22 110	23 489	26 712
Belarus	81	97	222	300	390	415	491	492	628	632
Belgium	5 982	6 368	6 695	7 419	8 300	9 511	11 273	11 888	13 053	15 047
Bosnia Herzg	1 719	1 725	1 776	1 808	1 886	1 930	1 953	2 039	2 086	2 116
Bulgaria	4 123	4 136	4 145	4 289	4 316	4 319	4 364	4 532	5 015	6 215
Croatia	2 577	2 713	2 793	2 916	2 979	3 068	3 255	3 490	3 585	3 980
Cyprus	221	244	252	278	289	322	400	485	595	778
Czechia	4 170	4 214	4 212	4 278	4 271	4 375	4 451	4 552	4 734	4 822
Denmark	6 750	7 109	7 410	8 194	8 902	9 180	9 656	10 867	12 167	13 024
Estonia	561	594	607	615	609	716	829	1 012	1 140	1 532
Faroe Islands	60	60	60	60	56	53	59	64	64	64
Finland	5 747	6 142	6 746	7 512	7 563	7 890	8 774	9 564	12 709	14 093
France	40 733	43 024	45 059	48 036	50 687	53 544	55 847	59 700	64 692	67 916
			104	112	118	125	131	139	149	166
Germany	90 325	97 851	436	514	905	068	686	077	143	939
Greece	8 010	8 138	8 424	8 686	9 020	9 923	10 921	12 456	13 681	15 805
Hungary	1 024	1 077	1 048	1 224	1 630	2 288	3 024	3 906	5 155	6 758
Iceland	2 653	2 658	2 659	2 711	2 862	2 869	2 879	2 879	2 880	2 880
Ireland	2 593	2 763	3 122	3 688	4 067	4 567	4 803	4 911	5 170	5 889
Italy	49 526	50 417	51 195	52 128	53 161	54 373	55 493	56 856	59 479	65 157
Kosovo*	44	44	81	121	121	139	154	158	192	267
Latvia	1 778	1 782	1 778	1 796	1 804	1 826	1 826	1 823	1 927	2 194
Lithuania	545	693	768	787	836	859	937	1 159	1 753	2 785
Luxembourg	225	239	301	318	324	386	430	504	572	782
Malta	58	78	98	116	137	160	193	210	225	234
Moldova Rep	69	69	71	81	106	110	116	153	255	308
Montenegro	653	662	668	747	748	794	817	817	837	857
Netherlands	4 661	5 748	7 203	7 937	9 867	12 569	18 663	23 472	29 329	35 627
North Macedonia	682	716	720	731	736	742	820	828	973	1 354
Norway	32 252	32 394	32 814	33 251	34 396	35 912	37 999	39 406	39 774	40 211
Poland	5 638	6 919	7 881	7 982	8 301	9 361	12 275	16 457	22 522	27 331
Portugal	11 573	12 154	13 209	13 541	13 753	14 118	14 208	15 074	17 109	18 415
Romania	11 152	11 212	11 162	11 145	11 169	11 169	11 121	11 120	11 580	11 763
Serbia	2 423	2 440	2 461	2 482	2 695	2 910	2 928	2 957	3 067	3 181
Slovakia	2 380	2 384	2 397	2 385	2 329	2 431	2 377	2 406	2 433	2 515
Slovenia	1 405	1 420	1 408	1 479	1 474	1 512	1 612	1 704	1 863	2 296
Spain	46 850	47 708	47 798	47 948	48 283	54 601	57 313	62 011	73 818	80 136
Sweden	25 528	26 869	27 805	28 179	29 180	31 156	31 951	34 505	37 573	40 646
Switzerland	14 638	15 040	16 259	17 049	17 470	17 826	18 334	19 025	19 726	21 440
UK	24 880	30 800	35 436	40 046	43 907	46 664	47 522	49 267	53 086	55 720
Ukraine	6 048	6 105	6 199	6 530	7 455	12 189	13 764	14 921	14 921	14 612
	352	371	388	405	423	451	479	516	575	640
European Union	718	257	080	786	435	019	820	882	557	449

Додаток Б

Total solar energy in Europe [71]

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Europe	91096	99605	106175	112307	121572	142339	162795	190928	233906	288644
Albania	1	1	1	1	1	14	21	23	100	240
Andorra	0	0	0	0	1	2	3	4	4	4
Austria	785	937	1096	1269	1455	1702	2043	2783	3792	6832
Belarus	4	6	47	80	154	154	160	163	273	273
Belgium	3015	3132	3329	3621	4000	4637	5573	6012	6756	8549
Bosnia Herzg	7	8	14	16	18	22	35	57	102	132
Bulgaria	1029	1028	1030	1031	1033	1044	1100	1275	1737	2937
Croatia	33	48	56	60	68	85	109	138	222	461
Cyprus	64	76	84	110	118	151	229	315	424	606
Czechia	2067	2075	2068	2075	2081	2111	2172	2246	2420	2499
Denmark	607	782	851	906	998	1080	1304	1704	3070	3529
Estonia	3	7	10	15	32	121	208	395	520	822
Faroe Islands	0	0	0	0	0					
Finland	11	17	39	82	140	222	318	425	664	900
France	6034	7138	7702	8610	9629	10738	11926	14612	17350	20551
Germany	37900	39224	40679	42293	45158	48914	53671	60038	67479	81739
Greece	2596	2604	2604	2606	2651	2834	3288	4277	5430	7030
Hungary	89	172	235	344	728	1400	2131	2968	4235	5835
Iceland	1	3	4	4	5	7	7	7	7	7
Ireland	3	5	11	29	53	96	152	228	289	738
Italy	18600	18907	19289	19688	20114	20871	21656	22600	24561	29795
Kosovo*	0	2	7	7	10	10	14	14	20	
Latvia	1	1	2	3	5	7	113	353		
Lithuania	69	69	70	74	82	103	164	255	572	1165
Luxembourg	110	116	122	128	131	160	187	277	317	432
Malta	55	75	94	112	132	155	188	205	222	231
Moldova Rep	1	1	2	2	3	5	4	14	60	87
Montenegro	3	3	22	42						
Netherlands	1007	1526	2135	2911	4608	7228	11110	14823	19600	23904
North										
Macedonia	15	17	17	17	17	17	85	91	190	535
Norway	13	15	27	45	68	120	160	205	366	666
Poland	27	108	187	287	562	1539	3955	7416	12170	15809
Portugal	415	447	513	579	667	901	1100	1646	2646	3876
Romania	1293	1326	1372	1374	1386	1398	1383	1394	1809	1917
Serbia	13	16	17	18	21	23	31	52	137	137
Slovakia	533	533	533	528	471	590	535	537	549	631
Slovenia	224	239	232	247	247	278	370	461	626	1034
Spain	7001	7008	7017	7027	7068	11111	12440	16019	25615	31016
Sweden	60	104	153	244	428	714	1107	1606	2388	3488
Switzerland	1061	1394	1664	1906	2173	2498	2973	3655	4340	5840
UK	5528	9601	11914	12760	13060	13345	13551	13915	14651	15919
Ukraine	819	841	955	1200	2003	5936	7331	8062	8062	8062
European Union	83982	88090	91901	96644	104442	120615	138868	165145	206075	257190

Додаток В

y.o.y. growth of renewable energe generagion. Розраховано автором на основі [71]

Region	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Europe	6%	5%	5%	5%	7%	6%	7%	10%	10%
Albania	4%	6%	7%	3%	3%	11%	5%	3%	5%
Andorra	0%	0%	0%	2%	2%	2%	2%	0%	0%
Austria	4%	5%	1%	4%	2%	2%	5%	6%	14%
Belarus	20%	129%	35%	30%	6%	18%	0%	28%	1%
Belgium	6%	5%	11%	12%	15%	19%	5%	10%	15%
Bosnia Herzg	0%	3%	2%	4%	2%	1%	4%	2%	1%
Bulgaria	0%	0%	3%	1%	0%	1%	4%	11%	24%
Croatia	5%	3%	4%	2%	3%	6%	7%	3%	11%
Cyprus	10%	3%	10%	4%	11%	24%	21%	23%	31%
Czechia	1%	0%	2%	0%	2%	2%	2%	4%	2%
Denmark	5%	4%	11%	9%	3%	5%	13%	12%	7%
Estonia	6%	2%	1%	-1%	18%	16%	22%	13%	34%
Faroe Islands	0%	0%	0%	-7%	-5%	11%	8%	0%	0%
Finland	7%	10%	11%	1%	4%	11%	9%	33%	11%
France	6%	5%	7%	6%	6%	4%	7%	8%	5%
Germany	8%	7%	8%	6%	5%	5%	6%	7%	12%
Greece	2%	4%	3%	4%	10%	10%	14%	10%	16%
Hungary	5%	-3%	17%	33%	40%	32%	29%	32%	31%
Iceland	0%	0%	2%	6%	0%	0%	0%	0%	0%
Ireland	7%	13%	18%	10%	12%	5%	2%	5%	14%
Italy	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	5%	10%
Kosovo*	0%	84%	49%	0%	15%	11%	3%	22%	39%
Latvia	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	6%	14%
Lithuania	27%	11%	2%	6%	3%	9%	24%	51%	59%
Luxembourg	6%	26%	6%	2%	19%	11%	17%	13%	37%
Malta	34%	26%	18%	18%	17%	21%	9%	7%	4%
Moldova Rep	0%	3%	14%	31%	4%	5%	32%	67%	21%
Montenegro	1%	1%	12%	0%	6%	3%	0%	2%	2%
Netherlands	23%	25%	10%	24%	27%	48%	26%	25%	21%
North									
Macedonia	5%	1%	2%	1%	1%	11%	1%	18%	39%
Norway	0%	1%	1%	3%	4%	6%	4%	1%	1%
Poland	23%	14%	1%	4%	13%	31%	34%	37%	21%
Portugal	5%	9%	3%	2%	3%	1%	6%	14%	8%
Romania	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	2%
Serbia	1%	1%	1%	9%	8%	1%	1%	4%	4%
Slovakia	0%	1%	-1%	-2%	4%	-2%	1%	1%	3%
Slovenia	1%	-1%	5%	0%	3%	7%	6%	9%	23%
Spain	2%	0%	0%	1%	13%	5%	8%	19%	9%
Sweden	5%	3%	1%	4%	7%	3%	8%	9%	8%
Switzerland	3%	8%	5%	2%	2%	3%	4%	4%	9%
UK	24%	15%	13%	10%	6%	2%	4%	8%	5%
Ukraine	1%	2%	5%	14%	64%	13%	8%	0%	-2%
European Union	5%	5%	5%	4%	7%	6%	8%	11%	11%