

ПОБУДОВА МОДЕЛЕЙ ОПТИМАЛЬНОЇ ВЗАЄМОДІЇ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА СИСТЕМ АКУМУЛЮВАННЯ ЕНЕРГІЇ У МЕЖАХ MICROGRID СИСТЕМ

Д.Г. Дерев'яно^{1*}, канд. техн. наук, К. Швірські^{2**}, докт. техн. наук,
¹Національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна,
e-mail: dereviankodenys@gmail.com
²Institute of Heat Engineering, Warsaw University of Technology,
Nowowiejska 21/25, 00-665, Warsaw, Poland.

Досліджено проблеми інтеграції джерел розосередженої генерації (РГ) й нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ), а також систем акумулювання енергії у локальні електроенергетичні системи Microgrid. Запропоновано моделі Microgrid систем з різнотипними джерелами РГ та НВДЕ розглядати у рамках архітектури SGAM, а самі генерувальні установки РГ та системи акумулювання енергії (САЕ) розрізняти трьох типів: «Некеровані генерувальні установки РГ (Т1)», «Керовані генерувальні установки РГ (Т2)» та «Системи акумулювання енергії (Т3)» з подальшим поділом на підтипи. Такий спосіб дає можливість відображення різносторонньої взаємодії систем з джерелами РГ і НВДЕ та САЕ у рамках систем Microgrid. На основі запропонованого механізму формалізовано постановку задачі оптимальної взаємодії джерел РГ та САЕ у межах Microgrid систем у рамках теорії ігор. Запропоновано процедуру оптимізації у рамках формалізованої гри, котра ґрунтується на механізмах динамічної тарифікації та дає змогу знайти найоптимальніше рішення поставленої ігрової задачі. Бібл. 13, рис. 8, табл.1.

Ключові слова: Microgrid, джерела розосередженої генерації, оптимізація моделей систем з РГ, теорія ігор.

Вступ. Реорганізація енергетичної галузі за останні декілька десятиліть призвела до появи та розвитку нових низьковуглецевих джерел енергії відомих як нетрадиційні та відновлювані джерела енергії (НВДЕ) [1–4], технологій розосередженої генерації (РГ) та систем акумулювання електричної енергії (САЕ) [5], котрі, з одного боку, роблять джерела РГ більш керованими, а з іншого, – можуть виступати як генерувальні установки, у т.ч. у складі активних споживачів/просюмерів [6]. Об'єднання зазначених типів джерел РГ та САЕ розподільними електричними мережами (ЕМ) поблизу споживачів утворили цілий клас локальних електроенергетичних систем відомих як Microgrid [1, 6].

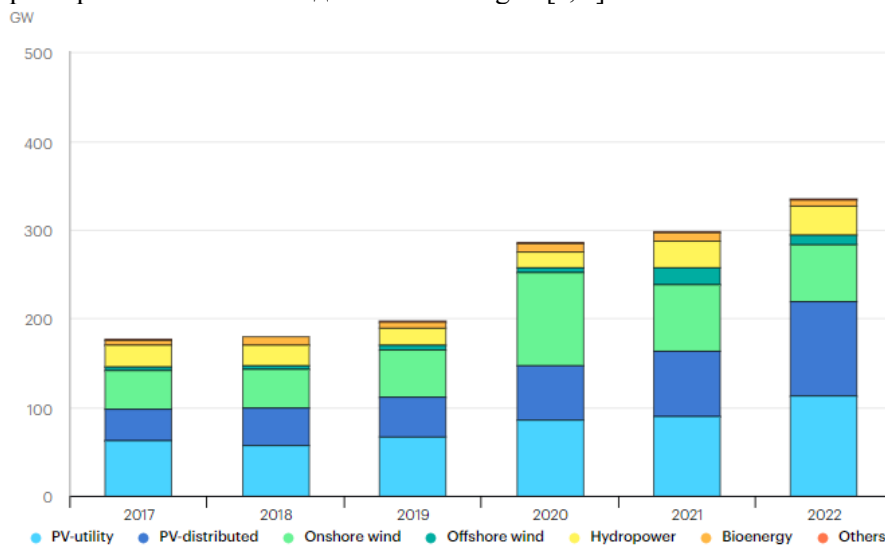


Рис. 1

Зростання частки генерування електричної енергії від джерел РГ та НВДЕ у загальному енергетичному балансі [3] (рис. 1) має ряд переваг та недоліків. Перевагами зростання низьковуглецевих генерувальних потужностей поблизу споживача є [1, 2, 7–9]: низький рівень забруднення навколишнього середовища; зниження втрат від передачі електричної енергії в ОЕС України; диверсифікація генерувальних потужностей; джерела РГ можуть працювати без обслуговування; відсутність необхідності транспортування первинного палива до джерела енергії. З іншого боку, значним недоліком більшості відновлюваних джерел енергії є нестабільність їхнього енергетичного потенціалу, що може призвести до відхилень частоти систем, напруги, реверсування потоків потужності, вплив на інші технічні параметри електромереж, і, як наслідок, до додаткових відключень, що впливають на надійність електроенергетичних систем [1, 2, 7, 10].

Із зростанням частки НВДЕ у генерувальних потужностях ОЕС України постає завдання залучення джерел РГ, у т.ч. на основі інверторного обладнання до поліпшення сервісів надійності ЕМ, зокрема таких, як прискорене частотне регулювання, гнучка і швидка зміна потужності і підтримка регулювання напруги в електромережі [10]. Вирішення цих завдань заплановане шляхом реалізації «Плану заходів, щодо реалізації Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року» [10], який передбачає реалізацію пілотних проектів з побудови Microgrid систем. Оскільки зі зростанням частки генерованої електроенергії від джерел РГ збільшується їх вплив на параметри режимів ЕМ Microgrid систем, це призводить до необхідності розробки методології агрегування різнотипних джерел РГ та САЕ у межах Microgrid систем з джерелами РГ та НВДЕ задля забезпечення оптимальної їхньої взаємодії з централізованою енергосистемою [1, 4, 6], котра створить умови задля забезпечення відповідних параметрів якості електропостачання та надійності.

Метою роботи є підвищення ефективності функціонування Microgrid систем з джерелами розосередженої генерації та систем акумуляування енергії шляхом впровадження оптимального механізму агрегації, що стимулюватиме означені джерела та системи акумуляування до активної взаємодії з урахуванням технічних особливостей та режимів їхньої роботи.

Формалізація задачі оптимізації у рамках взаємодії Microgrid систем з ОЕС України. У [4] запропоновано для вирішення задачі синтезу моделей Microgrid систем з ОЕС України використовувати елементи теорії ігор. Також формалізовано оптимізаційні задачі для оператора системи розподілу (ОСР/ DSO) та оператора Microgrid, а також вимоги до синтезованої системи з джерелами РГ (рис. 2).

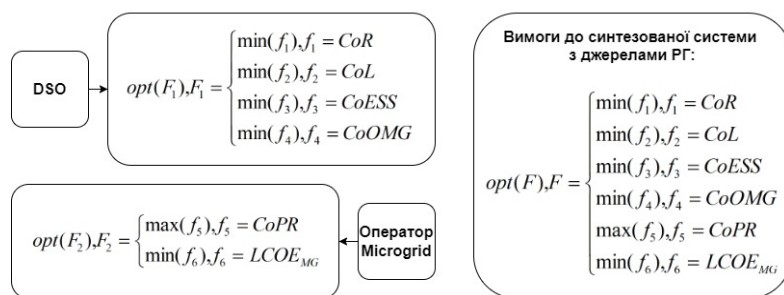


Рис. 2

Якщо задачу теоретико-ігрового синтезу моделі системи Microgrid з джерелами РГ та НВДЕ з централізованими електроенергетичними системами можна формалізувати у вигляді статичної гри з повною інформацією, як це показано у [4], то задача оптимального балансування енергопотоків всередині самих систем Microgrid є більш складною та багатофакторною.

Задля вирішення задачі агрегації різнотипних генерувальних установок РГ та САЕ оператором/агрегатором Microgrid системи у такій постановці формалізуємо гру що буде відображати усі можливі стратегії гравців. У таку гру $G = \langle I, S, u \rangle$ грають дві різні групи гравців, а саме: генерувальні установки РГ та САЕ (DER) – *Distributed Energy Resources* та оператори/агрегатори Microgrid (MGA). Набір гравців представлений наступним чином:

$$I = \{ DER_1, DER_2, \dots, DER_N, MGA_1, MGA_2, \dots, MGA_M \}.$$

Генерувальні установки РГ та САЕ є суб'єктами, що надають послуги з генерування електроенергії в досліджуваній Microgrid системі. Агрегатори Microgrid мають за мету отримати максимальний дохід від взаємодії з Оператором системи розподілу (ОСР/DSO) на локальному ринку електроенергії. DSO має на меті зменшити навантаження на розподільні мережі в прогнозовані періоди пікового споживання електроенергії та залучити менш «дорогих» постачальників електроенергії задля покриття пікового попиту на електричну енергію. Запропоновано шлях досягнення вищезазначених цілей, а саме: залучення різноманітних програм керування попитом

(*DSM*), які стимулюватимуть власників РГ та САЕ до активної поведінки за рахунок додаткових виплат до тарифів, що діють на ринку.

У відповідності до своїх завдань у цій грі кожен набір гравців матиме різні стратегії. Стратегії *DER* будуть

$$S_{DERi} = \{ "DSM", "BAU" \},$$

де *BAU* – генерування електричної енергії у мережу без участі в програмах керування попитом (*DSM*), *DSM* – залучення до різноманітних програм *DSM* та допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

Стратегіями операторів/агрегаторів *Microgrid* будуть

$$S_{MGAi} = \{ "B", "NB", "PN", "PNP" \},$$

де *B/NB* – бонусний платіж/відсутність бонусного платежу від *MGA* генерувальним установкам РГ та САЕ у разі участі останніх в програмах керування попитом (*DSM*) з урахуванням додаткового прибутку *MGA* від цього, *PN/NPN* – штрафний платіж/відсутність штрафного платежу у разі невиконання стратегії *DSM* та з урахуванням прибутку/збитків *MGA* від цього.

Дохід кожного комплекту гравців можна виразити наступною функцією виграшу:

$$u_{DERi} = \{0,1\},$$

де 0 – базовий дохід від електричної енергії, проданої на локальному ринку електроенергії (з урахуванням нарахованих штрафів, за наявності останніх), 1 – дохід, з урахуванням додаткового прибутку від участі в різних програмах *DSM* та надання допоміжних послуг;

$$u_{MGAi} = \{0,1\},$$

де 0 – базовий дохід, 1 – дохід з урахуванням додаткових надходжень у разі участі *DER* у програмах керування попитом та надання допоміжних послуг.

Дослідивши структуру *Microgrid* систем з джерелами РГ та САЕ та режими їх функціонування, доцільним є проведення процедури синтезу означених елементів у єдину систему проводити у вигляді динамічної гри з неповною інформацією.

Більш того для розв'язання оптимізаційної задачі доцільним є створення спеціального механізму $M = \langle A, g \rangle$. Поняття «механізм» (M) з точки зору теорії ігор можна розглядати як правила гри, котрі можуть забезпечити найбільшу користь кожному з гравців.

Наше завдання: придумати такі правила гри, за яких електрична енергія генерована генерувальними установками РГ (гравцями i) була продана через агрегатора(ів) *Microgrid* (гавцями j) на ринку електричної енергії за максимальною ціною, яку можна отримати у т.ч. за рахунок надання допоміжних послуг. Іншими словами, необхідно, щоб при кожному даному профілі типів гравців у грі з неповною інформацією, яка відповідає роботі агрегатора *Microgrid* на ринку електричної енергії за участю цих гравців, реалізовувався якийсь конкретний результат. Формалізувавши дане завдання, отримаємо функцію $f: T \rightarrow C$ (функцію громадського вибору «*Social choice function*»), котра буде визначати результат, реалізації якого агрегатор *Microgrid* міг би домогтися залежно від графіку генерування та обсягів згенерованої електроенергії генерувальними установками РГ, які визначають типи гравців. Задля отримання оптимальних для усіх гравців результатів можна створити умови, щоб за кожного профілю типів гравців потрібний профіль дій був рівновагою Неша (можливо, не єдиним профілем з такою рівновагою) у грі з неповною інформацією.

Побудова необхідного механізму повинна ґрунтуватися на принципі «відвертості». Таким чином, пошук необхідного механізму зведеться до механізмів, котрі спонукатимуть усіх гравців чесно повідомляти агрегатору системи *Microgrid* свої типи та діяти відповідно до отриманих від агрегатора *Microgrid* стратегій. Більш того, задля реалізації принципу відвертості відповідний механізм M має бути «спонукально сумісним», тобто механізм повинен «спонукати» гравців правдиво розкривати свої типи [11].

Отже, механізм M можна вважати «спонукально сумісним», якщо у грі G_M домінуючою Баєсовською стратегією кожного гравця i є правдиве сповіщення агрегатора системи *Microgrid* щодо своєї функції «переваги»

$$\tilde{s}_i(u_i) = u_i, i = 1, \dots, n.$$

У такому випадку, згідно визначення домінуючої Баєсовської стратегії [11], можна вважати механізм M «спонукально сумісним», якщо для $i=1, \dots, n$ та усіх $u_{-i} \in U_{-i}$ справедливою буде нерівність

$$u_i(f(u_i, u_{-i})) - p_i(u_i, u_{-i}) \geq u_i(f(\bar{u}_i, u_{-i})) - p_i(\bar{u}_i, u_{-i}), \quad u_i, \bar{u}_i \in U_i.$$

Оскільки домінуюча Баєсовська ситуація рівноваги є Баєсовським рівноважним станом за будь-яких уявленнях кожного окремого гравця щодо типів решти гравців, то «спонукально сумісний» механізм є «спонукально сумісним» у Баєсовському сенсі за будь-якій системі уявлень $\{\mu_i\}_{i=1}^n$. Також «спонукально сумісний» у Баєсовському сенсі механізм M реалізує функцію громадського вибору f .

Однією з найчастіше використовуваних функцій «громадського вибору» (Social choice function) є функція, для якої найбільш бажаним є результат $a \in A$, вибір якого є переважним для усіх гравців $\sum_{i=1}^n u_i(a)$.

У разі формалізації відповідної сигнальної гри слід брати до уваги умовний поділ джерел РГ та САЕ на типи [4] у рамках побудови Microgrid системи на основі моделі SGAM [6, 8]. Таким чином, відповідне дерево гри, котре відображає механізм взаємодії джерел РГ та САЕ з оператором Microgrid матиме вигляд, що показаний на рис. 3.

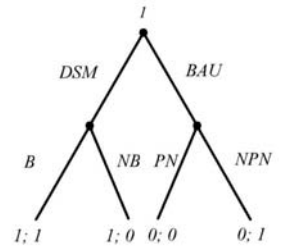


Рис. 3

А з урахуванням типів джерел РГ та САЕ для відображення моделі агрегування різнотипних джерел РГ та САЕ у одну Microgrid систему слід використовувати наступні типи: «Некеровані генерувальні установки РГ (T_1)», «Керовані генерувальні установки РГ (T_2)» та «Системи акумулювання енергії (T_3)». Таким чином для кожного типу DER буде застосовуватися окрема цінова модель, що буде відображати можливості установки певного типу працювати за певним профілем на ринку електричної енергії у різних тарифних зонах та надавати допоміжні послуги.

Тоді гра $G^* = \langle I, S, u \rangle$ у такому випадку буде гратися двома наборами гравців, а саме: DER типу $T1/DER$ типу $T2/DER$ типу $T3/prosumer$ та операторами/агрегаторами Microgrid (MGA). Набір гравців представлений наступним чином:

$$I = \{DER_{T1-1} \dots DER_{T1-N}, DER_{T2-1} \dots DER_{T2-N}, DER_{T3-1} \dots DER_{T3-N}, MGA_1, MGA_2 \dots MGA_M\}.$$

Кожен набір гравців матиме власні унікальні стратегії. Стратегії DER :

$$S_{DER_{T_i-i}} = \{ "DSM", "BAU" \},$$

де BAU – генерування електричної енергії у мережу без участі в програмах керування попитом (DSM), DSM – залучення до різноманітних програм DSM та допоміжних послуг на ринку електричної енергії.

Стратегіями операторів/агрегаторів Microgrid будуть

$$S_{MGA_i} = \{ "B", "NB", "PN", "PNP" \},$$

де B/NB – бонусний платіж/відсутність бонусного платежу від MGA генерувальним установкам РГ та САЕ у разі участі останніх в програмах керування попитом (DSM) з урахуванням додаткового прибутку MGA від цього; PN/NPN – штрафний платіж/відсутність штрафного платежу у разі невиконання стратегії DSM та з урахуванням прибутку/збитків MGA від цього.

До визначених типів генерувальних установок РГ відповідний механізм можна зобразити послідовністю дій, показаної на рис. 4.

Відповідно до зазначених особливостей слід означити наступні типи гравців для генерувальних установок РГ та САЕ.

1. *Некеровані генерувальні установки РГ (T_1):* t_1 – сонячні електростанції (СЕС); t_2 – вітрові електростанції (ВЕС).

2. *Керовані генерувальні установки РГ (T_2):* t_3 – сонячні електростанції з системами акумулювання енергії (СЕС з САЕ); t_4 – вітрові електростанції з системами акумулювання енергії (ВЕС з САЕ); t_5 – малі гідроелектростанції (МГЕС); t_6 – паливні комірочки; t_7 – дизельгенератори (ДГ); паро-газові установки (ПГУ) та газотурбінні установки (ГТУ), у т.ч. установки на біопаливі.

3. *Системи акумулювання енергії (T_3):* t_8 – активний споживач (Prosumer) з системами акумулювання енергії (САЕ).

Реалізацію механізму M , наведеного на рис. 4, можна для наочності зобразити у вигляді дерева гри, яке відображає механізм взаємодії джерел РГ та САЕ типів $T1, T2$ та $T3$ з MGA , представлено на рис. 5.

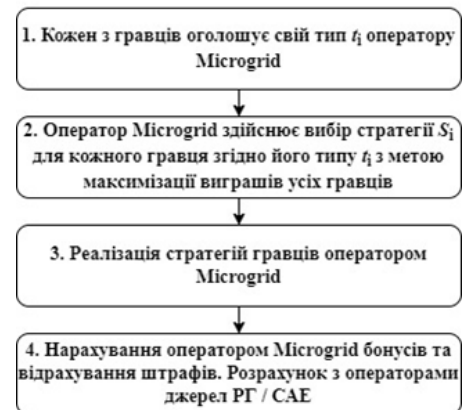


Рис. 4

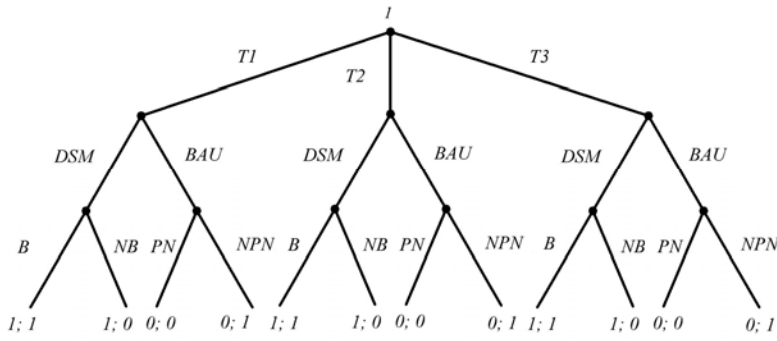


Рис. 5

Microgrid, P_{ref} – очікуваний розрахунковий дохід оператора *Microgrid* за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали у відповідності до нього, p_i – дохід i -го оператора РГ/САЕ до моменту нарахування бонусів/штрафів, ω_i – ваговий коефіцієнт i -го оператора РГ/САЕ який відповідає його частці від недоотриманого прибутку оператором *Microgrid* під час реалізації електроенергії від різних гравців (РГ/САЕ).

Спосіб нарахування бонусів

$$B = \begin{cases} p_i + (P - P_{ref}) \cdot \omega_i, & P - P_{ref} > 0 \\ 0, & P - P_{ref} \leq 0 \end{cases},$$

де P – фактичний дохід оператора *Microgrid*, P_{ref} – очікуваний розрахунковий дохід оператора *Microgrid* за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали у відповідності до нього, p_i – дохід i -го оператора РГ/САЕ до моменту нарахування бонусів/штрафів, ω_i – ваговий коефіцієнт i -го оператора РГ/САЕ який відповідає його частці від недоотриманого прибутку оператором *Microgrid* під час реалізації електроенергії від різних гравців (РГ/САЕ).

У розгорнутому вигляді з урахуванням деталізації типів генерувальних установок РГ та САЕ ($t_1, t_2 \in T_1, t_3-t_7 \in T_2, t_8 \in T_3$) запропонований механізм матиме вигляд, зображений на рис. 6.

При чому спосіб нарахування штрафів

$$PN = \begin{cases} 0, & P - P_{ref} \geq 0 \\ p_i - (P_{ref} - P) \cdot \omega_i, & P - P_{ref} < 0 \end{cases}$$

де P – фактичний дохід оператора

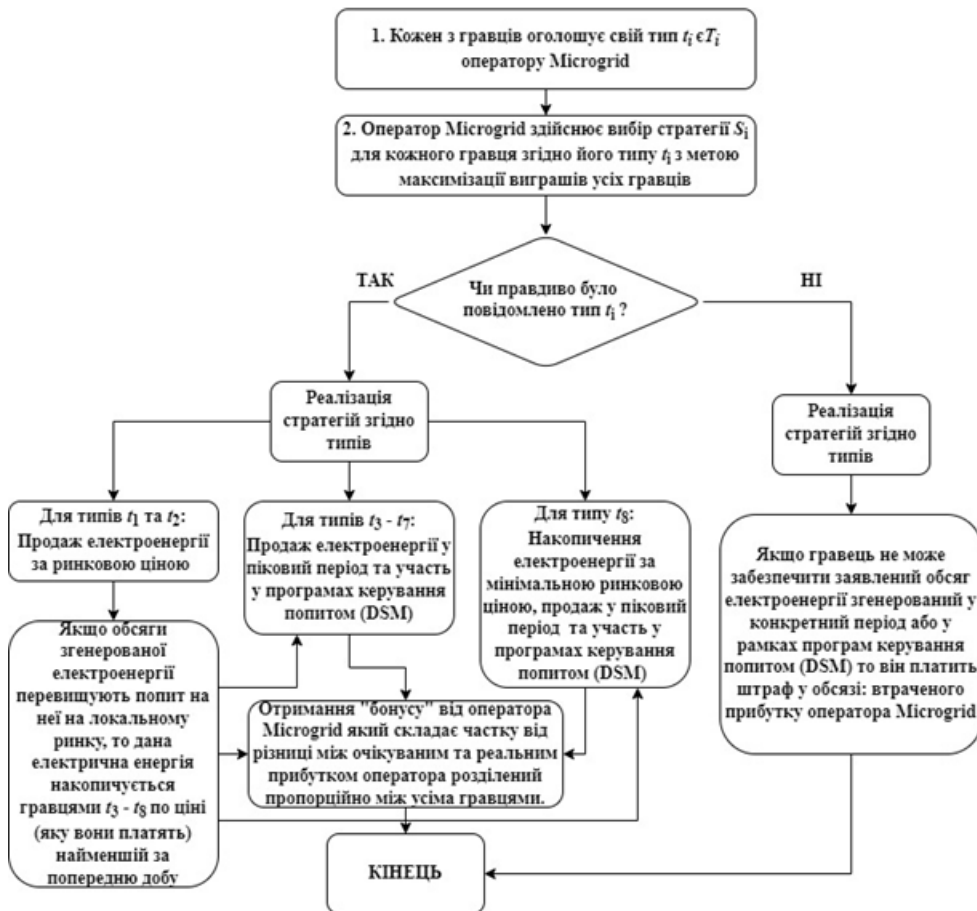


Рис. 6

$$P_{ref} = \sum_{i=1}^n p_{iDSO} \cdot q_{iRES/ESS} - \sum_{i=1}^n p_{iMG} \cdot q_{iRES/ESS} \quad \text{— за умови що всі типи правдиві,}$$

$$P = \sum_{i=1}^n p_{iDSO} \cdot q_{iRES/ESS} - \sum_{i=1}^n p_{iMG} \cdot q_{iRES/ESS} \quad \text{— за умови що не всі типи правдиві,}$$

де P – фактичний дохід оператора *Microgrid*; P_{ref} – дохід оператора *Microgrid* за умови, що усі гравці правдиво повідомили свої типи і працювали у відповідності до нього; p_{iDSO} – ціна, за якою оператор *Microgrid* продає електричну енергію, згенеровану за розрахунковий період від i -го оператора РГ/САЕ на локальному ринку; p_{iMG} – цін, за якою оператор *Microgrid* купує електричну енергію, згенеровану за розрахунковий період від i -го оператора РГ/САЕ на локальному ринку; q_i – обсяги електричної енергії, згенеровані за розрахунковий період від i -го оператора РГ/САЕ.

$P = P_{ref}$, якщо всі типи РГ/САЕ правдиві і оператори РГ/САЕ працювали у відповідності до нього.

Як видно з рис. 7, за такої постановці гри оптимальним за Нешем алгоритмом роботи *Microgrid* систем з джерелами РГ та САЕ буде пара стратегій: $S_i = \{ "DSM", "B" \}$ (що підтверджують результати моделювання у програмному продукті «Game Theory Explorer» [12]). Також запропонований Механізм враховує непостійність потенціалу різномісних джерел РГ (рис. 6). Так, у разі генерування обсягів електричної енергії, які перевищують узгоджений з *MGA* профіль роботи *DER*, надлишки згенерованої електричної енергії накопичуються САЕ типів $t_3 - t_8$, а у разі відсутності таких типів у структурі *Microgrid* системи передаються в загальну мережу. У випадку, коли *DER* генерують менше, ніж вказано

в узгодженому з *MGA* профілі, нестача електричної енергії покривається із загальної мережі. Тоді другою за оптимальністю парою стратегій буде: $S_j = \{ "BAU", "NPN" \}$. У випадку, коли це неможливо, *DER* сплачує за недовідпуск електроенергії (що і є «штрафним» платежем, передбаченим даним Механізмом).

Як приклад розглянемо *Microgrid* систему з активним споживачем, який має у своєму розпорядженні САЕ, та ефективність роботи такої системи через оператора *Microgrid* на ринку електричної енергії.

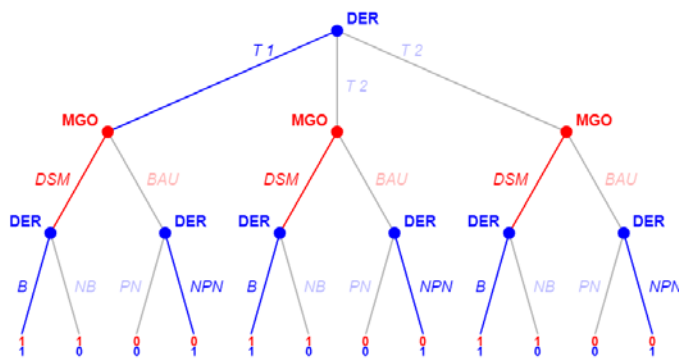


Рис. 7

Враховуючи великий діапазон добових цін на РДН (рис. 8 [13]), за обраний для розрахунку час – серпень 2021 року – оцінимо можливість САЕ для реалізації стратегії «*DSM*», а саме, заряджання по найнижчій ціні на ринку та розряджання його у пікові періоди по самій високій ціні на ринку.

Для цього порахуємо його роботу у процесі накопичення електричної енергії в нічні години доби та відпуску у період вечірнього максимуму.

У обраному періоді для заданої системи у таблиці наведено результати розрахунку моделювання стратегії «*DSM*» для САЕ впродовж місяця через оператора *Microgrid* (*MARR*

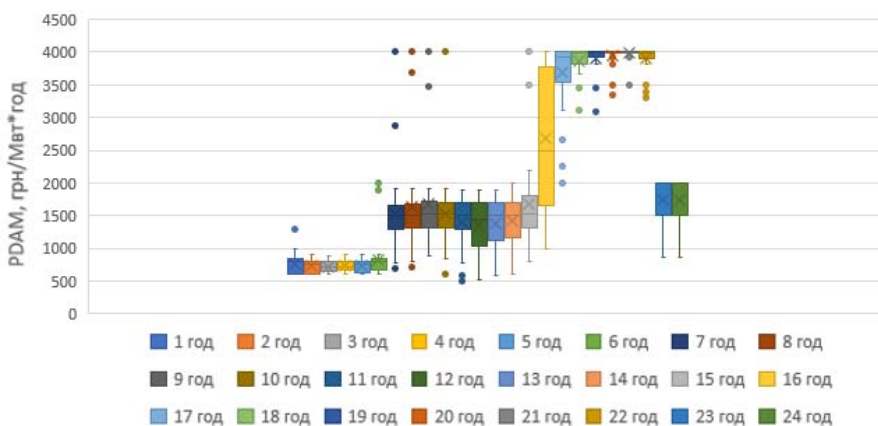


Рис. 8

останнього у розрахунках прийнято за 10%), що свідчить про економічну доцільність участі САЕ у роботі ринку електричної енергії аніж забезпечення власних потреб. Останнє наглядно ілюструє доцільність реалізації оптимальної пари стратегій $S_i = \{ "DSM", "B" \}$ на прикладі типу гравців « t_8 ».

При реалізації стратегії «DSM» САЕ при взаємодії з агрегатором Microgrid:	Агрегатор Microgrid	САЕ	Всього
Кількість циклів заряду/розряду за період серпня 2021		31	31
Загальні витрати з усіх циклів заряджання, грн		-145 596	-145 596
Загальна виручка з усіх циклів розряджання, грн	797 387		797 387
Потенційний дохід, грн	65 179	586 611	651 790
Дохід із одного циклу	2 102	18 923	21 025

Висновки. За результатами дослідження формалізовано механізм взаємодії генерувальних установок РГ та САЕ трьох типів: «Некеровані генерувальні установки РГ (Т1)», «Керовані генерувальні установки РГ (Т2)» та «Системи акумулювання енергії (Т3)» з агрегатором/оператором Microgrid. Його особливістю є те, що він дає змогу врахувати параметри функціонування та режими роботи різноманітних джерел РГ та САЕ на перших двох етапах, коли власники РГ/САЕ повідомляють агрегатору свої типи, а агрегатор в свою чергу обирає для них стратегії роботи, котрі принесуть найбільшу вигоду для усіх сторін. На третьому та четвертому етапі відбувається приведення узгоджених стратегій до фактичних умов шляхом можливого додаткового заохочення (нарахування додаткових бонусних платежів та відрахування штрафів) для генерувальних установок різного типу. Таким чином, даний механізм спонукає усіх гравців до оптимальної взаємодії з агрегатором/оператором Microgrid задля максимізації власного виграшу, що не суперечить стратегії отримання максимального прибутку агрегатором/оператором Microgrid. Наведені результати моделювання підтверджують оптимальність стратегій $S_i = \{“DSM”, “B”\}$ агрегатора та власників РГ/САЕ, оскільки їх реалізація є рівновагою за Нешем для кожного типу РГ/САЕ у разі взаємодії з агрегатором. Числові розрахунки ілюструють результат роботи запропонованого механізму на прикладі реалізації оптимальних стратегій взаємодії агрегатора та типу гравців $t_8 \in T_3$.

З урахуванням отриманих результатів запропонований механізм може бути впроваджений у рамках реалізації плану заходів щодо реалізації Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року при побудові Microgrid систем задля підвищення надійності ЕМ та якості електропостачання за умови, що всі джерела РГ та власники САЕ зможуть продавати згенеровану електричної енергії лише через оператора/агрегатора Microgrid.

1. Ackerman T., Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: *Asia Pacific IEEE/PES*. 2000. Vol. 2. Pp 1357–1362.
2. Esposito G., Zaninelli D., Lazaroiu G. C., Golovanov N., Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, 2007, pp. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424154>.
3. Renewables. URL: <https://www.iea.org/energy-system/renewables> (дата звернення 30.10.2023)
4. Денисюк С.П., Дерев'янюк Д.Г., Белоха Г.С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 4. С. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>
5. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storadge system in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
6. Денисюк С.П., Дерев'янюк Д.Г., Белоха Г.С., Зайченко С.В. Цінові моделі агрегування для Microgrid систем з розосередженими джерелами енергії. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 3. С. 7–12. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270225>
7. Blinov I.V., Trach I.V., Parus Ye. V., Derevianko D.H., Khomenko V.M. Voltage and reactive power regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
8. Trivedi R., Patra S., Sidqi Y., Bowler B., Zimmermann F., Deconinck G., Papaemmanouil A., Khadem S. Community-Based Microgrids: Literature Review and Pathways to Decarbonise the Local Electricity Network. *Energies*. 2022; 15(3):918. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15030918>
9. Khan Ahsan Raza; Mahmood Anzar; Safdar Awais; Khan Zafar A.; Khan Naveed Ahmed. Load forecasting, dynamic pricing and DSM in smart grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 54. Pp. 1311–1322. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.117>
10. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року: Розпорядж. Каб. Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text>. (дата звернення 30.10.2023).

11. L. Hurwicz. On informationally decentralized systems. In Decision and Optimization. Radner and McGuire. North-Holland, Amsterdam, 1972.
12. Game Theory Explorer. URL: <http://www.gametheoryexplorer.org/> (дата звернення 30.10.2023)
13. DAM Indexes and average weighted prices. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/indexes> (дата звернення 30.10.2023)

MODELS OF THE OPTIMAL INTERACTION OF DG SOURCES AND THE ENERGY STORAGE SYSTEMS WITHIN MICROGRIDS

D.H. Derevianko¹, K. Swirski²,

¹National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»
Beresteiskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine e-mail: dereviankodenvs@gmail.com

²Institute of Heat Engineering, Warsaw University of Technology,
Nowowiejska 21/25, 00-665, Warsaw, Poland

The Problems of integration of DG and RES, as well as energy storage systems (ESS) in the Microgrid systems are investigated in this paper. It is proposed to consider Microgrid models of systems with different types of DG and RES (DER) within the framework of the SGAM architecture, and to distinguish three types of DG and ESS: "Non controllable DER (T1)", "Controllable DER (T2)" and "DER with storage systems (T3)" with further division into subtypes. This method makes it possible to display the multifaceted interaction of systems with DER and ESS within the framework of Microgrid systems. On the basis of the proposed mechanism, the formulation of the problem of optimal interaction of DG sources and ESS within the boundaries of Microgrid systems within the framework of game theory is formalized. An optimization procedure is proposed within the framework of a formalized game, which is based on mechanisms of dynamic pricing and allows to find the most optimal solutions for the game task. References 13, Figures 8, table 1.

Key words: Microgrid, distributed generation, , optimization of system models with BG, game theory.

1. Ackerman T. Knyazkin V. Interaction between distributed generation and the distribution network. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: *Asia Pacific IEEE/PES*. 2000. Vol. 2. Pp 1357–1362.
2. Esposito G., Zaninelli D., Lazaroiu G. C., Golovanov N., Impact of embedded generation on the voltage quality of distribution networks. *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, Barcelona, Spain, 2007, pp. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424154>.
3. Renewables. URL: <https://www.iea.org/energy-system/renewables> (accessed at 30.10.2023)
4. Denysiuk S.P., Derevianko D.H., Bielokha H.S. Syntez modelei lokalnykh elektroenerhetychnykh system z dzhерelamy rozoseredzhenoi heneratsii. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 4. Pp. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>
5. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V. Evaluation of efficiency of use of energy storadge system in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
6. Denysiuk S.P. Derevianko D.H., Bielokha H.S., Zaichenko S.V. Tsinovi modeli ahrehuvannia dlia Microgrid system z rozoseredzhenymy dzhерelamy enerhii. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. 2022. No 3. Pp. 7–12. DOI: <https://doi.org/10.20535/1813-5420.3.2022.270225>
7. Blinov I.V., Trach I.V., Parus Ye. V., Derevianko D.H., Khomenko V.M. Voltage and reactive power regulation in distribution networks by the means of distributed renewable energy sources. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 2. Pp. 60–69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060>
8. Trivedi R., Patra S., Sidqi Y., Bowler B., Zimmermann F., Deconinck G., Papaemmanouil A., Khadem S. Community-Based Microgrids: Literature Review and Pathways to Decarbonise the Local Electricity Network. *Energies*. 2022; 15(3):918. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15030918>
9. Khan,Ahsan Raza; Mahmood Anzar; Safdar Awais; Khan Zafar A.; Khan Naveed Ahmed. Load forecasting, dynamic pricing and DSM in smart grid: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 54. Pp 1311–1322. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.117>
10. On approval of the Concept of implementation of "smart networks" in Ukraine by 2035: Order. Kab. of the Ministers of Ukraine dated 14.10.2022 No. 908. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text>. (Accessed at 30.10.2023). (Ukr)
11. L. Hurwicz. On informationally decentralized systems. In Decision and Optimization. Radner and McGuire. North-Holland, Amsterdam, 1972.
12. Game Theory Explorer. URL: <http://www.gametheoryexplorer.org/> (accessed at 30.10.2023)
13. DAM Indexes and average weighted prices. URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/indexes> (accessed at 30.10.2023)

Надійшла 19.10.2023
Остаточний варіант 29.11.2023