

ОПТИМІЗАЦІЯ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ АГРЕГАТОРОМ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

Г.С. Белоха^{1*}, канд. техн. наук, В.В. Сичова^{2**}

1 – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського», пр. Берестейський, 37, Україна

2 – Інститут електродинаміки НАН України, пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: pointage13@gmail.com, shorl@ukr.net

Ринкова робота системи розподілу електроенергії набула значного розширення завдяки щораз більшому використанню відновлювальних та розосереджених джерел. У статті розглянуто стратегії оптимізації графіків навантаження агрегаторами локальних систем. Оптимізація графіків навантаження полягає в тому, щоб мінімізувати загальні витрати виробника для зменшення собівартості електроенергії та досягти нижчої ціни для споживача. У локальних системах, до складу яких входять дизель-генератори, основна складова, що найбільше впливає на ціну за 1 кВт – витрати первинного палива дизель-генераторів. Цільова функція, запропонована в цьому дослідженні, мінімізує витрати первинного палива виробника шляхом оптимального перерозподілу потужностей по кожному генератору. Досліджено базовий графік навантаження та застосування стратегій оптимізації графіків: зниження навантаження, перенесення навантаження, підвищення мінімуму навантажень, гнучке змінювання навантаження. За умови використання оптимального алгоритму втрати $V_{\text{пр сер}}\%$ складають 5–6 % відносно рівномірного розподілу потужності. Бібл 8, рис. 4, таблиця.

Ключові слова: локальна система, дизель-генератор, графік навантаження, агрегатор.

Введення. Ринкова робота системи розподілу електроенергії набула значного розширення завдяки щораз більшому використанню різноманітних розподілених енергетичних ресурсів, таких як відновлювані джерела енергії, накопичувачі електроенергії, а також диспетчеризованої розподіленої генерації та агрегаторів. Агрегатор – учасник ринку електричної енергії, що надає послуги з управління потужністю виробників, споживачів та операторів установок зберігання енергії. Економічні вигоди локальних ринків – це зосередженість на зниженні поточних витрат або збільшенні прибутку для їхніх учасників.

Програми реагування на попит використовуються агрегаторами для підтримки доступності та стабільності системи. Ці програми використовують здатність кінцевих споживачів реагувати на сигнали оператора, скорочуючи або змінюючи певні навантаження в обмін на заохочення, зниження вартості. До переваг управління такими навантаженнями відносяться: економія коштів виробників та винагорода для кінцевих споживачів; енергоефективність; підвищення надійності та стабільності мережі за одночасного зниження граничних витрат під час пікових подій; забезпечення гнучкості системи, яку можна використовувати для інтеграції технологій відновлювальних джерел енергії [1].

На невеликих локальних ринках агрегатором може виступати сама електроенергія. Агрегатор зацікавлений у стимулюванні споживачів до оптимізації своїх графіків навантажень для зменшення витрат. Один із варіантів організації роботи агрегатора полягає в тому, що споживачі повідомляють агрегатору свої заплановані графіки навантажень за день до споживання, водночас розрахунок цін іде на добу наперед.

Можливі стратегії змінювання навантаження (рис. 1):

1) зниження навантаження (Load Curtailment – LC strategy): споживачі скорочують загальне споживання електроенергії без перенесення навантаження на будь-який інший період часу. Наприклад, побутові споживачі можуть вимикати світло, використовувати енергоощадні технології; комерційні споживачі можуть вимикати непотрібне офісне обладнання; промислові споживачі можуть скорочувати менш продуктивні години роботи [2, 3].

2) перенесення навантаження (Load Shifting – LS strategy): споживачі аналізують графіки навантаження за допомогою агрегатора та переносять споживання електроенергії на



інші години. Наприклад, побутовий споживач може відкласти використання своїх приладів на більш пізні години, промислове підприємство може перенести процес серійного виробництва на інші години кожного дня або декілька разів на тиждень.

3) підвищення мінімуму навантажень (Valley filling – VF strategy). Згідно з цією стратегією виробник повинен бути здатним використовувати пристрої зберігання енергії (аккумуляторні батареї) у непікові періоди. Також можливо відключення деяких генераторів. Обладнання локальних електроенергосистем повинно працювати за 70–90 % від їхніх номінальних значень замість 15–20 % у часи низького попиту. [3].

4) гнучке змінення навантаження (Flexible Load Shape). Основна ідея, на якій заснована ця стратегія, полягає в укладенні угод між агрегатором і споживачем, за якими споживач формує необхідні графіки електричних навантажень в обмін на фінансові стимули. У цих програмах учасники повинні мати можливість змінювати криві навантажень та коригувати потреби для досягнення цілей [4].

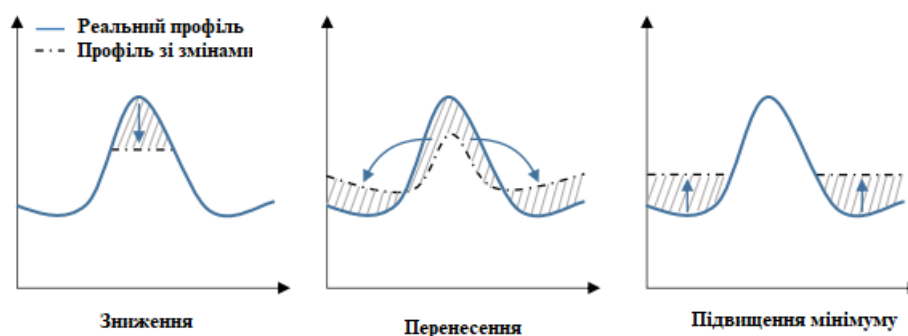


Рис. 1

Оптимізація графіків навантаження полягає в мінімізації загальних витрат виробника та зменшенні собівартості електроенергії. Якщо агрегатором виступає сам виробник, то він може використовувати власні алгоритми для оптимізації графіків навантажень споживачів, стимулюючи їх динамічною тарифікацією.

У локальних системах, до складу яких входить дизель-генератор (ДГ), основна складова, яка найбільше впливає на ціну за 1 кВт – витрати первинного палива дизель-генераторів. Зменшення витрат палива підвищить ефективність ДГ і витрати на доставку палива. Основними причинами збільшення витрати палива є низькі температури та робота за потужностей, нижчих номінальної ДГ [5–7].

Графік залежності витрат первинного палива ДГ $B(P_{ДГ})$ має нелінійний характер. У загальному випадку такий графік може бути побудований шляхом використання нормативних (усереднених) значень або експериментально.

Крім того, у разі використання не однакових за потужністю дизель-генераторів, а також наявності відновлювальних джерел енергії в локальній системі постає питання оптимального розподілу потужності по кожному генератору. Зменшення витрат палива призведе до зменшення собівартості електроенергії. Перерозподіл потужності здебільшого виконується рівномірно, уся потужність навантаження ділиться порівну на кожний генератор, оскільки графіки залежностей $B(P_{ДГ})$ зазвичай не відомі.

Мета роботи. Аналіз оптимізації графіків електричного навантаження за стратегіями змінення навантаження за мінімізації витрат у локальних енергетичних системах.

Матеріали досліджень.

Цільова функція, запропонована в цьому дослідженні, мінімізує витрати виробника шляхом оптимального перерозподілу потужностей по кожному генератору, а також дає змогу досліджувати різні графіки навантажень споживачів.

Згідно з алгоритмом пропонується на кожному інтервалі з урахуванням попередніх значень потужностей генераторів для забезпечення поточного значення потужності навантаження P_n розраховувати необхідні величини потужностей ДГ, які відповідають мінімальним

витратам палива. Такий алгоритм дає змогу оптимізувати витрати первинного палива. Водночас мінімально змінюються потужності ДГ відносно попереднього значення [8]. Цільова функція B_{min}

$$B_{min}(P) = \min \sum_{j=1}^k B_j(P_{ДГj})$$

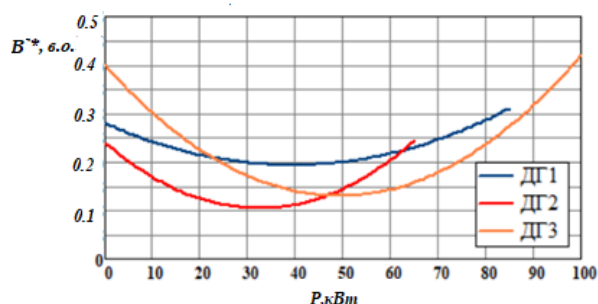
Як приклад розглянемо невелику локальну систему, яка складається з 3 ДГ, що паралельно працюють на різну потужність (рис. 2 б). Графіки витрат первинного палива ДГ зображено на рис. 2 а. Вони представлені поліномами 2-го порядку:

$$B_1(P) = a_1 P^2 + b_1 P + c_1,$$

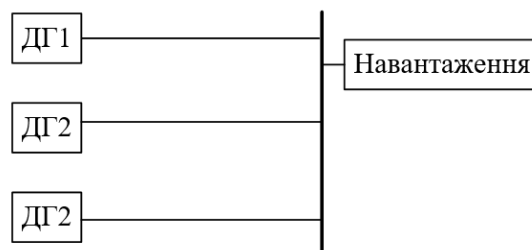
$$B_2(P) = a_2 P^2 + b_2 P + c_2,$$

$$B_3(P) = a_3 P^2 + b_3 P + c_3.$$

де $a_1, b_1, c_1, a_2, b_2, c_2, a_3, b_3, c_3$ – коефіцієнти полінома, які можуть бути отримані експериментально.



а



б

Рис. 2

Під час вирішення задачі оптимізації одним із визначальних факторів є електричне навантаження споживачів. Здебільшого вхідними даними про електричне навантаження за оптимізації виступають усереднені на годинних інтервалах графіки електричного навантаження для кожного місяця року. Краще використовувати фактично виміряні погодинно або кожні 15–30 хвилин дані про зміну активної потужності, це надає більше інформації про швидкість зміни електричного навантаження, виявлення пікових викидів.

Графік електричних навантажень зображено на рис. 3 а у вигляді добового графіка навантаження, розділеного на 48 інтервалів. Це базовий графік, який потребує оптимізації.

Для аналізу добового графіка навантаження визначимо:

- 1) мінімальне значення – P_{min} ;
- 2) максимальне значення – P_{max} ;
- 3) середнє значення – $P_{сер} = P_{доб} / n$, $P_{доб}$ – сумарне значення потужності за добу, n – кількість інтервалів.

4) коефіцієнт нерівномірності $a = P_{min} / P_{max}$;

5) коефіцієнт заповнення $b = P_{сер} / P_{max}$.

Для рівномірних (рівних) графіків $a = b = 1$; $P_{min} = P_{max} = P_{сер}$. Але абсолютно рівномірних добових графіків навантаження практично не існує, тому прийнятним наближенням до рівномірних графіків вважають графіки з $a = 0,9$.

За допомогою розробленого алгоритму та на його основі програми розраховано втрати первинного палива, які зображені на рис. 3 в, розподіл потужностей (рис. 3 б) та витрати первинного палива по кожному генератору (рис. 3 з).

Для оцінки оптимізації побудована крива на рис. 3 в, яка відповідає витратам первинного палива за рівномірного розподілу потужностей за виразом:

$$B_{\text{равн}} = \sum_j^k B_j \left(\frac{P_{ij}}{k} \right).$$

У разі використання оптимального алгоритму $V_{\text{пр.сер}}\%$ складає 5,8 % відносно рівномірного розподілу потужності (табл.1, стовпчик 1).

Аналізуючи криві, бачимо, що добовий графік має два піки на 15 та 35 інтервалі часу. Витрати первинного палива мають ще один пік на інтервалі 5, водночас потужність має значення $P_{\min}$. Зростання витрат первинного палива обумовлено роботою генераторів із потужністю, меншою номінальної. Найбільші витрати палива – від 31-го до 38-го інтервалу, що відповідають $P_{\max}$.

Такий графік є не оптимальним з погляду генерації й витрат палива. Агрегатор, згідно зі стратегією Load Shifting після проведеного аналізу може запропонувати споживачу оптимізувати графік навантаження перенесенням максимумів на інші інтервали часу, водночас середнє значення потужності залишається незмінним.

Споживачі самі обирають кількість електроенергії, яку вони зменшать, виходячи з наданої їм функції стимулювання. Очевидно, що споживачі не зменшать свого споживання, якщо не отримають певну економічну вигоду від таких дій.

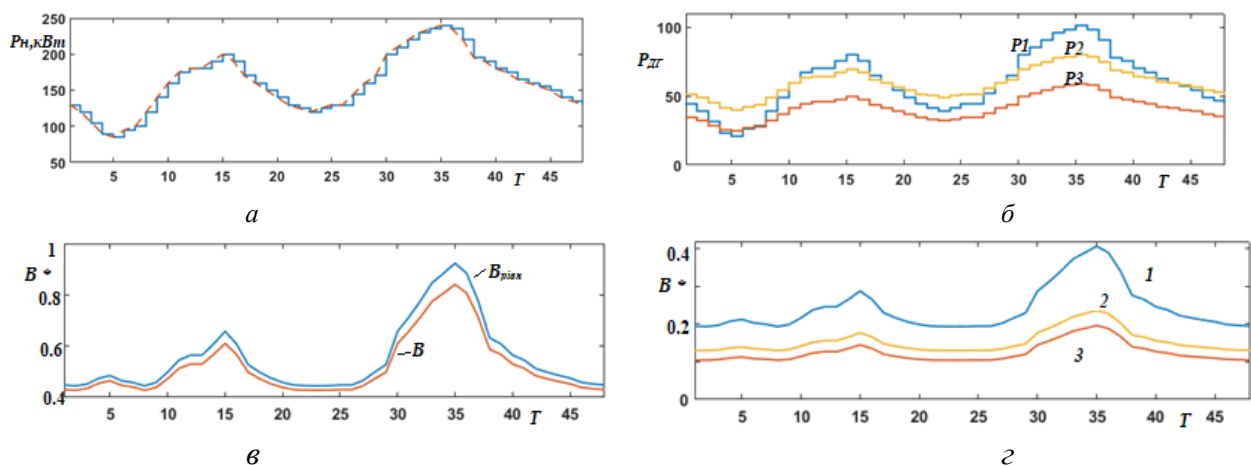


Рис. 3

Розглянемо варіант перерозподілу потужності з максимумів на інтервали з меншим споживанням (інтервали 20–26). Графіки показують, що зменшились втрати відносно базового варіанта на 2 % (табл. 1, стовпчик 2).

Розглянемо ще один варіант перерозподілу потужності з піку базового графіка (інтервали 32–38) на інтервали з мінімальним споживанням, оскільки на тих ділянках було підвищене значення витрат. Витрати зменшились у середньому на 3 % відносно базового варіанта (табл. 1, стовпчик 3).

Якщо споживач із власних причин не може збільшити значення потужностей на ділянках із мінімальним споживанням, то може застосуватися VF-strategy. На цих ділянках енергія відправляється в накопичувачі або відключає деякі генератори (табл. 1, стовпчик 4).

Розглянемо використання стратегії Load Curtailment – зниження навантаження споживачем для отримання більших фінансових вигід. Споживач знизив навантаження у середньому на 5 кВт на інтервал часу. Водночас витрати палива відносно базового графіка знизилися на 3,5 % (табл. 1, стовпчик 5).

Для рівномірного графіка результати представлені в табл. 1, стовпчик 6.

На рис. 4 зображено витрати палива для всіх розглянутих систем.

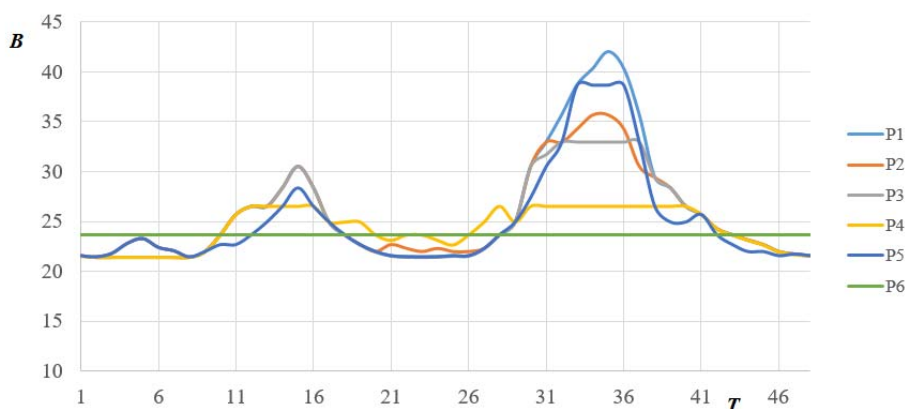


Рис. 4

	1	2	3	4	5	6
Характеристики споживача						
$P_{\min}$, кВт	240	220	210	180	230	160
$P_{\max}$, кВт	85	85	120	120	85	160
$P_{\text{сеп}}$, кВт	160	160	160	160	150	1
a	2,82	2,59	1,75	1,5	2,7	1
b	1,5	1,375	1,3125	1,125	1,8	1
Характеристики витрат первинного палива						
$B_{\text{пр.сеп}}\%$	5,8 %	5,7 %	5,6 %	5,6 %	5,3 %	5,16 %
$B_{\text{пр.баз}}\%$	-	2 %	3,3 %	6,4 %	3,5 %	9 %

Висновки. За допомогою розробленого алгоритму та програми на його основі розраховано втрати первинного палива з базовим графіком навантаження. Для розглянутих 6 варіантів застосовано стратегії змінення потужностей, які сприятимуть зниженню вартості.

Найкращі результати спостерігаються в разі використання стратегії підвищення мінімуму навантажень, за якої зниження витрат у відсотках відносно базового буде майже в два рази менше ніж за інших стратегій. Перенесення навантаження – кращий спосіб з погляду клієнта, ніж зниження навантаження, оскільки навантаження не обмежується, та загальна споживана енергія залишається незмінною. Розглянуті стратегії зниження навантаження допоможуть агрегаторам та виробникам координувати діяльність споживачів.

1. Ponds Kody, Arefi Ali, Sayigh Ali, Ledwich, Gerard. Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. *Energies*. 2018. No 11. Pp. 2391. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11092391>
2. Morales-España, Germán Martínez-Gordón, Rafael Sijm, Jos. Classifying and modelling demand response in power systems. *Energy*, Elsevier. 2022. vol. 242 (C).
3. Deng R., Yang Z., Chow M.-Y. and Chen J. A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches, in *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. June 2015. Vol. 11. No. 3. Pp. 570-582. DOI: <https://doi.org/10.1109/TII.2015.2414719>
4. Laitos, Vasileios Bargiotas, Dimitrios Daskalopulu, Aspasia Arvanitidis, Athanasios Tsoukalas, Lefteri. An Incentive-Based Implementation of Demand Side Management in Power Systems. *Energies*. 2021. No 14. Pp. 7994. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14237994>
5. Rehman S., Natrajan N., Mohandes M., Alhems L.M., Himri Y. and Allouhi A. Feasibility Study of Hybrid Power Systems for Remote Dwellings in Tamil Nadu, India, in *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. Pp. 143881–143890. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3014164>
6. Ponds Kody Arefi, Ali Sayigh, Ali Ledwich, Gerard. Aggregator of Demand Response for Renewable Integration and Customer Engagement: Strengths, Weaknesses, Opportunities, and Threats. *Energies*. 2018. No 11. Pp. 2391. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11092391>

7. Knudsen J., Bendtsen J., Andersen P., Madsen K., Sterregaard C. and Rossiter A. Fuel optimization in multiple diesel driven generator power plants. *IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA)*. 2017. Pp. 493–498. DOI: <https://doi.org/10.1109/CCTA.2017.8062510>
8. Denysiuk S. P., Bielokha H. S., Derevianko D. G. (2023). Optimization of consumption of primary fuel in local electricity markets for systems using diesel generators. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No 1. Pp. 56–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.056>

OPTIMIZATION OF ELECTRICAL LOAD SCHEDULES BY AN AGGREGATOR IN LOCAL ELECTRICAL POWER SYSTEMS

H. Bielokha¹, V. Sychova²

1 – National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute,
Beresteyskyi ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

2 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteyskyi ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

e-mail: pointage13@gmail.com, shorl@ukr.net

The market operation of the electricity distribution system has gained significant expansion due to the growing use of renewable and distributed sources. This paper presents strategies for optimizing load schedules by aggregators of local systems. Optimization of load schedules is to minimize the total costs of the supplier to reduce the cost of electricity and lower prices for the consumer. In local systems, which include diesel generators, the main component that most affects the price per 1 kW is the consumption of primary fuel of diesel generators. The objective function proposed in this study minimizes the supplier's primary fuel consumption by optimally redistributing power to each generator. The basic load schedule and application of schedule optimization strategies were studied: load reduction, load transfer, increase of minimum loads, flexible load change. When using the optimal algorithm, the costs are 5-6% relative to the uniform power distribution. Ref. 8, fig. 4, table.

Key words: local system, diesel-generator, load schedule, aggregator.

Надійшла: 07.06.2023
Прийнята: 18.09.2023

Submitted: 07.06.2023
Accepted: 18.09.2023