

ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ІНТЕГРАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАЛЬНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

ECONOMIC ASPECTS OF INTEGRATION RENEWABLE GENERATION IN ELECTRICITY NETWORKS

УДК 338.64

Клопов І.О.

к.е.н., доцент,

доцент кафедри інформаційних технологій та економічної безпеки бізнесу

Запорізька державна інженерна академія

У статті розглянуто особливості підключення електричних станцій, побудованих на основі використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), до електричних мереж та їхній вплив на режим роботи таких мереж. Проаналізовано заходи політики, що реалізовані в країнах ЄС і фокусуються на умовах доступу до енергосистеми.

Ключові слова: альтернативна енергетика, відновлювальні джерела енергії, механізми державного регулювання, електричні мережі, підключення.

В статье рассмотрены особенности подключения электрических станций, построенных на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), к электрическим сетям и их влияние на режим

работы таких сетей. Проанализированы меры политики, реализованные в странах ЕС и фокусирующиеся на условиях доступа к энергосистеме.

Ключевые слова: альтернативная энергетика, возобновляемые источники энергии, механизмы государственного регулирования, электрические сети, подключение.

The article describes the features of the connection of power plants that are based on the use of renewable energy sources to electric networks and their impact on these networks operation. Analyzed the policies implemented in the EU and focusing on conditions for access to the grid.

Key words: alternative energy, renewable energy, mechanisms of regulation of electric network connection.

Постановка проблеми. Об'єктивною передумовою подальшого розвитку альтернативної енергетики в Україні є формування ефективних і прозорих механізмів державного регулювання та забезпечення результативності їх функціонування. Отже, необхідно подальше удосконалення механізмів державного регулювання та стимулювання розвитку альтернативної енергетики в Україні, розробка відповідних заходів впливу держави, орієнтованих на створення сприятливих умов для подальшого її розвитку, що й зумовлює актуальність даного дослідження.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Найбільш вагомими дослідженнями, в яких розглядаються проблеми формування ринку альтернативної енергетики, а також доводиться необхідність інвестування коштів у виробництво альтернативних видів палива, є праці О.Л. Волошина, П.С. Канигіна, С.О. Кудрі, С.П. Кунгаса, Н.М. Мхитаряна, С.В. Нараєвського, Б.Г. Ніколаєва, О.М. Суходолі, Б.В. Лукутіна, А.І. Шевцова. Нині опубліковано достатню кількість досліджень відновлюваної енергетики з точки зору технічних і екологічних аспектів. Проте недостатньо досліджень, які розкривають тенденції та особливості економічних аспектів інтеграції ВДЕ до енергосистеми країни.

Постановка завдання. Метою дослідження є обґрунтування вибору схем фінансування приєднання відновлювальної генерації до електричних мереж.

Для досягнення мети були поставлені та вирішені такі завдання:

– досліджено міжнародний досвід фінансування приєднання до електричних мереж об'єктів, побудованих на основі використання відновлювальних джерел енергії;

– проаналізовано наявний стан політики приєднання до енергетичних мереж об'єктів електроенергетики, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії в Україні.

Виклад основного матеріалу дослідження. Двома основними видами витрат, пов'язаних із використанням ВДЕ, є розробка самого ресурсу (наприклад, установка вітряка або будівництво гідроелектростанції) і вартість підключення до розподільчої або передавальної мережі.

Тоді як витрати на розробку ресурсу повністю покладаються на інвестора, визначення та розподіл витрат на підключення між розробником і мережевою компанією часто є питанням політики або вибору регулюючого органу [2, с. 25].

Витрати на підключення нового генератора ВДЕ складаються з трьох елементів.

По-перше, вартість витрат на підключення, яка включає в себе установку кабелів і можливу зміну трансформаторних станцій до моменту підключення до енергосистеми. Ця вартість, головним чином, залежить від двох чинників: відстані від енергосистеми і рівня напруги в точці підключення.

Другим елементом є посилення енергосистеми, щоб вона могла пристосуватися до збільшеного навантаження. Виявлення цієї вартості набагато проблематичніше, ніж у разі вартості підключення. Вона залежить у цілому від розміру доданої потужності, структури енергосистеми і, отже, змін звичайної структури навантаження.

Третім елементом витрат є інвестиції в регульовані електростанції, які збільшують гнучкість системи для масивного прийняття ВДЕ, такі як гнучкі генератори, що працюють на газі, або різні установки для зберігання енергії (наприклад, насосні

гідроелектростанції або накопичувачі енергії на стислому повітрі). Ці установки переважно підключаються до системи передачі, але невеликі ємності для зберігання можуть також підключатися до розподільної мережі [3].

Роботи з підключення і пов'язані з цим витрати, як правило, поділяються між установками споживачів і оператором розподільної системи (ОРС) або оператором передавальної системи (ОПС). Межу між окремими тарифними зонами часто називають «межа поділу відповідальності». Це точка розподілу фінансової відповідальності між ОРС/ОПС і споживачем.

Що стосується робіт, які повинні бути виконані для здійснення підключення, то можна розглядати такі види активів (обладнання):

- устаткування для посилення мережі, необхідне для модернізації наявної системи ОРС/ОПС. Іноді розширення до наявної системи також називається посиленням мережі (тобто випадок «супердрібного підключення») [4, с. 27];

- розширення наявної системи до установок споживача. Іноді розширення називають нарощуванням;

- роботи з підключення обладнання, що належить споживачу, до розширеної системі ОРС/ОПС, як правило, у комерційних рамках проекту. Іноді вони називаються «безпосередні активи підключення» або «прямі активи».

Залежно від розташування межі поділу відповідальності може бути розроблена методика, що стосується «глибокого», «дрібного» або навіть «гібридного» підключення. Основними варіантами тарифних політик підключення є такі.

1. Політика дрібного підключення – передбачає стягування плати з проекту заявника за під'єднання ВДЕ до наявної системи, але часто передбачає плату за розширення системи і, як правило, буде припускати плату за безпосередні активи підключення.

Дрібний розподіл витрат вимагає, щоб виробники відновлюваної енергії оплачували тільки

витрати по підключенню. У цій моделі, використовуваної в більшості країн Європи, ОРС є тим, хто платить за будь-яке посилення енергосистеми. Ці витрати часто переносяться на споживачів. Основною перевагою є те, що тут немає високих бар'єрів для входження генераторів відновлюваної енергії, та оскільки витрати на підключення часто становлять 6–10% від усіх інвестиційних витрат, це допомагає поширенню цієї нової форми генерації (рис. 1). Крім того, витрати на підключення більш прозорі, і ОРС простіше розробляти і застосовувати відповідні правила визначення витрат і забезпечувати недискримінаційний доступ до енергосистеми.

2. Політика глибокого підключення – передбачає плату за підключення ВДЕ до наявної системи, а також за розширення і безпосередні активи підключення, тобто за все.

Глибокий розподіл витрат означає, що виробник відновлюваної енергії покриває як витрати підключення до енергосистеми, так і необхідні витрати на посилення енергосистеми. Таке регулювання застосовується, наприклад, в Іспанії та Хорватії. Його головна перевага полягає в тому, що він дає сигнал інвестору щодо розташування майбутнього об'єкту ВДЕ, оскільки точне місце розташування наявної мережі визначає витрати щодо посилення енергосистеми. І навпаки, головні недоліки полягають у тому, що попередні витрати на підключення такі високі, особливо під час утрудненого доступу до кредитів, що це унеможливорює доступ на ринок. Оцінка частки однієї інвестиції у витрати щодо посилення мережі надзвичайно залежить від іншого рішення щодо генерації, і, таким чином, її дуже проблематично оцінювати. Проблема першого доступу в особливе місце розташування є невід'ємною, тобто так чи інакше перший учасник повинен оплачувати повну вартість і стимулювати наступних учасників повертати якусь частку (або надання права першому учаснику призначати плату наступним) [3, с. 67].

Існують також проміжні ситуації, орієнтовані на розвиток певних інтересів (наприклад, розвиток

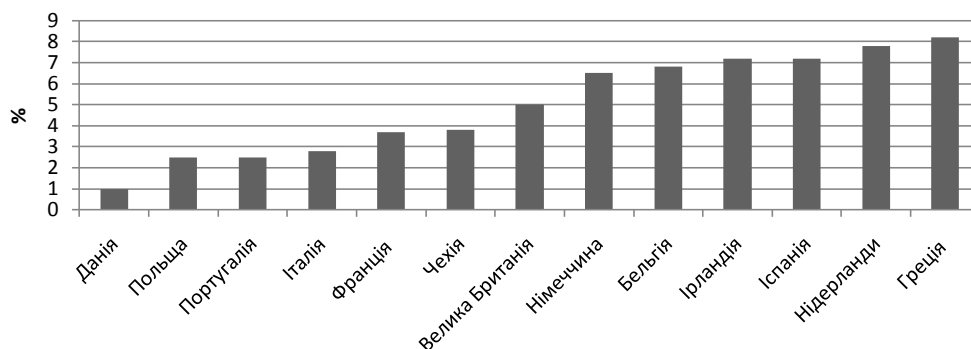


Рис. 1. Відносна вартість підключення вітрових електростанцій у різних країнах ЄС (середня вартість підключення як % від загальних інвестиційних витрат) [3, с. 68]

ВДЕ), які створюють так звану «гібридну» тарифну політику, у тому числі:

– «напівдрібну», за якої витрати на посилення і розширення мережі є спільними. Правила спільних витрат часто засновані на теоретичному розподілі витрат (тобто розподілі потужностей);

– «супердрібну», за якої межа поділу відповідальності проводиться за безпосередніми активами підключення, причому ОРС/ОПС оплачує посилення мережі, розширення системи й іноді – частину безпосередніх активів підключення.

Практика регулювання витрат на підключення різниться і в США, і в ЄС. Федеральна Комісія з регулювання енергетики поки що не прийняла загальний стандарт, і тому в США методи, використовувані для віднесення витрат на нові лінії передач, розрізняються залежно від оператора системи передач. В ЄС витрати на підключення регулюються Національними регулюючими агентствами [2, с. 27].

У табл. 1 представлено огляд стандартних умов доступу до розподільчої мережі та додаткові заходи політики для стимуляції виробників електроенергії з відновлюваних джерел в Австрії, Данії, Німеччині та Польщі.

Усі наведені країни пропонують виробникам електроенергії з відновлюваних джерел сприятливі умови доступу до енергосистеми. Серед чотирьох країн Німеччина має найбільш вигідні умови, а Польща – найменш вигідні. Всі чотири країни дають доступ до розподільчої мережі разом із ліцензією на ведення бізнесу та постачальникам електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел, законне право на пільгове під'єднання до мережі. У трьох країнах це відбувається безкоштовно. Три країни дають законне право на розширення енергосистеми для збільшення постачання електроенергії виробниками відновлюваних джерел енергії. Гарантія вхідного тарифу надається на період між 10 і 20 роками. Проте дуже сприятливі умови для виробників енергії з відновлюваних джерел у цих країнах створені за рахунок операторів енергосистеми, які мусять платити за фізичне під'єднання до енергосистеми та її розширення. Ці видатки потім перекладаються на

споживачів. Окрім того, гарантія вхідного тарифу, можливо, збільшує вартість електроенергії для бізнес-структур і домогосподарств.

Що стосується України, то відповідно до Закону «Про внесення змін до деяких законів України щодо плати за приєднання до мереж суб'єктів природних монополій», НКРЕКП під час схвалення інвестиційних програм та джерел їх фінансування для електропередавальних організацій урахує вартість послуг із приєднання генеруючих потужностей, які виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, згідно з порядком фінансування послуг із приєднання електроустановок до електричних мереж [1, с. 118].

Оновлена редакція статті 17-2 Закону України «Про електроенергетику» визначає основні параметри фінансування: приєднання електроустановок замовника, яке не є стандартним приєднанням, фінансується в розмірі розрахованої плати за приєднання за рахунок коштів, отриманих як плата за приєднання замовника. У разі недостатності таких коштів для виконання в повному обсязі робіт, згідно з проектно-кошторисною документацією, ці роботи фінансуються за рахунок плати за приєднання інших замовників, які приєднуються до того самого місця забезпечення потужності, або складової частини тарифу на передачу або розподіл електричної енергії, або за зверненням замовника за рахунок поворотної фінансової допомоги, яка може надаватися електропередавальною організацією. Додатково необхідні кошти для виконання в повному обсязі робіт згідно з проектно-кошторисною документацією передбачаються у складовій частині тарифу на передачу або розподіл електричної енергії в установленому законодавством порядку строком до п'яти років. Джерелом повернення коштів, залучених від замовника як поворотна фінансова допомога, є плата за приєднання інших замовників, що приєднуються до того самого місця забезпечення потужності, та складова частина тарифу на передачу або розподіл електричної енергії. Кошти, залучені від замовника як поворотна фінансова допомога, повертаються у строк до п'яти років відповідно до порядку фінансування послуг із приєднання електроуста-

Таблиця 1

Умови доступу до розподільчої мережі в деяких країнах ЄС [5, с. 44]

	Австрія	Данія	Німеччина	Польща
Ліберальний доступ до ринку для виробників із дозволом на господарську діяльність	+	+	+	+
Пільгове постачання електроенергії	+	×	+	×
Право на безоплатне фізичне під'єднання до розподільчої мережі	+	+ ¹	+	+ ²
Право на підвищення потужності	+	+ ¹	+	×
Гарантія вхідного тарифу (роки)	13	10	20	×

¹Залежно від наявної ємності

²Залежно від технічних можливостей: інвестор покриває витрати

новок до електричних мереж. Частка витрат для створення за рахунок тарифу на передачу або розподіл електричної енергії резерву потужності у місці забезпечення потужності, компенсована у складі плати за приєднання замовниками, приєднана потужність електроустановок яких забезпечується від того самого місця забезпечення потужності, враховується під час перегляду відповідної складової частини тарифу на передачу або розподіл електричної енергії шляхом виключення з тарифу відповідних сум.

Строк повернення поворотної фінансової допомоги замовнику встановлюється національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, відповідно до порядку фінансування послуг із приєднання електроустановок до електричних мереж і не може перевищувати 10 років. Джерелом повернення поворотної фінансової допомоги є складова частина тарифу на передачу або розподіл електричної енергії.

Висновки з проведеного дослідження. Отже, з різних позицій були проаналізовані переваги та недоліки кожної політики підключення ВДЕ до енергосистеми країни. Досліджено досвід застосування політик, що фокусуються на фінансових аспектах доступу до енергосистем у країнах ЄС та Україні. Підхід до ціноутворення «глибокого підключення» зобов'язує виробника оплачувати всі витрати на підключення плюс витрати, пов'язані з розширенням і посиленням мережі. Такий підхід до ціноутворення «глибокого підключення» відображає витрати і забезпечує хороший «сигнал розташування», який зазвичай необхідний для ефективної і надійної передавальної мережі. Політика ціноутворення «дрібно підключення» означає, що споживач оплачує тільки вартість активів

підключення, які є ключовими для підключення до мережі; всі витрати на посилення мережі поділяються між мережами користувачів. Даний підхід не забезпечує «сигналу розташування» меншою мірою відображає витрати. Гібридна модель поєднує в собі переваги двох моделей, пропонуючи підхід «дрібно підключення і забезпечуючи «сигнал розташування» за рахунок плати за потужність. Що стосується підключення електростанцій, що працюють на ВДЕ, то перевагу слід віддати політиці ціноутворення «дрібно підключення, або «гібридної» політиці: коли всі витрати на посилення розділяються між користувачами, рентабельність проектів поліпшується, а ціна підключення не є перешкодою для виходу на ринок, як за політики «глибокого» підключення.

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК:

1. Звіт «Дослідження, розробка рекомендацій та алгоритму дій суб'єктів господарювання, які мають намір реалізувати проекти з виробництва теплової та електричної енергії (з використанням «зеленого тарифу») з біомаси». – К., 2014. – 126 с.
2. Кадеряк П. Принципы регулирования для продвижения развития возобновляемых источников энергии в Черноморском регионе / П. Кадеряк. – К. : Naigus, 2012. – 70 с.
3. Кадеряк П. Регулирование возобновляемой энергии / П. Кадеряк, Ж. Пато, П. Солноки. – ERRА, 2011. – 113 с.
4. Мендельсонс А. Стимулирование инвестиций в сектор устойчивой энергетики в плане подключения к энергетической системе Беларуси / А. Мендельсонс, В. Янкаускас. – АНЕФ.24.ВУ., 2014. – 46 с.
5. Сомма А. Залучення інвестицій у сферу відновлювальної енергії України / А. Сомма. – К. : OECD, 2012. – 57 с.