

УДК 621

DOI <https://doi.org/10.32782/EIS/2024-106-7>

БАЛАНСУВАННЯ НАВАНТАЖЕНЬ У ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

Денисюк Сергій Петрович,

доктор технічних наук,
професор кафедри електропостачання
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
ORCID ID: 0000-0002-6299-3680
Scopus Author ID: 55328093000

Бєлоха Галина Сергіївна,

кандидат технічних наук,
доцент кафедри електропостачання
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
ORCID ID: 0000-0003-4277-367X
Scopus Author ID: 57215284379

Чернецьук Ігор Сергійович,

аспірант кафедри електропостачання
Національного технічного університету України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
ORCID ID: 0000-0001-6895-7843

Дотримання балансу між генерацією та споживанням електроенергії є найголовнішою умовою стабільної роботи електроенергетичної системи. Щораз більша частка відновлювальних джерел енергії в загальному балансі генерації має мінливий графік генерування, що зумовлює використання нових підходів стосовно балансування попиту та пропозиції електричної енергії, потребуючи більш оперативно реагувати на їх зміни, що є особливо важливим у локальних електроенергетичних системах (ЛЕС) для забезпечення стабільної, надійної та ефективної роботи енергетичних мереж. У розгляді питань балансування та гнучкості як генераторів, так і навантажень необхідно виділити типи балансів. У статті представлено такі типи балансів: баланс паливно-енергетичних ресурсів, баланс виробництва енергії (електричної та теплової) в ОЕС України, баланс електроенергії в електромережах передачі електроенергії, баланс електроенергії в мережах розподілу електроенергії, баланс енергії в ЛЕС (Microgrid), баланс електроенергії в ЛЕС (Microgrid – Nanogrid). Для розгляду особливостей балансування електроспоживання в ЛЕС розглянуто систему, яка складається з одного генератора та двох навантажень, де навантаження включено паралельно. У статті розглянуто три типи локальних електроенергетичних систем, для яких отримано умови балансування: генератор постійного струму; генератор змінного струму; система змінного струму. На основі наведених співвідношень щодо умов балансування для кожного виділеного типу ЛЕС можливо оцінити «неоптимальності» передач електроенергії, а також використовувати умови балансування під час організації оптимізаційного процесу передачі вартості згенерованої та спожитої електроенергії для участі в ринках електричної енергії.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, балансування ЛЕС, локальні електроенергетичні системи, гнучкість.

Denysiuk Serhii, Bielokha Halyna, Cherneshchuk Ihor. Load balancing in local electricity systems

Maintaining a balance between electricity generation and consumption is the most important condition for the stable operation of the electric power system. The ever-increasing share of renewable energy sources in the overall generation balance has a variable generation schedule, which makes it necessary to use new approaches to balancing the demand and supply of electric energy, while requiring a more prompt response to changes in demand and supply, which is especially important in local electric power systems (LES) to ensure stable, reliable and efficient operation of energy networks. When considering issues of balancing and flexibility of both generators and loads, it is necessary to distinguish types of balances. The article presents the following types of balances: balance of fuel and energy resources, balance of energy production (electrical and thermal) in UES of Ukraine, balance of electricity in electricity transmission grids, balance of electricity in electricity distribution networks, balance of energy in LES (Microgrid), balance of electricity in LES (Microgrid – Nanogrid). To consider the features of balancing electricity consumption in the LES, a system consisting of one generator and two loads,

where the load is connected in parallel, is considered. The article considers three types of local electric power systems (LES), for which balancing conditions are obtained: direct current generator; alternator; alternating current system. On the basis of the given ratios regarding the balancing conditions for each selected type of LES, it is possible to assess the "non-optimality" of electricity transfers, as well as to use the maintained balancing conditions when organizing the optimization process of transferring the value of generated and consumed electricity for participation in the electricity markets.

Key words: renewable energy sources, balancing, local electricity system, energy resources, flexibility.

Постановка проблеми. Балансування в локальних електроенергетичних системах (далі – ЛЕС) є ключовим завданням для забезпечення стабільної, надійної та ефективної роботи енергетичних мереж. Це завдання стає особливо важливим в умовах щораз більшого впровадження відновлюваних джерел енергії (далі – ВДЕ), як-от сонячні та вітрові електростанції, які мають мінливу генерацію, що залежить насамперед від погодних умов. Усе більша потреба в гнучкості вимагає нових підходів до реалізації системи керування ЛЕС [1; 2].

Основні задачі та особливості балансування в ЛЕС включають такі аспекти:

1. Управління генерацією та споживанням енергії включає забезпечення відповідності між виробництвом і споживанням енергії, тобто коригування виробництва енергії з розосереджених джерел, управління споживанням, щоб уникнути дисбалансу, управління змінною генерацією ВДЕ та їх інтеграція в загальну мережу;

2. Контроль за якістю електроенергії;

3. Регулювання напруги та частоти: підтримка стабільних значень напруги та частоти в межах допустимих норм для забезпечення надійної роботи електрообладнання;

4. Забезпечення балансу активної та реактивної потужності для підтримки стабільної роботи мережі;

5. Оптимізація роботи мережі, що включає мінімізацію втрат енергії під час передачі та розподілу електроенергії шляхом оптимізації маршрутів передачі й максимізацію використання місцевих джерел енергії та накопичувачів для зменшення залежності від центральних мереж;

6. Забезпечення надійності та стійкості системи за допомогою резервування й аварійного управління (забезпечення наявності резервних потужностей та швидке реагування на аварійні ситуації) та захисту системи управління та комунікацій від кіберзагроз.

Щораз більша частка ВДЕ в загальному балансі генерації зумовлює використання нових підходів стосовно балансування попиту та пропозиції електричної енергії, потребуючи при цьому більш оперативно реагувати на їх зміни.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Проблеми гнучкості ЛЕС є актуальними та розглядаються багатьма авторами. Робота

розподільчих мереж ускладнюється зі зростанням рівня проникнення ВДЕ, що призводить до неочікуваних проблем, наприклад, порушення напруги та частоти. Це потребує організації оптимальної роботи між ЛЕС та центральною системою керування в розподільчих мережах, що є ефективним у координації кількох систем в ієрархії керування в розподільних мережах [4].

У наукових роботах [6; 7] розглянуто основні засоби балансування електричної мережі, як-от: потужність резерву, що має підтримувати енергосистема, ємність накопичувача для компенсації нестабільності генерування ВДЕ, визначення споживачів, участі в програмах реагування на попит.

Система електроенергії має особливість: ланка споживання генерації зазвичай є нерозривною, що передбачає виникнення проблем для операторів мереж щодо надійності системи.

З огляду на час ця проблема має дві сторони [8]:

- довгострокова надійність – здатність електричної системи забезпечувати сукупний попит на електроенергію та енергетичні потреби споживачів у будь-який час;

- короткострокова надійність (гнучкість) – здатність електричної системи протистояти раптовим збоям; це можна вважати початковим і найбільш загальним визначенням гнучкості.

Наразі існує багато підходів до побудови локальних енергетичних систем та організації взаємодії між її елементами – системи Microgrid, Smart Grid, Транзактивні енергетичні системи (далі – ТЕС), які є новим підходом для ефективною та надійною інтеграції розподілених енергетичних ресурсів та задоволення вимог споживачів електроенергії. ТЕС включає характеристики, які дозволяють системі розподілу функціонувати з урахуванням гнучкості як споживачів, так і виробників у балансі між попитом та пропозицією [9].

Для забезпечення балансування можливо використання оператора гнучкості, який об'єднує можливості користувачів мережі, щоб використовувати їх у мережі або на енергетичних ринках [5]. Роль оператора гнучкості можуть відігравати поточні агенти на ринку (агрегатори) або нові незалежні агенти, що діють як централізований посередник між постачальником гнучкості та користувачем гнучкості. На невеликих

локальних ринках агрегатором може виступати сам постачальник електроенергії. Він зацікавлений у стимулюванні споживачів оптимізувати графіки навантажень для зменшення своїх витрат. У дослідженні [3] запропоновано структуру місцевих енергетичних ринків для врахування активної ролі споживачів. Об'єднання активних споживачів у локальні системи використовується для спільного обміну енергією з іншими локальними системами та забезпечення гнучкості комунальних мереж.

Аналіз публікацій показує, що методи розв'язання задачі балансування електроспоживання забезпечать миттєву стабільну та надійну роботу ЛЕС у разі змінення режимів, а під час нормальних періодів роботи це може покращити якість електричної енергії.

Формулювання мети дослідження. Метою роботи є аналіз особливостей балансування електроспоживання в ЛЕС для різних типів генераторів, для отримання умов балансування для подальшого оцінювання «неоптимальності» передач електроенергії та оптимізаційного процесу передачі вартості згенерованої та спожитої електроенергії для участі в ринках електричної енергії.

Викладення основного матеріалу дослідження. Дотримання балансу між генерацією та споживанням електроенергії є найголовнішою умовою стабільної роботи електроенергетичної системи.

У ЛЕС змінного струму небаланс генерації та споживання впливає на частоту в системі: частота падає, якщо споживання починає переважати над генерацією; частота зростає, якщо генерація починає переважати над споживанням.

Виділимо такі типи та складники балансу енергії:

1. *Баланс паливно-енергетичних ресурсів.* Складниками балансу є види паливно-енергетичних ресурсів (вугілля, нафта, газ, НВДЕ тощо);

2. *Баланс виробництва енергії (електричної та теплової) в ОЕС України.* Складники балансу за видами виробництва електричної та теплової енергії; генерація ТЕС, АЕС, ГЕС, ГАЕС, ТЕЦ, ВДЕ;

3. *Баланс електроенергії в електромережах передачі електроенергії.* Баланс активної P_1 та реактивної Q_1 потужності за першою гармонікою; виконання балансу $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2$;

4. *Баланс електроенергії в мережах розподілу електроенергії.* Баланс активної P_1 та реактивної Q_1 потужності за першою гармонікою; виконання балансу $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2$; врахування за необхідності потужності спотворення

D , потужності Фризе Q_Φ та повного балансу: $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2 + D^2$, $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2 + Q_\Phi^2$;

5. *Баланс енергії в ЛЕС (Microgrid).* Баланс активної P_1 та реактивної Q_1 потужності за першою гармонікою; виконання балансу $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2$; врахування потужності спотворення D , потужності Фризе Q_Φ , обмінних потужностей $Q_{об}$ та повного балансу: $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2 + D^2$, $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2 + Q_\Phi^2$; баланс складників енергії на виділених інтервалах сталості структури (енергетично незмінних станах);

6. *Баланс електроенергії в ЛЕС (Microgrid – Nanogrid).* Баланс за миттєвими $i(t)$, $u(t)$, $p(t)$ та інтегральними характеристиками, зокрема: активної P_1 та реактивної Q_1 потужності за першою гармонікою; виконання балансу $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2$; врахування потужності спотворення D , потужності Фризе Q_Φ , обмінних потужностей $Q_{об}$ та повного балансу: $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2 + D^2$, $S_1^2 = P_1^2 + Q_1^2 + Q_\Phi^2$; баланс складників енергії на виділених інтервалах сталості структури (енергетично незмінних станах); урахування 1-го та 2-го законів Кірхгофа.

Для розгляду особливостей балансування електроспоживання в ЛЕС розглянемо систему {1 генератор} – {2 навантаження}, де навантаження Н1 та Н2 включено паралельно, й такі типи локальних електроенергетичних систем (ЛЕС): генератор постійного струму; генератор змінного струму; система змінного струму, яка працює на інтервалі часу T_T (технологічний інтервал).

1. Тип ЛЕС «Генератор постійного струму»

Напряг генератора $U_T = \text{const}$. На виділеному інтервалі часу T_T , що складається із двох підінтервалів t_1 та t_2 ($t_1 + t_2 = T_T$) опори навантажень Н1 та Н2 різні на кожному підінтервалі та приймають значення: навантаження Н1 – $R_{1,1}$ та $R_{1,2}$; навантаження Н2 – $R_{2,1}$ та $R_{2,2}$. Тут і надалі струм, який відбирається навантаженнями Н1 та Н2 на цих підінтервалах, позначимо: навантаження Н1 – $I_{1,1}$ та $I_{1,2}$; навантаження Н2 – $I_{2,1}$ та $I_{2,2}$. Сумарні струми, які відбираються від генератора на виділених підінтервалах, визначаються зі співвідношення: $I_1 = I_{1,1} + I_{1,2}$, $I_2 = I_{2,1} + I_{2,2}$. Надалі покладемо: $\delta_1 = t_1 / T_T$; $\delta_2 = t_2 / T_T$; $\delta_1 + \delta_2 = 1$.

Будемо вважати, що балансуєчим навантаженням є навантаження Н2 (його опір на інтервалі T_T може змінюватися, але сумарна енергія, яка відбирається навантаженням Н2 від генератора на всьому інтервалі T_T , є незмінною. Позначимо символом «*» значення струму на навантаженні після балансування.

Мета балансування:

$$I_{ND}^2 = I_1 \delta_1 + I_2 \delta_2 \rightarrow \min, \quad I_{2,1} \delta_1 + I_{2,2} \delta_2 = I_{2,1}^* \delta_1 + I_{2,2}^* \delta_2, \\ P_2 = \text{const}.$$

Особливості балансування для цього типу ЛЕС буде визначено як окремий випадок балансування ЛЕС змінного струму, яка працює на інтервалі часу T_T (технологічний інтервал).

2. Тип ЛЕС «Генератор змінного струму»

Напряга генератора $u_{\bar{A}}(t) = U_M \sin \omega t$, струми навантажень Н1 та Н2: $i_1(t) = I_{M1} \sin(\omega t + \varphi_1)$, $i_2(t) = I_{M2} \sin(\omega t + \varphi_2)$.

За фазової несиметрії $I_{M1} = I_{M2}$ умова балансування $\varphi_1 = -\varphi_2$.

За амплітудної несиметрії $I_{M1} = I_{M2}$ умова балансування ускладнюється.

Як приклад балансування в цьому випадку можна визначити компенсацію реактивної потужності, яка відбирається від генератора під час дії сумарного струму:

$$i_{\bar{A}}(t) = I_{M1} \sin(\omega t + \varphi_1) + I_{M2} \sin(\omega t + \varphi_2) = I_{M\bar{A}} \sin(\omega t + \varphi_{\bar{A}})$$

Знайдемо для цього випадку дієве значення струму $I_{\bar{A}}$ та кут зсуву $\varphi_{\bar{A}}$. Струм генератора в комплексній формі виглядає таким чином:

$$\begin{aligned} \dot{i}_{\bar{A}} &= I_{M1} \cos \varphi_1 + j I_{M1} \sin \varphi_1 + I_{M2} \cos \varphi_2 + j I_{M2} \sin \varphi_2 = \\ &= (I_{M1} \cos \varphi_1 + I_{M2} \cos \varphi_2) + j (I_{M1} \sin \varphi_1 + I_{M2} \sin \varphi_2) \end{aligned}$$

Дієве значення струму знайдемо як модуль комплексної величини, а кут зсуву – як його аргумент:

$$I_{\bar{A}} = \sqrt{\frac{(I_{M1} \cos \varphi_1 + I_{M2} \cos \varphi_2)^2 + (I_{M1} \sin \varphi_1 + I_{M2} \sin \varphi_2)^2}{2}}$$

$$\varphi_{\bar{A}} = \arctg \left(\frac{I_{M1} \sin \varphi_1 + I_{M2} \sin \varphi_2}{I_{M1} \cos \varphi_1 + I_{M2} \cos \varphi_2} \right)$$

3. Тип ЛЕС «Система змінного струму»

На виділених двох підінтервалах t_1 та t_2 ($t_1 + t_2 = T_T$) напруга генератора, відповідно, дорівнює U_1 та U_2 ($U_1 = \text{const}$; $U_2 = \text{const}$). Опори навантажень Н1 та Н2 різні на кожному підінтервалі та приймають значення: навантаження Н1 – $R_{1,1}$ та $R_{1,2}$; навантаження Н2 – $R_{2,1}$ та $R_{2,2}$. Відповідно, струм, який відбирається навантаженнями Н1 та Н2 на цих підінтервалах, позначимо: навантаження Н1 – $I_{1,1}$ та $I_{1,2}$; навантаження Н2 – $I_{2,1}$ та $I_{2,2}$.

Сумарні струми, які відбираються від генератора на виділених підінтервалах, визначаються зі співвідношення: $I_1 = I_{1,1} + I_{1,2}$; $I_2 = I_{2,1} + I_{2,2}$.

Надалі також позначимо: $\delta_1 = t_1/T_T$; $\delta_2 = t_2/T_T$; $\delta_1 + \delta_2 = 1$.

Будемо вважати, що балансуєчим навантаженням є навантаження Н2 (його опір на інтервалі T_T може змінюватися, але сумарна енергія, яка відбирається навантаженням Н2 від генератора на всьому інтервалі T_T , є незмінною. Позначимо символом «*» значення струму на навантаженні після балансування.

Умова виконання умов балансування:

$$U_1/I_1 = U_2/I_2 = R = \text{const}, \quad (1)$$

Умова небалансу: $U_1/I_1 \neq U_2/I_2$.

Розглянемо графіки напруги генератора та струмів навантажень Н1 та Н2, наведені на рис. 1. За введених позначень енергія, яка споживається кожним навантаженням (W_1 та W_2), та сумарна енергія, яка відбирається від генератора W_{Γ} , визначається співвідношеннями:

$$\begin{aligned} W_1 &= U_1 I_{1,1} \delta_1 + U_2 I_{1,2} \delta_2, \quad W_2 = U_1 I_{2,1} \delta_1 + U_2 I_{2,2} \delta_2, \\ W_{\bar{A}} &= U_1 I_1 \delta_1 + U_2 I_2 \delta_2 \end{aligned} \quad (1)$$

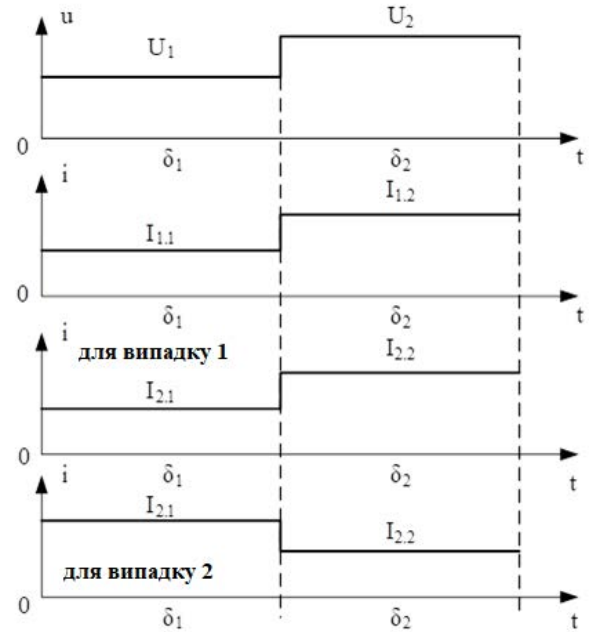


Рис. 1. Графіки напруги генератора та струмів навантажень Н1 та Н2

Випадок 1: $U_2 > U_1$, $I_{1,2} > I_{1,1}$, $I_{2,2} > I_{2,1}$

Для балансуєчого навантаження Н2 графік споживання електроенергії може бути змінений за рахунок зміщення споживання величини енергії ΔW_2 з другого інтервалу (δ_2) на перший (δ_1). Величина ΔW_2 визначається зі співвідношення: $\Delta I_{2,2} = I_{2,2} - I_{2,1}$. Максимальне потенційне зменшення струму $\Delta I_{2,2}$ навантаження Н2 на інтервалі δ_2 становить $\Delta I_{2,2} = I_{2,2} - I_{2,1}$. Можливе зростання споживання навантаженням Н2 струму на інтервалі δ_1 на величину:

$$\Delta I_{2,1} = (I_{2,2} - I_{2,1}) \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right) \quad (2)$$

За $\Delta I_{2,1} < I_{1,2} - I_{1,1}$ графік споживання електроенергії навантаження Н2 має бути змінений за рахунок зміщення споживання всієї величини енергії ΔW_2 з другого інтервалу (δ_2) на перший (δ_1) (варіант балансування – 1). Тоді струм навантаження Н2 на інтервалах δ_1 та δ_2 після балансування (індекс «*») буде визначатися як

$$I_{2,1}^* = I_{2,1} + \Delta I_{2,1}, \quad I_{2,2}^* = I_{2,2} - \Delta I_{2,2}. \quad (3)$$

$$I_{2,1}^* = I_{2,1} + (I_{2,2} - I_{2,1}) \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right), \quad I_{2,2}^* = I_{2,2} - \Delta I_{2,2}. \quad (4)$$

За $\Delta I_{2,1} > I_{1,2} - I_{1,1}$ графік споживання електроенергії навантаження Н2 має бути змінений за рахунок зміщення споживання частини величини енергії ΔW_2 (позначимо ΔW_2^*) з другого інтервалу (δ_2) на перший (δ_1) (варіант балансування – 2).

Величині енергії ΔW_2^* відповідає струм $\Delta I_{2,1}^* > \Delta W_2^* / U_2 \delta_2$. Величина зростання струму на $\Delta I_{2,1}^*$ на першому інтервалі визначається зі співвідношення:

$$\Delta I_{2,1}^* = (I_{2,2} - I_{2,1}^*) \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right) = (I_{2,2} - I_{2,1}^*) \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right) = \Delta I_{2,2}^* \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right) \quad (5)$$

Тоді струм навантаження Н2 на інтервалах δ_1 та δ_2 після балансування (індекс «*») буде визначатися як

$$I_{2,1}^* = I_{2,1} + \Delta I_{2,1}^*, \quad I_{2,2}^* = I_{2,2} - \Delta I_{2,2}^* \quad (6)$$

За виконання умови (1) з урахуванням співвідношень (5), (6) має місце рівність

$$I_{2,1} + I_{1,1} + \Delta I_{2,2}^* \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right) = I_{1,2} + I_{2,2} - \Delta I_{2,2}^* \quad (7)$$

Зі співвідношення (7) можемо записати:

$$\Delta I_{2,2}^* = \frac{(I_{1,2} + I_{2,2}) - (I_{1,1} + I_{2,1})}{1 + \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \left(\frac{\delta_2}{\delta_1} \right)} \quad (8)$$

Співвідношення (5–8) визначають умови балансування в разі виконання умови $U_2 > U_1$; $I_{1,2} > I_{1,1}$; $I_{2,2} > I_{2,1}$.

За $\delta_1 = \delta_2$ та $U_1 = U_2$ мають місце співвідношення:

$$\Delta I = \Delta I_{2,1}^* = \Delta I_{2,2}^*, \quad \Delta I = 0.5 \left[(I_{1,2} + I_{2,2}) - (I_{1,1} + I_{2,1}) \right] \quad (9)$$

Згідно з виразами, отримано залежності $\Delta I_{2,2}^* = f(\delta_2/\delta_1)$ для двох випадків у разі змінення струму $I_{2,1}$ (рис. 2а) та аналогічні криві

в разі змінення струму $I_{2,2}$ (рис. 2б). Отримані графіки демонструють, що за різних значень струму перехід від одного варіанту балансування до іншого відбувається за різних δ_2/δ_1 , тобто в разі зміни величини струму змінюються не тільки $\Delta I_{2,2}^*$ а ще й варіант балансування.

Отримані залежності можуть бути використані для оптимізаційного процесу передачі вартості згенерованої та спожитої електроенергії для участі в ринках електричної енергії в транзактивних енергетичних системах.

Випадок 2: $U_2 > U_1$, $I_{1,2} > I_{1,1}$, $I_{2,2} < I_{2,1}$

Як балансує навантаження розглядається навантаження Н2. Потенційно придатна для балансування величина енергії ΔW_2 визначається зі співвідношення: $\Delta W_2 = (I_{2,1} - I_{2,2}) \cdot U_1 \cdot \delta_1$. Максимальне потенційне зменшення струму $\Delta I_{2,1}$ навантаження Н2 на інтервалі δ_1 становить $\Delta I_{2,1} = (I_{2,1} - I_{2,2})$.

У разі виконання умови $I_{2,1} - I_{2,2} < I_{1,2} - I_{1,1}$ балансування здійснюється за рахунок наявних графіків споживання електроенергії.

У протилежному випадку за $I_{2,1} - I_{2,2} > I_{1,2} - I_{1,1}$ аналогічно випадку 1 з урахуванням співвідношень (6–8) ми можемо записати:

$$I_{2,1}^* = I_{2,1} - \Delta I_{2,1}^*, \quad I_{2,2}^* = I_{2,2} + \Delta I_{2,2}^*; \quad (10)$$

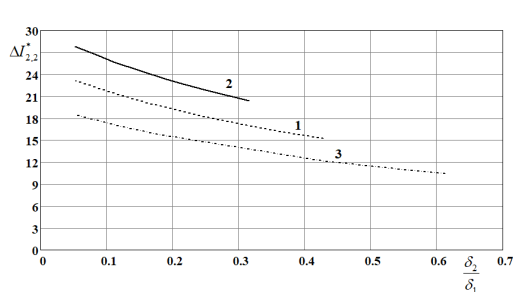
$$I_{1,1} + I_{2,1} + \Delta I_{2,1}^* \frac{\delta_1}{\delta_2} \frac{U_1}{U_2} = I_{1,2} + I_{2,2} - \Delta I_{2,1}^*; \quad (11)$$

$$(12)$$

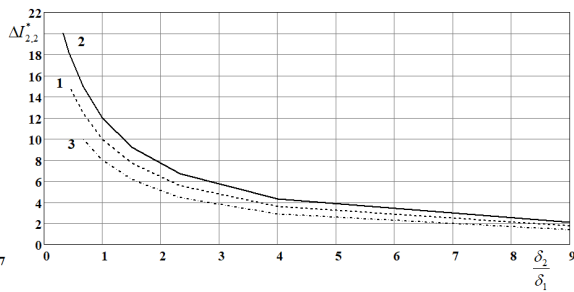
$$\Delta I_{2,1}^* = f(\delta_1/\delta_2)$$

Співвідношення (10–12) визначають умови балансування в разі виконання умови $U_2 > U_1$; $I_{1,2} > I_{1,1}$; $I_{2,2} < I_{2,1}$. Згідно з виразом (12) отримано сімейство кривих – залежність $\Delta I_{2,1}^* = f(\delta_1/\delta_2)$ (рис. 4).

За умови $U_1 = U_2$ співвідношення (7), (8) та (11), (12) набудуть вигляду:



а)



б)

Рис. 2. Залежності $\Delta I_{2,1}^* = f(\delta_2/\delta_1)$, $U_2/U_1 = 1,5$, $I_{2,1} = \text{var}$ за $\Delta I_{2,1} < I_{2,1} - I_{1,1}$ (а) та за $\Delta I_{2,1} > I_{2,1} - I_{1,1}$ (б), (1 – базовий графік за струму $I_{2,1}$, 2 – за струму $> I_{2,1}$, 3 – за струму $< I_{2,1}$)

$$I_{1,1} + I_{2,1} + \Delta I_{2,2}^* \frac{\delta_2}{\delta_1} = I_{1,2} + I_{2,2} - \Delta I_{2,2}^* \quad (13)$$

$$\Delta I_{2,2}^* = \frac{(I_{1,2} + I_{2,2}) - (I_{1,1} + I_{2,1})}{1 + \delta_1/\delta_2} \quad (14)$$

$$I_{1,1} + I_{2,1} + \Delta I_{2,1}^* \frac{\delta_1}{\delta_2} = I_{1,2} + I_{2,2} - \Delta I_{2,1}^* \quad (15)$$

$$\Delta I_{2,1}^* = \frac{(I_{1,1} + I_{2,1}) - (I_{1,2} + I_{2,2})}{1 + \delta_1/\delta_2} \quad (16)$$

Співвідношення (13), (14) відповідають умові балансування для ЛЕС постійного струму за $I_{2,2} > I_{2,1}$. Співвідношення (15), (16) відповідають умові балансування для ЛЕС постійного струму за $I_{2,2} < I_{2,1}$.

На основі наведених співвідношень щодо умов балансування для кожного виділеного типу ЛЕС доцільно здійснювати оцінювання «неоптимальності» передач електроенергії з використанням

модифікованої потужності Фризе. Наступний крок передбачає врахування під час організації оптимізаційного процесу передачі вартості згенерованої та спожитої електроенергії.

Висновки:

1. Виділено основні типи балансів та їх склад, що дозволяє окремо розглядати питання балансування та гнучкості як генераторів, так і навантажень;

2. Розглянуто особливості балансування електроспоживання в ЛЕС на прикладі одного генератора та двох паралельно включених навантажень;

3. Проведено аналіз роботи системи за різних типів генераторів: генератора постійного струму; генератора змінного струму; системи змінного струму. Отримано умови балансування для кожного розглянутого випадку;

4. Для системи змінного струму для отриманих умов балансування побудовано графіки залежностей величини струму балансування для оцінювання «неоптимальності» передачі енергії.

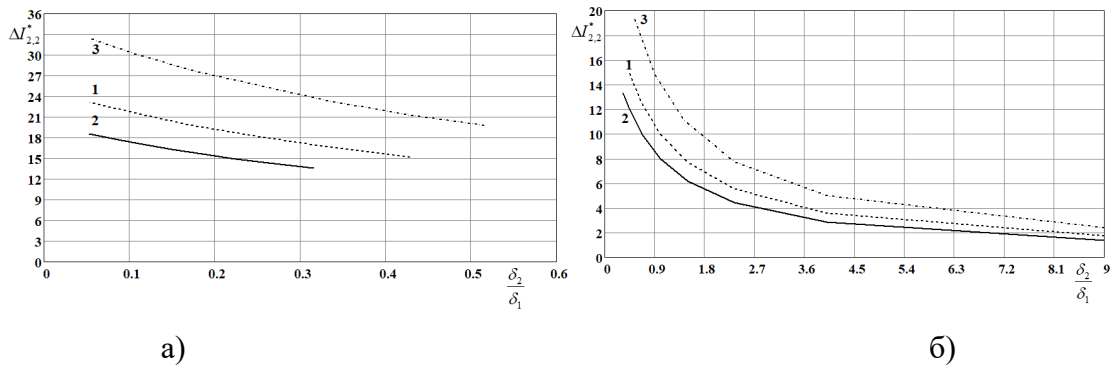


Рис. 3. Залежності $\Delta I_{2,2}^* = f(\delta_2/\delta_1)$, $I_{2,2} = \text{var}$, $\Delta I_{2,1} < I_{2,1} - I_{1,1}$ за $\Delta I_{2,1} < I_{2,1} - I_{1,1}$ (а) та за $\Delta I_{2,1} > I_{2,1} - I_{1,1}$ (б) (1 – базовий графік за струму $I_{2,1}$, 2 – за струму $> I_{2,1}$, 3 – за струму $< I_{2,1}$)

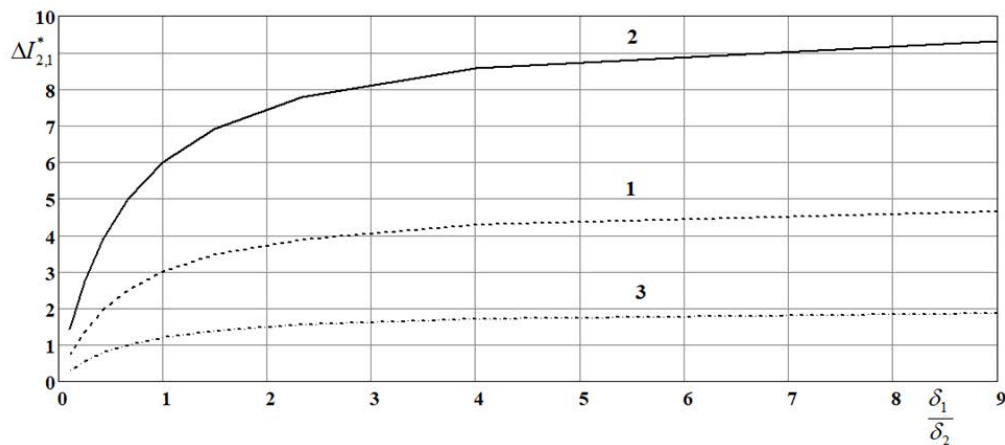


Рис. 4. Залежності $\Delta I_{2,1}^* = f(\delta_1/\delta_2)$, $U_1/U_2 = 0,67$, $I_{2,1} = \text{var}$ (1 – базовий графік за струму $I_{2,1}$, 2 – за струму $> I_{2,1}$, 3 – за струму $< I_{2,1}$)

ЛІТЕРАТУРА:

1. Кириленко О.В., Денисюк С.П., Блінов І.В. Енергетичний менеджмент: нові пріоритети XXI століття. *Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал*. 2024. № 1. С. 7–27. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508>
2. Morales-España Germán, Martínez-Gordón Rafael. Classifying and modelling demand response in power systems. *Energy*. 2022. № 242. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122544>
3. Lei Shao, Xu Zhou, Ji Li, Hongli Liu, Xiaoqi Chen, and Mustafa I. Fadhel. Microgrids as Flexible and Network-Connected Grid Assets in Active Distribution Systems. *JECE 2018*. 2018. <https://doi.org/10.1155/2018/6079617>
4. Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями : монографія. П.Д. Лежнюк та ін. Вінниця : ВНТУ, 2018. 136 с.
5. Козачук О.І., Лежнюк П.Д. Формування локальних електроенергетичних систем у складі об'єднаної електроенергетичної системи. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*, 2024. № 337. С. 352–356. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-337-3-53>
6. Finon D., Pignon V. Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market, *Utilities Policy*. 2008. vol. 16, no. 3, pp. 143–158.
7. Transactive Energy, Flexibility Provision in Multi-microgrids Using Stackelberg Game, in *CSEE Journal of Power and Energy Systems* / W. Hua et al. 2023. vol. 9, no. 2, pp. 505-515. <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.04370>
8. I. Munn´e-Collado F. M. Apr`a P. Olivella-Rosell R. Villafafila-Roble, A. Sumper. The potential role of flexibility during peak hours on greenhouse gas emissions: a life cycle assessment of five targeted national electricity grid mixes. *Energies*. 2019 vol. 12, no. 23. <https://doi.org/10.3390/en12234443>
9. Белоха Г.С., Тараба М.О. Транзактивні локальні електроенергетичні системи: особливості функціонування та перспективи розвитку. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2023. № 4. С. 29–37. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290888>

REFERENCES:

1. Kirylenko, O.V., Denisyuk, S. P. & Blinov I.V. (2024). Enerhetychnyi menedzhment: novi priorityty 21 stolittia [Energy management: new priorities of the 21st century]. *Energy: economy, technology, ecology: scientific journal*. № 1. С. 7–27. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.1.2024.297508> [In Ukraine].
2. Morales-España Germán, Martínez-Gordón Rafael. (2022). Classifying and modelling demand response in power systems. *Energy*. №242. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122544>.
3. Lei Shao, Xu Zhou, Ji Li, Hongli Liu, Xiaoqi Chen, and Mustafa I. Fadhel. (2018). Microgrids as Flexible and Network-Connected Grid Assets in Active Distribution Systems. *JECE 2018*. <https://doi.org/10.1155/2018/6079617>
4. Lezhnyuk, P.D., Komar, V.O., Kravchuk., S.V., Lesko V.O., Netrebskyi V.V. (2018). Balansova nadiinist elektrychnoi merezhi z fotoelektrychnymy stantsiiamy: monohrafiia [Balanced reliability of the electric network with photovoltaic stations: monograph]. Vinnytsia, 136 p. [In Ukraine].
5. O. Kozachuk, P. Lezhnyuk. Formation of local electric power systems as part of a unified electric power system. [Formuvannia lokalnykh elktroenerhetychnykh system u skladi obiednanoi elektroenerhetychnoi systemy] *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, 2024. 337(3(2)), 352–356. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-337-3-53> [In Ukraine].
6. D. Finon & V. Pignon, (2008). Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market, *Utilities Policy*. vol. 16, no. 3, pp. 143–158.
7. W. Hua et al., (2023) “Transactive Energy and Flexibility Provision in Multi-microgrids Using Stackelberg Game”, in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 505–515, <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.04370>
8. I. Munn´e-Collado, F. M. Apr`a, P. Olivella–Rosell, R. Villafafila-Robles, A. Sumper, (2019). The potential role of flexibility during peak hours on greenhouse gas emissions: a life cycle assessment of five targeted national electricity grid mixes, *Energies*, vol. 12, no. 23. <https://doi.org/10.3390/en12234443>
9. Bielokha, H., & Taraba, M.O. (2023). Tranzaktyvni lokalni elektroenerhetychni systemy: osoblyvosti funktsionuvannia ta perspektyvy rozvytku [Transactional local electric power systems: features of functioning and prospects for development]. *Energy: economy, technologies, ecology*. № 4. С. 29–37. <https://doi.org/10.20535/1813-5420.4.2023.290888> [In Ukraine].