

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ АДРЕСНИХ ВТРАТ У БАЛАНСІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

¹ Вінницький національний технічний університет

Анотація

Проведено аналіз існуючих методів визначення адресних втрат викликаних поставками електроенергії за двосторонніми договорами.

Ключові слова: розподіл втрат електроенергії, адресні втрати електроенергії, ринок електроенергії, прямі договори.

Abstract

The analysis of existing methods for determining the address losses caused by the supply of electricity by direct contracts.

Keywords: distribution of electricity losses, address the loss of electricity, the electricity market, direct contracts.

Вступ

Сьогодні в Україні діє закон «Про засади функціонування ринку електроенергії», хоча його і не виконують повною мірою. У рамках цього закону прописано норму про існування прямих договорів, тільки вони називаються двосторонніми договорами і передбачають укладення договору про постачання електроенергії між виробником і споживачем [1].

За правилами ринку, сторони, які уклали прямий договір, повинні, наприклад, повідомити адміністратору розрахунків і системному операторові про укладені договори. Ця стандартна форма сповіщення необхідна для того, щоб електроенергію, закуплену за прямими договорами, було прибрано з подальшого балансу і щоб вона не потрапила на ринок «на добу вперед» чи балансувальний ринок.

Однак, поставки за двосторонніми договорами неминуче викликають втрати електроенергії, які залишаються у балансі, що вплине на ціни на електроенергію для всіх сегментів енергоринку. Таким чином, виникає необхідність аналізу існуючих та розробки нових шляхів розв'язання задач по визначенню адресних втрат електроенергії викликаних двосторонніми договорами.

Результати дослідження

На даний момент в інженерній практиці різних країн використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок втрат, як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірнісно-статистичним оцінюванням втрат (регресійний аналіз) [2-10]. Однак, однозначної методики розподілу втрат між учасниками енергообміну на даний час не існує.

У технічній літературі представлено три групи методів розподілу втрат потужності:

1) Пропорційні методи (Pro Rata Procedures), що базуються на припущенні про рівні внески у втрати мережі генерацій і споживачів. Дані методи, як правило не враховують особливості поточкорозподілу та структуру електричної мережі [2,3];

2) Так звані, граничні методи (Marginal procedures), що базуються на коефіцієнтах приросту втрат (Incremental transmission loss (ITL) coefficients) потужності залежно від зміни навантаження у вузлах [2, 4].

3) Дольові методи (Proportional Sharing Procedures), що базуються на визначенні поточкорозподілу та лінеаризованому розподілі втрат від кожного учасника енергообміну [2,5-10].

Покажемо докладніше окремі алгоритми, що є представниками кожної з груп методів.

Методи пропорційного розподілу. Дана група методів є примітивною та досить простою у застосуванні. Як правило дані методи ігнорують топологію мережі та розподіляють втрати потужності між вузлами, що генерують та споживають потужність у певному, попередньо узгодженому, співвідношенні. При пропорційному розподілі 50% втрат від передачі потужності генераторам та 50% споживачам розрахункові вирази приймуть наступний вигляд [2,3]:

$$\Delta P_{Gi} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2} \frac{P_{Gi}}{P_G}, \quad \Delta P_{Hj} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2} \frac{P_{Hj}}{P_H} \quad (1)$$

де P_G – загальна активна потужність генерації; P_{Gi} – потужність, що генерується у i -му вузлі; P_H – загальна активна потужність навантаження; P_{Hi} – активне навантаження споживачів i -го вузла; ΔP_{Σ} – сумарні втрати потужності ЕЕС; ΔP_{Gi} – втрати віднесені до i -го вузла, що генерує потужність; ΔP_{Hi} – втрати віднесені до i -го вузла навантаження.

Необхідно зазначити, що пропорції розподілу втрат між вузлами, що генерують та споживають потужність однакові для всіх вузлів. Слід також зауважити, що частки втрат віднесені як до виробників так і споживачів електроенергії завжди позитивні та можуть сягати 100 % [3].

Використання даного методу для розподілу втрат викликаних впливом взаємних перетоків потужності вбачається сумнівним, оскільки метод не враховує структуру електричної мережі, параметри режиму, особливості потокорозподілу та не має фізичного обґрунтування, що дозволило б стверджувати про достатню міру його адекватності.

Граничні методи. У алгоритмах даної групи методів використовуються коефіцієнти чутливості приросту втрат потужності до зміни навантаження [2,4]. Граничні методи, як і попередня група методів, розподіляють втрати потужності між вузлами, що генерують та споживають потужність у співвідношенні, що визначається коефіцієнтами приросту втрат. Приріст втрат потужності, спричинений деяким вузлом забезпечує відповідні зміни у сумарних втратах, пропорційно до зміни навантаження або генерації даного вузла.

Відзначимо, що диференційні втрати на передачу потужності для балансуєчого вузла рівні нулю за визначенням.

Розрахунок втрат віднесених до i -го вузла, що генерує потужність та навантаження j , виконується за наступними виразами, відповідно:

$$\Delta P_{Gi} = P_{Gi} \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Gi}} = P_{Gi} K_i \quad (2)$$

$$\Delta P_{Hj} = P_{Hj} \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Hj}} = -P_{Hj} K_j \quad (3)$$

де K_i – коефіцієнт приросту втрат потужності, що викликані вузлом i .

Однак, в результаті нелінійності, сума розподілених втрат $\Delta P'$ не відповідає реальним (вимірним) сумарним втратам ΔP , тобто

$$\Delta P \neq \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} + \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K_i - \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} K_j = \Delta P' \quad (4)$$

де N_G – множина вузлів, що генерують потужність; N_H – множина вузлів навантажень.

Тому, для уточнення величини втрат ΔP використовується процедура нормалізації:

$$\Delta P = \Delta P' \frac{\Delta P}{\Delta P'} = \left(\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K_i - \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} K_j \right) \frac{\Delta P}{\Delta P'} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K'_i - \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} K'_j \quad (5)$$

де $K'_i = K_i (\Delta P / \Delta P')$ – нормалізований коефіцієнт приросту втрат на передачу потужності для i -го вузла.

В кінцевому рахунку, втрати розподілені для кожного генератора та навантаження визначаються, відповідно:

$$\Delta P'_{Gi} = P_{Gi} K'_i, \quad \Delta P'_{Hj} = P_{Hj} K'_j \quad (6)$$

Необхідно зазначити, що при використанні граничного розподілу можуть виникати негативні втрати генераторів та навантажень, що можуть бути інтерпретовані, як зниження втрат від зустрічних перетоків потужності.

Даний метод не достатньо враховує структуру електричної мережі, адже отримані результати чутливі лише до величини навантаження та генерації по вузлах і не залежать від схеми мережі. Дана особливість суттєво зменшує адекватність алгоритмів розроблених на основі даної групи методів при дослідженні впливу взаємних перетоків потужності, що цілком залежать від структури електричної мережі.

Метод дольового розподілу Біалека. У даному методі, попередньо наближені значення втрат потужності, визначаються першочергово по вузлам, що споживають електроенергію, а потім по вузлам,

що її генерують [2,5]. Відносно навантажень, загальне сумарне навантаження вузла з урахуванням в ньому втрат потужності, що при дотриманні термінології автора може бути перекладено, як “валове навантаження”, включаючи втрати P_H^B визначається наступним чином:

$$P_H^B = P_H + \Delta P \text{ та } P_H^B = \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj}^B \quad (8)$$

де P_{Hj}^B – валове навантаження вузла j .

Загальне валове навантаження дорівнює загальній генерації, тобто $P_G = P_H^B$. Використовуючи принцип пропорційного розподілу, баланс потужностей у кожному вузлі еквівалентної безвтратної мережі може бути записано наступним чином:

$$P_i^B = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} P_j^B = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} \frac{P_{ji}^B}{P_j^B} P_j^B \approx P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} \frac{P_{ji}}{P_j} P_j^B, \quad i = 1 \dots N \quad (9)$$

де P_i^B – валова потужність вузла i ; P_{Gi} – генерація у вузлі i ; $\sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} P_j^B$ – переток потужності, що протікає через i -й вузол від приєднаних до нього ліній; α_i – сукупність вузлів з яких потужність підтікає до вузла i ; P_{ji}^B – валовий переток потужності від j до i ; P_{ji} – реальний переток потужності від j до i (береться із вузла j); P_j – реальна потужність, що витікає з вузла j ; N – загальна кількість вузлів електричної мережі.

Рівняння (9) складає систему лінійних рівнянь, що легко вирішуються при $P_i^B, i = 1 \dots N$. Тоді, валові навантаження та втрати розраховуються, відповідно, наступним чином:

$$P_{Hj}^B = \frac{P_j^B}{P_j} P_{Hj} \text{ та } \Delta P_{Hj} = P_{Hj}^B - P_{Hj} \quad (10)$$

Аналогічно, розподіляються та визначаються втрати викликані вузлами, що генерують потужність.

Кінцеві значення генерації та навантажень у вузлах визначаються у відношенні 50% на 50%, як

$$P'_{Gi} = \frac{P_{Gi}^B + P_{Gi}}{2} \text{ та } P'_{Hj} = \frac{P_{Hj}^B + P_{Hj}}{2} \quad (11)$$

Кінцеві значення втрат віднесені до кожного вузла, що генерує та споживає потужність визначаються, відповідно:

$$\Delta P'_{Gi} = P_{Gi} - P'_{Gi} \text{ та } \Delta P'_{Hj} = P'_{Hj} - P_{Hj} \quad (12)$$

В даному методі враховується структура електричної мережі але розподіл втрат потужності від окремих перетоків потужності близький до методу пропорційного розподілу та не має достатнього фізичного обґрунтування, що зменшує достовірність результатів при дослідженні взаємовпливу електричних мереж.

Методи дольового розподілу засновані на використанні еквівалентної мережі. Дана підгрупа методів дольового розподілу базується на отриманні радіальної мережі, що цілком еквівалентна реальній [6,7]. Еквівалентність мережі полягає в тому, що значення напруг та їх кути, а також активна та реактивна потужність у вузлах однакові у обох мережах.

Розрахункові вирази даних методів базуються на визначенні параметрів еквівалентної радіальної мережі шляхом розв'язання системи рівнянь, типу [6]:

$$P_i^A = f(U_i, \phi_i, U_j, \phi_j, R_{i,j}, X_{i,j}); \quad i \in \mathbf{N}, j \in \mathbf{K} \quad (13)$$

$$Q_i^A = -f(U_i, \phi_i, U_j, \phi_j, R_{i,j}, X_{i,j}, B_{i,j}); \quad i \in \mathbf{N}, j \in \mathbf{K} \quad (14)$$

де P_i^A, Q_i^A – активна та реактивна потужність у i -му вузлі реальної мережі; U, ϕ – напруга та фаза відповідного вузла; $R_{i,j}, X_{i,j}, B_{i,j}$ – невідомі параметри електричної мережі; N – вузли мережі; K –

сукупність вузлів, що генерують потужність, якщо вузол i є споживачем або сукупність вузлів навантажень, якщо i -й вузол є генерацією.

Втрати у лінії еквівалентної радіальної мережі пропорційно розподіляються між вузлами початку та кінця лінії.

Алгоритми даної підгрупи методів є досить ефективними та простими у застосуванні при необхідності розподілу втрат потужності між окремими вузлами або електричними мережами, що є сукупністю таких вузлів, однак вони не дозволяють визначити вплив взаємних перетоків потужності між ЕМ об'єднаної ЕЕС без проведення додаткових розрахунків та накладання певних умов, що значно погіршують адекватність методу.

Методи дольового розподілу засновані на адресності активних та реактивних потужностей в ЕЕС. Методи даної підгрупи засновані на визначенні шляхів та орієнтованому графі [8,9]. Алгоритми засновані на використанні даного методу дозволяють за кількість циклів, що дорівнює числу генераторних вузлів, визначити долю активної або реактивної потужності, що протікає від кожного генераторного вузла по віткам схеми у вузли навантажень.

В результаті декомпозиції перетоків потужності у вітках схеми визначаються n компонентів перетоків S_l вітки l , тобто:

$$S_l = \sum_{i=1}^n S_{li} \quad (15)$$

Тоді, втрати активної потужності в вітці l , з опором r_l , можуть бути записані, як:

$$\Delta P_l = S_l^2 \frac{r_l}{U_l^2} \quad (16)$$

де U_l – середня напруга вітки l .

Алгоритми даної підгрупи методів розраховано на використання лише активного або реактивного перетоків потужності, що припустимо лише для однорідних електричних мереж, а проведення розрахунку з використанням середньої напруги вітки зменшує його точність та адекватність.

Метод дольового розподілу втрат потужності на основі методу накладання. Даний метод базується на представленні залежностей між параметрами режиму електричної мережі в лінеаризованому вигляді, що дозволяє встановити для конкретного стану мережі коефіцієнти розподілу сумарних втрат потужності від навантаження будь-якого вузла по окремих вітках схеми [10].

Вираз для визначення втрат потужності у вітках схеми мережі у даному методі має наступний вигляд:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{v}} = \dot{\mathbf{T}}_k \dot{\mathbf{S}} + \dot{\mathbf{T}}_{zp} \quad (17)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_k$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках електричних мереж в залежності від потужностей у їх вузлах з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; $\dot{\mathbf{T}}_{zp}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації.

Кожен рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для i -тої вітки схеми від потужності у її вузлах та втрати у i -тій вітці від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} \dot{T}_{ki} &= (\dot{U}_i \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{U}_d^{-1}; \\ \dot{T}_{zpi} &= (\dot{U}_i \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{D}}_{oi} \dot{U}_{\bar{o}}, \end{aligned} \quad (18)$$

де $\mathbf{C}_k = \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{kt} (\hat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{kt})^{-1}$ – матриця струморозподілу з врахуванням трансформаторних зв'язків; $\hat{\mathbf{D}}_{\bar{o}} = \mathbf{z}_e^{-1} (\mathbf{M}_{\bar{o}kt} - \mathbf{M}_{kt} (\hat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{kt})^{-1} \mathbf{Y}_{\bar{o}})$ – матриця провідностей, що обмежують зрівнювальні струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації у замкнених контурах ЕС; $\mathbf{M}_{\Sigma k}$ – матриця зв'язків, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань \mathbf{M}_{Σ} , але в якій замість значень “-1” для вузлів кінця віток з ідеальними трансформаторами знаходяться їх коефіцієнти трансформації; $\dot{U}_{\bar{o}}$ – вектор-стовпець напруг у балансуємих вузлах; \dot{U}_i – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і базисний; \dot{U}_d – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і базисний.

Зауважимо, що складова втрат потужності, яка зумовлена незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторних зв'язків може збільшувати, або зменшувати сумарні втрати потужності в залежності від напрямку е.р.с. небалансу у замкнених контурах схеми.

Даний метод є найбільш ефективним з розглянутих методів, зважаючи на необхідність виявлення впливу взаємних перетоків потужності ЕМ ЕЕС. Використання загальноприйнятих моделей нормального режиму ЕЕС та методів їх розрахунку без припущень, що носять апроксимуючий характер підвищують адекватність даного методу.

Перевага даного методу полягає у можливості виділення втрат потужності в будь-якій вітці схеми ЕЕС від довільної групи вузлів, як то ЕМ. Це дозволяє виділити взаємні перетоки потужності, напрямки яких може змінюватись відповідно до природного струморозподілу та носити лише наскрізний характер.

Висновки

Проведений огляд існуючих методів розрахунку адресних втрат потужності від перетоків потужності за двосторонніми договорами показав, що для аналізу та оцінки втрат потужності перетоків наскрізного характеру доцільно користуватись методом дольового розподілу втрат потужності на основі методу накладання з лінеаризацією струмів у вузлах ЕЕС. Даний метод дозволяє розв'язувати задачі такого типу без додаткових перетворень та припущень, що суперечать основним законам електротехніки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» // Відом. Верхов. Ради України. – 2014. – № 22. – Ст. 781.
2. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A.L. Guijarro, “Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms”, *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 571–576, Aug. 2002.
3. J. J. Gonzalez and P. Basagoiti, “Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operating experience,” in *Proc. IEEE PICA Conf.*, Santa Clara, CA, May 1999, pp. 245–252.
4. F. D. Galiana, A. J. Conejo, and I. Kockar, “Incremental transmission loss allocation under pool dispatch,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 26–33, Feb. 2002.
5. J. W. Bialek, “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
6. J. Conejo, N. Alguacil, and G. Fernandez-Ruiz, “Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network”, *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1353–1356, Nov. 2003
7. Димо П. Модели РЕИ и параметры режима. Объединенные энергосистемы. Пер. с рум. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 382 с.: ил.
8. D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 52–60, Feb. 1997.
9. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // *Электричество*. – 2003. - №3. - С. 9-16.
10. Взаємовплив електричних мереж в процесі оптимального керування їх режимами / Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. – Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.–123 с.
11. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. – М.: Энергия, 1972. – 232 с.

Повстянко Катерина Олександрівна — студентка групи 2Е-166, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, e-mail: Ivanov@sens.ua

Науковий керівник: **Бурикін Олександр Борисович** — канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця

Povstyanko Kateryna O. — Faculty of power engineering and electromechanics, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, email : ekaterina.povstyanko@mail.ru

Supervisor: **Burykin Oleksander B.** — Cand. Sc. (Eng.), Associate Professor, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, email : mr.burykin@mail.ru