

МОДЕЛЮВАННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ АГРЕГАТОРІВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ В ЗАДАЧАХ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вінницький національний технічний університет

Анотація

В дослідженні розглянуто моделювання функціонування агрегатора розподіленої генерації в умовах конкурентного ринку електричної енергії. Задачу його оптимізації сформульовано як максимізацію маржинального прибутку з урахуванням технічних і системних обмежень, а діяльність подано через узагальнену економічно-системну витратну характеристику. На основі принципу найменшої дії агрегатор інтерпретовано як еквівалентний активний опір, що дозволяє інтегрувати його модель у задачі оптимального керування режимами ЕЕС.

Ключові слова: агрегатор розподіленої генерації, метод оптимізації на основі принципу найменшої дії, принцип найменшої дії, економічний опір, оптимізація режимів ЕЕС.

Abstract

The study examines the modeling of distributed generation aggregator operation under conditions of a competitive electricity market. The optimization problem is formulated as the maximization of marginal profit subject to technical and system constraints, while the aggregator's activity is represented through a generalized economic-system cost characteristic. Based on the principle of least action, the aggregator is interpreted as an equivalent active resistance, which enables the integration of its model into optimal power system operation problems.

Keywords: distributed generation aggregator, optimization method based on the principle of least action, the principle of least action, economic resistance, power system operation optimization.

Вступ

У процесі адаптації та узгодження національного енергетичного законодавства з нормами ЄС в Україні формується конкурентний і інтегрований ринок електричної енергії, що передбачає активне залучення розподіленої генерації до організованих сегментів торгівлі. Паралельно з цим трансформація енергетичного сектору відбувається в умовах зростання вимог до екологічної ефективності та досягнення цілей сталого розвитку, що потребує інтеграції економічних, технічних і природоохоронних механізмів управління [1].

За цих умов механізм агрегації виступає ефективним інструментом ринкової та технологічної консолідації малих і середніх виробників, систем накопичення енергії та активних споживачів у єдині агреговані групи, здатні функціонувати як віртуальна електростанція. Такий підхід забезпечує доступ до організованих сегментів ринку електричної енергії без необхідності індивідуальної участі кожного виробника, підвищує їхню конкурентоспроможність та сприяє ефективнішій інтеграції в об'єднану енергосистему [2, 3].

Зростання ролі агрегаторів зумовлює необхідність формалізованого опису їх функціонування в системі оперативно-диспетчерського та ринкового управління. Агрегатор в сучасній

електроенергетичній системі виступає інтегрованим елементом, взаємодія якого з ринковими механізмами та мережевою інфраструктурою впливає на рівень небалансів, потребу в резервуванні потужності та характер потокорозподілу в мережах. У цьому контексті моделювання функціонування агрегаторів із використанням принципу найменшої дії дозволяє сформувати узгоджену математичну основу для аналізу їх режимної та економічної поведінки, що сприяє підвищенню гнучкості, надійності та загальної ефективності електроенергетичної системи [4].

Основна частина

Задачу оптимізації роботи агрегатора можна сформулювати як задачу максимізації сукупного маржинального прибутку від реалізації електричної енергії агрегованою групою на багатосегментному ринку з погодинною структурою тарифів у межах планового періоду за техніко-ресурсних, системних та регуляторних обмежень. Цільова функція такої задачі оптимізації (без врахування штрафних санкцій за негативні небаланси) має вигляд:

$$\max \Pi_{agg} = \sum_{i=1}^N \sum_{s=1}^S \left((\tau_i - c_{i,s}) \sum_{j=1}^{m_s} E_{i,s,j} \right), \quad (1)$$

де

$s=1..S$ — тип генерування в агрегованій групі (вітрові, сонячні, газотурбінні, газопоршнєві електростанції, когенераційні установки, малі гідроелектростанції, установки на біомасі та біогазі, системи накопичення та зберігання енергії, активні споживачі);

$i=1..N$ - період планування, виражений у вигляді погодинних інтервалів;

τ_i - багатоступеневий тариф ринку електричної енергії для i -ї години, грн/МВт·год;

$c_{i,s}$ - граничні витрати залучення ресурсів типу s у i -му годинному інтервалі, грн/МВт·год;

$j=1..m_s$ - кількість електростанцій певного типу s в агрегованій групі;

$E_{i,s,j}$ - плановий обсяг електричної енергії, який має бути вироблений j -ою електростанцією типу s протягом i -го годинного інтервалу, МВт·год;

Як випливає з цільової функції (1), стратегія агрегатора визначається ринковими сигналами, прогнозними параметрами та техніко-економічними характеристиками ресурсів портфеля. Оскільки ключовими змінними є ціни та очікувані обсяги генерації, реалізація такої стратегії потребує достовірного прогнозування ринкових параметрів і врахування внутрішньої структури агрегованої групи.

З огляду на стохастичний характер цінової динаміки на енергоринку, застосування сучасних гібридних методів прогнозування дає змогу отримувати релевантні прогнози за умов відносно стабільного функціонування ринкових механізмів, особливо на оптових сегментах ринку електричної енергії [5]. Технічна неоднорідність ресурсів зумовлює доцільність розгляду діяльності багатопрофільного агрегатора як поєднання стратегій для однорідних типів електроустановок. Для різних типів ресурсів реалізуються відмінні ринкові підходи і поведінка багатопрофільного агрегатора формується як комбінація стратегій, адаптованих до техніко-економічних характеристик відповідних ресурсів.

На системному рівні агрегатор доцільно розглядати як віртуальну електростанцію з централізованою відповідальністю за результати своєї діяльності. Його участь у режимах роботи енергосистеми може супроводжуватися додатковими витратами, пов'язаними з резервуванням потужності та забезпеченням балансової надійності, особливо за наявності стохастичних ресурсів. У зв'язку з цим сукупність ринкових пропозицій агрегатора доцільно подати у вигляді узагальненої економічно-системної витратної характеристики, що має багатофакторний характер:

$$B_{agg} = B_{agg}(P, S, \xi, \Omega), \quad (2)$$

де функція B_{agg} відображає залежність сукупних приведених економічних і системних витрат від обсягу електричної потужності P , структури портфеля S , рівня стохастичної невизначеності виробітку ξ та технічних і системних обмежень Ω .

Принцип найменшої дії розглядається як універсальний метод дослідження фізичних систем, зокрема електроенергетичних, і широко застосовується для оптимізації режимів роботи ЕЕС. Його використання дозволяє зводити задачі мінімізації втрат активної потужності та оптимізації перетікань до розрахунку режимів за заступними г-схемами, у межах яких економічні параметри інтегруються через узагальнені економічні опори [6, 7]. У цьому контексті агрегатор як елемент електроенергетичної системи у задачах оптимального керування режимами із застосуванням принципу найменшої дії також повинен мати відповідне математичне представлення. Тому в моделі оптимального керування його доцільно інтерпретувати як активний опір, втрати в якому еквівалентні сукупним приведеним витратам агрегатора, що охоплюють як ринково сформовану складову, так і додаткові системні витрати, пов'язані з резервуванням потужності та забезпеченням балансової надійності.

Введемо для k -го агрегатора еквівалентні втрати активної потужності $\Pi_{e,k}$ в деякому активному опорі, такі, що їх вартість за період Δt еквівалентна економічно-системним витратам:

$$B_{agg,k}(P_k, S_k, \xi_k, \Omega_k) = c \Pi_{e,k} \Delta t, \quad (3)$$

де

c - вартість 1 МВт·год еквівалентних втрат електроенергії, [грн/ МВт·год];

$\Pi_{e,k}$ – еквівалентні втрати потужності на елементі $R_{agg,k}$ від перетоків P_k , [МВт].

За аналогією з відомою методикою [6] запишемо втрати активної потужності на еквівалентному активному опорі k -го агрегатора:

$$\Pi_{e,k} = \frac{P_k^2}{U_k^2} R_{agg,k} \quad (4)$$

Провівши перетворення та прирівнявши вартість еквівалентних втрат до узагальнених економічно-системних витрат агрегатора, отримаємо вираз для його економічного опору:

$$R_{agg,k} = \frac{U_k^2}{P_k^2} \frac{B_{agg,k}(P_k, S_k, \xi_k, \Omega_k)}{c \Delta t} \quad (5)$$

Представлена в такому вигляді економічна характеристика відповідає моделі оптимізації роботи агрегатора, побудованій із застосуванням принципу найменшої дії [7].

Висновок

У роботі сформульовано задачу оптимізації діяльності агрегатора розподіленої генерації як задачу максимізації сукупного маржинального прибутку на багатосегментному ринку електричної енергії з урахуванням техніко-ресурсних, системних і регуляторних обмежень. Показано, що на системному рівні агрегатор доцільно розглядати як інтегрований елемент енергосистеми, вплив якого може бути описаний через узагальнену економічно-системну витратну характеристику B_{agg} , що враховує структуру портфеля, стохастичну невизначеність виробітку та технічні обмеження.

На основі принципу найменшої дії обґрунтовано можливість представлення агрегатора у вигляді еквівалентного активного опору, втрати в якому відповідають сукупним приведеним витратам його участі в роботі енергосистеми. Отриманий вираз для економічного опору забезпечує інтеграцію ринкових та системних характеристик агрегатора в задачі оптимального керування режимами електроенергетичних систем та створює підґрунтя для подальшого розвитку методів узгодженого техніко-економічного моделювання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Залізник М.П., Нетребський В.В. Енергоспоживання та екологічна ефективність: глобальний аналіз на основі індексу ЕРІ за 2024 рік./М.П. Залізник, В.В. Нетребський // Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 355(4), 764-772. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-355-110>
2. Закон України “Про ринок електричної енергії” № 2019-VIII від 13.04.2017 р. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 23.02.2026).
3. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / за заг. ред. О. В. Кириленка / Ін-т електродинаміки НАН України. – К. : Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
4. Лежнюк П. Д. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії, монографія /П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько - Вінниця: ВНТУ, 2017. - 164 с.
5. Wang Y., Zhao Y., Liang K., Fan H. Short-Term Electricity Price Forecasting via a Reinforcement Learning-Based Dynamic Soft Ensemble Strategy // Energies. – 2026. – Vol. 19, № 3. – P. 761. – DOI: 10.3390/en19030761.
6. Лежнюк П. Д. Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці : монографія / П.Д. Лежнюк , В.В. Кулик, В.В. Нетребський, В.В. Тептя. - Вінниця : ВНТУ, 2014. - 211 с.
7. Лежнюк П.Д., Нагул В.І., Нетребський В.В. Метод та алгоритм оптимального керування режимами ЕЕС на підставі принципу найменшої дії /П.Д. Лежнюк, В.І. Нагул, В.В. Нетребський // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2012, № 3. - С. 85-88.

Залізник Максим Пилипович - аспірант кафедри електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: mzaliznyak2013@gmail.com

Нетребський Володимир Васильович - кандидат технічних наук, доцент, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: netrebskiy@ukr.net.

Maksym ZALIZNYAK – PhD student at the Department of Electrical Power Stations and Systems, Faculty of Electrical Power Engineering and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, e-mail: mzaliznyak2013@gmail.com.

Volodymyr NETREBSKYI – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Faculty of Electrical Power Engineering and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, e-mail: netrebskiy@ukr.net.