

СТАНОВЛЕННЯ РИНКОВОГО МЕХАНІЗМУ СТИМУЛЮВАННЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ¹**Письменна У.Є.,***д.е.н., старший науковий співробітник сектору прогнозування розвитку ПЕК ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України», доцент НТУУ «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»***Согник І.М.,***д.е.н., професор, завідувач кафедри економіки підприємництва та бізнес-адміністрування Сумського державного університету***Кубатко О.В.,***д.е.н., професор, доцент кафедри економіки, підприємництва та бізнес-адміністрування Сумського державного університету***Трипольська Г.С.,***к.е.н., старший дослідник, старший науковий співробітник сектору прогнозування розвитку ПЕК ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України»***Курбатова Т.О.,***к.е.н., старший викладач кафедри міжнародних економічних відносин Сумського державного університету*

У статті розглядаються питання становлення в Україні ефективних ринкових механізмів стимулювання розвитку систем накопичення енергії. Досліджено сучасний стан систем накопичення енергії в Україні. Оцінено місткість сегменту систем накопичення енергії в енергоринку, обумовлену необхідністю виконання вимог Європейського енергетичного співтовариства щодо гнучкості об'єднаної енергосистеми, щодо відновлюваних джерел енергії та об'єктивною потребою у використанні таких систем у якості надавачів системних послуг. Визначено ступінь достатності ринкових і державних стимулів для впровадження і розвитку технологій накопичення енергії в умовах квазіконкурентного та повномасштабного ринку електроенергії України, з огляду на перспективні тенденції розвитку енергетики. Проведено аналіз вигід і витрат інвестиційних проєктів встановлення та експлуатації систем накопичення енергії в якості трьох найпоширеніших та перспективних для українського ринку електричної енергії типів застосувань: участь у ринку допоміжних системних послуг, участь у балансуєчому ринку та робота з метою зменшення системних обмежень об'єктів ВДЕ. Проведено аналіз чутливості показників проєктів цих типів застосувань залежно від низки параметрів, зокрема, варіації питомих капітальних витрат, ставок «зеленого тарифу», цін на ринку «на добу наперед» та кон'юнктури ринку системних послуг. Обґрунтовано, що в Україні системи накопичення енергії є найперспективнішими в якості надавачів системної послуги з первинного регулювання частоти та потужності, достатній резерв якої є однією з умов інтеграції ОЕС України до Європейської енергосистеми ENTSO-E, для чого необхідна участь таких систем у балансуєчому ринку та ринку допоміжних послуг за допомогою аукціонів на надання послуг з первинного регулювання із довгостроковим часовим горизонтом. Щодо перспектив розвитку децентралізованої енергетики, доведено, що розвиток децентралізованих систем накопичення у складі промислових об'єктів, блок-станцій та інших енергетичних об'єктів невеликої потужності має великий потенціал із переформатуванням архітектури енергосистеми на стандарти «розумних мереж», з метою формування принципово нових економічних стимулів розвитку систем накопичення енергії.

Ключові слова: системи накопичення енергії; ринок електричної енергії; гнучкість енергосистеми; енергетична сталість; відновлювані джерела енергії.

DOI: 10.21272/1817-9215.2021.3-4

ВСТУП

Поява і розвиток нових енергетичних технологій, необхідних для надійного функціонування енергетичного сектору як в Україні, так і у провідних країнах світу,

¹ Публікація підготовлена у рамках виконання наукового проєкту №2020.01/0135 «Формування економічних механізмів сталого розвитку відновлювальної енергетики в умовах глобальних та локальних загроз», який фінансується Національним фондом досліджень України.

The publication was prepared in the framework of the research project № 2020.01/0135 «Formation of economic mechanisms for sustainable development of renewable energy in the conditions of global and local threats to energy security of Ukraine», funded by the National Research Foundation of Ukraine.

вимагає ефективної роботи енергетичних ринків з метою формування адекватних цінкових та інвестиційних сигналів, а у протилежному випадку – регуляторних заходів із підтримки таких технологій. Сформоване два роки тому нове інституційне середовище на ринку електроенергії України на теперішній час генерує спотворені цінкові сигнали, які не відображають реальної кон'юнктури ринку і не надають підстав для інвестицій у розвиток потужностей. Така ситуація поглибилась об'єктивними регуляторними бар'єрами: регульованими цінковими обмеженнями на балансуючому ринку та ринку допоміжних послуг, регуляторною невизначеністю через перманентні зміни правил ринку.

Боргова криза електроенергетичного ринку, зростання частки непостійної генерації з ВДЕ і утруднення із алокацією гнучкої регулюючої потужності на тлі з поступовим перспективним вибуттям застарілих потужностей не сприяють системній надійності. ОЕС України наразі підійшла впритул до необхідності інтенсивної реалізації енергетичних трансформацій в площині збільшення гнучкості та нарощення системних резервів. Одним із пріоритетних шляхів у цьому напрямку може бути розвиток систем накопичення енергії (СНЕ).

АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

Питаннями перспектив розвитку електроенергетичної галузі на основі сучасних технологій займалися такі вітчизняні вчені, як Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк, А.В. Праховник [1]. Прогнозуванням можливих сценаріїв подальшого розвитку відновлювальних джерел енергії в Україні займалися О.А. Дячук, М.Г. Чепелев, Р.З. Подолець, Г.С. Трипольська [2]. Питання прогнозування потреби в різних технологіях електроакумуляції досліджувалося М. Чайльдом [3; 4] та іншими іноземними дослідниками. Натомість питання, пов'язані з перспективами розвитку СНЕ в умовах нового ринку електроенергії України для забезпечення сталих енергетичних трансформацій, залишаються відкритими та потребують подальших досліджень.

Економічному аналізу застосування СНЕ (переважно, акумуляторного типу) присвячено декілька досліджень, зокрема СНЕ в окремих країнах та у світі (Лазард [5], П. Ларссон, Ф. Борджессон [6], Світовий банк [7], IRENA [8], К. Рахман та ін. [9]), та в Україні (М. Чайльд [3], LCU [10] тощо). П. Ларссон та Ф. Борджессон [6] надали методичку та розрахунки LCOS – усередненої вартості СНЕ. IRENA розроблено і оприлюднено інструмент, за допомогою якого можна розрахувати цей показник для певних застосувань СНЕ. Фірмою Лазард в аналізі вартості СНЕ у 2017 р. [5] оцінені капітальні витрати залежно від типу літій-іонних СНЕ та їхнього розташування («до» або «після лічильника») відповідно на рівні 385-652 та 556-1289 дол/кВт встановленої потужності. М. Чайльдом прогнозується зниження CAPEX батарейних СНЕ із 300 євро/кВт-год у 2020 р. до 150 євро у 2030 р. та 75 євро у 2050 р [3]. Згідно з даними Світового банку, капітальна вартість СНЕ знизилась на 87% за останні 10 років та, як передбачається, до 2030 р. знизиться більше ніж вдвічі, а до 2035 р. – втричі [7].

ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ

Мета статті полягає в дослідженні сучасного стану розвитку СНЕ в Україні та оцінити достатність ринкових і державних стимулів для впровадження і розвитку технологій СНЕ в умовах квазіконкурентного та повномасштабного ринку електроенергії України, враховуючи сучасні тенденції розвитку енергетики.

МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Для вирішення поставлених завдань використано методи аналізу й синтезу, узагальнення, метод аналізу вигід і витрат – для обґрунтування перспектив впровадження в Україні проєктів СНЕ, метод аналітичних та логічних узагальнень – для обґрунтування застосовності державних і ринкових інструментів, а також структурно-функціональний метод і метод структурно-логічного аналізу.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Потреба в СНЕ в Україні. Згідно зі Звітом з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей НЕК «Укренерго» – 2020 [11] (далі – Звіт), необхідний резерв потужності на період 2022-2031 рр. складає 1800-2000 МВт на завантаження і 700-900 МВт на розвантаження. За вимогами Кодексу системи передачі, на теперішній час сумарна величина первинного регулювання по Об'єднаній енергосистемі України (ОЕС України) встановлена в обсязі ± 119 МВт, вторинного і третинного: $-143+1000$ МВт та $-500+1000$ МВт відповідно. Отже, вимоги на сьогодні відповідають перспективним, що не дає додаткових стимулів для розширення використання СНЕ. І навпаки, використання СНЕ для інтеграції в мережу вже збудованих і перспективних електростанцій з непостійною потужністю має високий потенціал. Також, згідно зі Звітом, у перспективі до 2031 р. ОЕС України потребуватиме введення в експлуатацію високоманеврених потужностей зі швидким стартом та швидких резервів на базі СНЕ, а також залучення об'єктів ВДЕ до регулювання і надання послуг із забезпечення резервів на розвантаження.

Крім того, згідно з європейською директивою RED II [12] щодо ВДЕ, технічно доцільним обсягом регулюючих потужностей (у т.ч. СНЕ) для забезпечення інтеграції непостійної генерації з ВДЕ в енергосистему є 900 кВт на кожен 1 МВт потужності з ВДЕ.

За даними НЕК «Укренерго» [13], на теперішній час необхідно до 200 МВт СНЕ акумуляторного типу для здійснення оперативного-диспетчерського управління ОЕС України. З урахуванням прогнозованого зростання потужності джерел ВДЕ в ОЕС України, у найближчий період до 2023 р. необхідно ввести в експлуатацію 1,5 ГВт СНЕ акумуляторного типу для забезпечення: 100 МВт – первинного резерву (ємністю 50 МВт*год); 500 МВт – вторинного резерву (ємністю 1000 МВт*год), 800 МВт – заміщуючого резерву (ємністю 3200 МВт*год). До 2030 р. загальний необхідний обсяг таких систем складе 2,2 ГВт.

Застосування СНЕ. Х. Ібрагім та ін. [14] розрізняють чотири групи типів застосувань: для генерації, для передачі та розподілу, для енергетичних послуг, для підтримки генерації з ВДЕ. Поза балансуємим ринком (БР) та ринком допоміжних системних послуг (РДСП), СНЕ можуть бути використані будь-якими учасниками ринку для: компенсації небалансів (зниження похибки прогнозування), зменшення обмежень ВДЕ, зсуву в часі відпуску в мережу потенційно невідпущеної через профіцит електроенергії, а також «арбітражу», або торгівлі накопиченої в періоди низьких цін електроенергії у періоди високих цін.

З метою економічної оцінки достатності цінових сигналів на ринку електроенергії України розглянемо наступні три типи застосувань СНЕ, які є найбільш актуальними для потреб ОЕС України на теперішній час і середньострокову перспективу:

I. СНЕ для зменшення обмеження потужності ВДЕ.

Проблема необхідності обмеження генерації ВДЕ оператором енергосистеми з метою забезпечення її стабільності посилюється із кожним мегаватом введеної в експлуатацію і приєднаної до мережі енергогенеруючої потужності з ВДЕ, яка характеризується нестабільним режимом роботи. Недостатність регулюючої потужності для інтеграції всіх об'єктів з ВДЕ, яким ОСП було видано ліцензії, обумовлює сумарне обмеження у 2020 р. на рівні близько 14 ГВт, найкрупнішим з яких було добове обмеження в обсязі близько 2 ГВт. Подальша інтеграція таких об'єктів без наявності в їхньому складі систем СНЕ призведе до зростання обсягів обмежень. Комерційний ризик невідпуску електроенергії в мережу від об'єктів з ВДЕ нівелюється законодавчим зобов'язанням ОСП компенсувати вартість невідпуску за «зеленими тарифами». Разом із цим, відповідно до світової практики, економічна відповідальність за небаланси є головним стимулом застосування СНЕ у складі об'єктів з ВДЕ. Тому, варто здійснити економічну оцінку присутності в ОЕС України СНЕ, достатніх для ліквідації обмежень ВДЕ в обсязі, наявному на 2020 р (максимум 2179 МВт).

II. СНЕ для вирівняння піків попиту на добовій кривій навантаження.

«Арбітраж», або комерційно привабливе накопичення у період низьких цін і подальшого відпуску в мережу електроенергії у період високих цін дозволяє згладжувати ділянки нічного провалу і ранкові та вечірні піки добової кривої навантаження енергосистеми. Проблемними при цьому є два аспекти: необхідність двічі сплачувати за послуги ОСП і ОСР (окрім таких СНЕ, як ГАЕС), а також нестабільний паритет мінімальних і максимальних цін на сегменті РДН в Україні. Для економічної оцінки цього типу застосування приймемо двократний паритет цін, або ціновий мінімум і максимум РДН на рівні, відповідно, 800 і 1600 грн/МВт*год. Обсяг послуги приймемо на мінімальному рівні 200 МВт.

III. СНЕ для надання послуг з резерву в енергосистемі.

Робота ринку допоміжних послуг із аукціонами на надання послуг з первинного регулювання із часовим періодом 3-5 років крупними обсягами 100-200 МВт для більш довготермінового горизонту і перспективного планування діяльності об'єктів СНЕ, за світовим досвідом, є найкращим підґрунтям для розвитку СНЕ як резерву підтримки частоти. Наразі кон'юнктура РДСП спроможна формувати середню ціну допоміжної системної послуги на рівні 1242 грн/МВт*год або плату за готовність в обсязі 2700 тис. грн/МВт на рік [15]. Такі величини є співставними з ціновою кон'юнктурою європейського енергоринку, а довготерміновість надає більші гарантії для повернення інвестицій. Обсяг встановленої потужності СНЕ приймемо на рівні 1500 МВт, визначеному в Звіті до 2023 р.

З метою визначення достатності ринкових сигналів для формування передумов реалізації проектів щодо різних типів застосувань СНЕ, здійснимо аналіз вигід і витрат за кожним обраним типом, визначивши параметри, прирісні ефекти, витрати і вигоди в часі та можливі інвестиційні результати. Методичні основи такого аналізу є класичними, і у застосуванні до обґрунтування регуляторних рішень та оцінки ефективності ринкової регуляторної політики подані у [16]. Інвестиційний горизонт у всіх проектах обмежений часом проектної експлуатації (для літій-іонних СНЕ –15 років).

Капітальні витрати приймаються разовими до початку експлуатації СНЕ і визначаються згідно з рекомендованими дослідниками питомими капітальними витратами на кіловат встановленої потужності. Річні рівні поточних витрат за проектами обумовлені прийнятими питомими річними експлуатаційними витратами, а також витратами на купівлю електроенергії для зарядження (для типу застосувань II). Річні рівні вигід за проектами обумовлюються ринковими надходженнями за продану попередньо накопичену електроенергію або за наданий резерв готовності в якості допоміжної системної послуги для об'єднаної енергосистеми. Припущення щодо рівнів ринкових цін ґрунтуються на динаміці цін у сегменті РДН (base, offpeak, peak), припущення щодо рівнів «зелених» тарифів – на величині діючого середньозваженого «зеленого» тарифу, а припущення щодо цін сегменту РДСП – на основі поточних ставок плати за системні послуги та експертних оцінок.

Основні припущення щодо економічних параметрів СНЕ і розрахунків річних доходів і витрат за проектами (типами застосувань) I-III наведені в табл. 1.

Оцінка показників інвестиційної привабливості за вказаними вище припущеннями і характеристиками (табл. 2) вказує на те, що I тип застосувань (зменшення обмежень ВДЕ) в Україні, попри те, що відсутні витрати на зарядження, а продаж здійснюється за значно вищим за ринковий «зеленим» тарифом, є комерційно непривабливим, а термін його окупності перевищує проектний термін експлуатації акумуляторних СНЕ (15 років). Головною причиною цього є низький коефіцієнт використання встановленої потужності таких СНЕ, тобто необхідність встановлення і резервування значного обсягу потужності відносно обсягу реалізованої електроенергії. Також, висока вартість капіталу, відсутність обов'язковості спорудження об'єктів ВДЕ із СНЕ як гібридів і зняття комерційного ризику обмежень ВДЕ з боку диспетчера ОЕС України шляхом компенсації недовідпущеної в мережу електроенергії за «зеленим»

тарифом є неринковими факторами, які не сприяють комерційній привабливості такого типу застосувань в Україні.

Таблиця 1 – Вхідні припущення та розрахунок доходів і витрат СНЕ за типами застосувань I-III

Доходи	
Обмеження потужності ВДЕ, МВт*год/рік	352295
Усереднена ставка «зеленого тарифу», грн/МВт*год	4000
Необхідна встановлена потужність СНЕ для ВДЕ, МВт	2179
Дохід I, млн грн/рік	1409
Ціна РДН (пік), грн/МВт*год	1600
Ціна РДН (офпик), грн/МВт*год	800
Обсяг "вирівнювання піків", МВт	200
Видача електроенергії, МВт*год/рік	292000
Дохід II, млн грн/рік	234
Ціна системної послуги усереднена, грн/МВт*год	1242
Плата за готовність з надання резерву, грн/МВт/рік	2700000
Загальна встановлена потужність СНЕ для надання системних послуг, МВт	1500
Дохід III, млн грн/рік	4050
Витрати	
Питомі капітальні витрати (CAPEX), грн/кВт	10395
Питомі експлуатаційні витрати (OPEX), грн/кВт/рік	162
Середньозважена вартість капіталу (WACC), %	20
Термін експлуатації, років	15
Усереднений добовий час роботи (t), год	4
Капітальні витрати за проектом I (Ссарех I), млн грн	22649
Річні експлуатаційні витрати за проектом I (Сорех I), млн грн на рік	353
Капітальні витрати за проектом II (Ссарех II), млн грн	2079
Річні експлуатаційні витрати за проектом II (Сорех II), млн грн на рік	32
Капітальні витрати за проектом III (Ссарех III), млн грн	15592,5
Річні експлуатаційні витрати за проектом III (Сорех III), млн грн на рік	243

Джерело: розрахунки авторів

Інвестиційна привабливість за II типом застосувань («арбітраж»), попри його комерційне спрямування, є невисокою (табл. 2), що поглиблюється необхідністю двічі сплачувати за послуги ОСП і ОСР, високою вартістю капіталу, а також нестабільним паритетом мінімальних і максимальних цін на сегменті РДН в Україні. Слід зазначити, що найбільш об'єктивна економічна оцінка такого застосування СНЕ має включати системний ефект (системну вартість), або сукупність економічного ефекту для експлуатантів СНЕ і ефекту від зниження системної вартості електроенергії внаслідок зменшення добової нерівномірності споживання (зменшення кількості пусків-зупинів маневрених енергоблоків). Так, наприклад, у Великій Британії розрахунковий ефект зменшення системної вартості від використання СНЕ складає 2-3 млрд фунтів стерлінгів завдяки: розширенню використання більш дешевої та низьковуглецевої генерації, оптимізації роботи розподільних мереж і, через це, зменшення потреби в інвестиціях у них, а також зменшення потреби в інвестиціях у пікову енергогенеруючу потужність [8].

III тип застосувань (надання послуг з резерву) виявився найбільш інвестиційно привабливим із терміном окупності проекту 4-6 років залежно від прийнятих капітальних витрат (табл. 2). Адекватні цінові сигнали РДСП і довготерміновість подібних інвестиційних угод створюють стимули для інвестицій. Пільгові умови кредитування в окремих випадках здатні підвищити привабливість проекту. Так, проект, що наразі реалізується ПрАТ «Укргідроенерго» спільно зі Світовим Банком, передбачає встановлення літій-іонних батарейних СНЕ загальною потужністю 197 МВт на гідроелектростанціях України, має IRR на рівні 22,6-31,4% із терміном окупності 3,8-5,2 років. Проте, заявлений обсяг аукціонів на закупівлю послуг з первинного регулювання (більше 100 МВт кожен) унеможливило залучення до цього

сегменту ринку електроенергії менші потужності. Адже зі зростанням ступеня децентралізованості енергосистеми збільшується роль саме невеликих локальних потужностей для забезпечення первинного резерву.

Таблиця 2 – Показники інвестиційної привабливості СНЕ за типами застосувань I-III

Показник	Проект I	Проект II	Проект III
IRR	-4%	5%	23%
NPV	-17711	-1138	2207
T окупн	21	10	4

Джерело: розрахунки авторів

Аналіз чутливості показників проектів I-III типів застосувань залежно від таких параметрів як варіації питомих капітальних витрат, ставок «зеленого тарифу», цін на РДН та кон'юнктури ринку системних послуг поданий у табл. 3. Аналіз свідчить, що навіть найбільш привабливі проекти типу III втрачають інвестиційну привабливість при зростанні питомих капітальних витрат на 100 дол. США. Показники проектів типу I, очевидно, залежать від збереження системи «зелених тарифів» і погіршаються при запровадженні «зелених» аукціонів на ВДЕ. Збільшення цінового паритету між мінімальною і максимальною ціною РДН впродовж доби здатне суттєво поліпшити показники проекту II типу, а зростання цін на системні послуги на 10% збільшує внутрішню норму доходності проектів на 3%.

Таблиця 3 – Аналіз чутливості проектів СНЕ за типами застосувань I-III

	Для значень	IRR 1	IRR 2	IRR 3
CAPEX, грн/кВт	10395	-4	5	23
	16200	-9	-1	13
	22896	-12	-5	7
«Зелений тариф», грн/МВт*год	4000	-4	5	23
	3000	-8	5	23
	2000	-14	5	23
Ціна РДН (офпик), грн/МВт*год	800	-4	5	23
	600	-4	9	23
	400	-4	13	23
Плата за готовність на РДСП, грн/МВт/рік	-20%	-4	5	18
	-10%	-4	5	20
	2700000	-4	5	23
	+10%	-4	5	26
	+20%	-4	5	29

Джерело: розрахунки авторів

ВИСНОВКИ

Аналіз підтверджує загальносвітовий тренд, який свідчить, що переважна бізнес-модель функціонування систем накопичення електроенергії великої потужності у світі – участь у РДСП. В Україні СНЕ набувають особливої актуальності як потенційні надавачі системної послуги з первинного регулювання частоти та потужності, достатній резерв якої є однією з умов інтеграції ОЕС України до Європейської енергосистеми ENTSO-E. Для ефективної участі СНЕ у системі регулювання частоти і потужності необхідна участь СНЕ на сегментах балансуючого ринку та ринку допоміжних послуг із аукціонами на надання послуг з первинного регулювання із часовим періодом 3-5 років для більш довготермінового горизонту і перспективного планування діяльності об'єктів СНЕ, що надаватимуть такі послуги і, відповідно, формування привабливих умов для окупності інвестицій.

Найоб'єктивніша економічна оцінка застосування СНЕ – оцінка системного ефекту (системної вартості) як сукупності економічного ефекту для експлуатантів СНЕ та ефекту від зниження системної вартості електроенергії внаслідок зменшення добової нерівномірності споживання, оптимізації потужності та підвищення системної надійності. Гнучке формування балансуючих груп виробникам з ВДЕ, замість однієї балансуючої групи Гарантованого Покупця, створення «віртуальних електростанцій»

та запровадження динамічний у прив'язці до часу доби розрахунків винагороди виробникам з ВДЕ, які працюють на умовах системи підтримки за результатами аукціонів дозволить сформувати цінові сигнали для запровадження гібридної роботи СНЕ у складі енергогенеруючих об'єктів з ВДЕ.

Розвиток децентралізованих СНЕ у складі промислових об'єктів, блок-станцій та інших енергетичних об'єктів невеликої потужності, який наразі нерозвинений в Україні, має великий потенціал із переформатуванням архітектури енергосистеми на стандарти SMART grid, як і зі зростанням сигналів вуглецевого ринку і участю України у Європейській зеленій угоді, що сформує принципово нові, відмінні від наявних, економічні стимули інвестування у СНЕ. Актуальною є розробка нормативно-методичного та алгоритмічного забезпечення ефективно сумісної роботи генераторів електричної енергії (як централізованої, так і розосереджених джерел) та споживача, який має власні генеруючі потужності. Використання СНЕ дає можливість активному споживачеві, виходячи зі своїх потреб, оптимізувати свій режим електроспоживання як з метою мінімізації витрат на електроенергію, так і з метою отримання доходу від продажу електроенергії.

SUMMARY

Pysmenna U., Sotnyk I., Kubatko O., Trypolska G., Kurbatova T. Market mechanism formation for stimulating the development of energy accumulation systems in Ukraine.

The article considers the issues of establishing in Ukraine the effective market mechanisms to stimulate the development of energy storage systems. The current state of energy storage systems in Ukraine is studied. The capacity of the segment of energy storage systems in the energy market, due to the need to meet the requirements of the European Energy Community on the flexibility of the integrated energy system, renewable energy sources and the objective need to use such systems as system service providers. The sufficiency of market and state incentives for the broad application and development of energy storage technologies in the conditions of quasi-competitive and full-scale electricity market of Ukraine is determined, taking into account the perspective tendencies of energy development. The cost and benefit analysis of investment projects for installation and operation of energy storage systems for three most common and prospective types of applications for the Ukrainian electricity market: participation in the market of ancillary system services, participation in the balancing market and system constraints reduction (renewables) is conducted. The sensitivity of project indicators of these types of applications is analyzed depending on the number of parameters: variations in specific capital expenditures, green tariff rates, market prices "day ahead" and market conditions of system services. It is substantiated that in Ukraine the energy storage systems are the most promising as the providers of system services for primary regulation of frequency and power, a sufficient reserve of which is one of the conditions for integration of the Ukrainian power system into the European energy system ENTSO-E, ancillary services through auctions for the provision of primary regulation services with a long-term time horizon. Regarding the prospects for the development of decentralized energy system, it is proved that the development of decentralized storage systems consisting of industrial facilities, substations and other low-capacity energy facilities has great potential with reformatting the energy system architecture to "smart grid" standards to form fundamentally new economic incentives for the development of energy storage systems.

Keywords: energy storage systems; electricity market; system flexibility; energy sustainability; renewables.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П., Праховник А.В. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні. Технічна електродинаміка. 2012. № 5. С. 52–67.
2. Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року / О. Дячук, М. Чепелев, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін.; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої. Київ: АРТ КНИГА, 2017. 88 с.
3. Michael Child et al. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine. Lappeenranta University of Technology. URL: https://www.researchgate.net/publication/315117520_The_role_of_storage_technologies_for_the_transition_to_a_100_renewable_energy_system_in_Ukraine. (дата доступу: 05.07.2021)
4. Michael Child et al. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine – Supplementary Material. Lappeenranta University of Technology. URL: https://www.researchgate.net/publication/313255514_Role_of_storage_technologies_for_the_transition_to_a_100_renewable_energy_system_in_Ukraine_-_Supplementary_Material?ev=prf_high. (дата доступу: 05.07.2021)
5. Lazard's levelized cost of storage. URL: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf> (дата доступу: 05.07.2021)
6. Larsson, P., & Börjesson, P. (2018). Cost models for battery energy storage systems (Dissertation). Retrieved from <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-235914> (дата доступу: 05.07.2021)

7. Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems URL: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33971/Economic-Analysis-of-Battery-Energy-Storage-Systems.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (дата доступу: 05.07.2021)
8. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. IRENA, 2017 URL: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33971/Economic-Analysis-of-Battery-Energy-Storage-Systems.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (дата доступу: 05.07.2021)
9. Rahmann, Claudia & Mac-Clure, Benjamin & Vittal, V. & Valencia, Felipe. (2017). Break-Even Points of Battery Energy Storage Systems for Peak Shaving Applications. *Energies*. 10. 833. 10.3390/en10070833.
10. LCU. Рекомендації щодо нормативного регулювання накопичення енергії – коментарі до законопроекту №2582. Берлін, Лютий 2020 р. URL: https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/2020-03-05_PE012020_Energy-storage_UA.pdf (дата доступу: 05.07.2021)
11. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2020 URL: <https://www.nerc.gov.ua/?news=10017> (дата доступу: 10.07.2021)
12. Directive (EU) 2018/2001 (recast) on the promotion of the use of energy from renewable sources. URL: <https://www.europex.org/eulegislation/renewable-energy-energy-directive/>
13. Energy storage. Перспективи та особливості інтеграції BESS в українській енергосистемі. НЕК «Укренерго» URL: <https://www.slideshare.net/Ukrenergogo/energy-storage-bess> (дата доступу: 10.07.2021)
14. Ibrahim, H. & Beguenane, Rachid & Merabet, Adel. (2012). Technical and financial benefits of electrical energy storage. 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2012. 86-91. 10.1109/EPEC.2012.6474985.
15. Battery Business Models for Ukraine. USAID Energy Security Project, March 2021 URL: https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2021/04/esp.chupryna.eng_pdf (дата доступу: 10.07.2021)
16. Eshenbach T. 1992. Quick Sensitivity Analysis for ASmall Projects and Feasibility Studies. AACE Transaction. L-6, pp. 1-8.

REFERENCES

1. Stohnii B.S., Kyrylenko O.V., Denysiuk S.P., Prakhovnyk A.V. (2012) *Evolutsiia intelektualnykh elektrychnykh merezh ta yikhni perspektyvy v Ukraini* [The evolution of intelligent electrical networks and their prospects in Ukraine]. *Tekhnichna elektrodynamika*, no. 5, pp. 52-67.
2. Diachuk O., Chepeliev M., Podolets R., Trypolska H. et al. (2017) *Perekhid Ukrainy na vidnovliuvannu enerhetyky do 2050 roku* [Ukraine's transition to renewable energy by 2050]. Kyiv: ART KNYHA. (in Ukrainian)
3. Michael Child et al. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine. Lappeenranta University of Technology. URL: https://www.researchgate.net/publication/315117520_The_role_of_storage_technologies_for_the_transition_to_a_100_renewable_energy_system_in_Ukraine. (accessed 5.07.2021)
4. Michael Child et al. The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Ukraine – Supplementary Material. Lappeenranta University of Technology. URL: https://www.researchgate.net/publication/313255514_Role_of_storage_technologies_for_the_transition_to_a_100_renewable_energy_system_in_Ukraine_-_Supplementary_Material?ev=prf_high. (accessed 5.07.2021)
5. Lazard's levelized cost of storage. URL: <https://www.lazard.com/media/450774/lazard-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf> (accessed 5.07.2021)
6. Larsson, P., & Börjesson, P. (2018). Cost models for battery energy storage systems (Dissertation). Retrieved from <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-235914>
7. Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems URL: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33971/Economic-Analysis-of-Battery-Energy-Storage-Systems.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (accessed 5.07.2021)
8. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. IRENA, 2017 URL: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33971/Economic-Analysis-of-Battery-Energy-Storage-Systems.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (accessed 5.07.2021)
9. Rahmann, Claudia & Mac-Clure, Benjamin & Vittal, V. & Valencia, Felipe. (2017). Break-Even Points of Battery Energy Storage Systems for Peak Shaving Applications. *Energies*. 10. 833. 10.3390/en10070833.
10. LCU. Recommendations for the normative regulation of energy storage – comments to the law draft №2582. Berlin, February, 2020. URL: https://www.lowcarbonukraine.com/wp-content/uploads/2020-03-05_PE012020_Energy-storage_UA.pdf (accessed 5.07.2021)
11. *Zvit z otsinky vidpovidnosti (достатності) heneruyuchykh potuzhnostey – 2020* [11. Report on conformity assessment (sufficiency) of generating capacities] URL: <https://www.nerc.gov.ua/?news=10017> (accessed 10.07.2021)

12. Directive (EU) 2018/2001 (recast) on the promotion of the use of energy from renewable sources. URL: <https://www.europex.org/eulegislation/renewable-energy-energy-directive/> (accessed 10.07.2021)
13. *Energy storage. Perspektyvy ta osoblyvosti intehratsiyi BESS v ukrayins'kiy enerhosystemi* [Prospects and features of BESS integration in the Ukrainian power system.] NEC Ukrenergo, URL: <https://www.slideshare.net/Ukrenergo/energy-storage-bess> (accessed 10.07.2021)
14. Ibrahim, H. & Beguenane, Rachid & Merabet, Adel. (2012). Technical and financial benefits of electrical energy storage. 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2012. 86-91. 10.1109/EPEC.2012.6474985.
15. Battery Business Models for Ukraine. USAID Energy Security Project, March 2021 URL: https://energysecurityua.org/wp-content/uploads/2021/04/esp.chupryna.eng_.pdf (accessed 10.07.2021)
16. Eshenbach T. 1992. Quick Sensitivity Analysis for ASmall Projects and Feasibility Studies. AACE Transactionc. L-6, pp. 1-8.