

ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ВИКЛИКАНІ ПЕРЕТОКАМИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ, В БАЛАНСІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

П.Д. Лежнюк^{*}, докт.техн.наук, І.О. Гунько^{**}, канд.техн.наук, О.І. Козачук^{***}, В.М. Лисий^{****}
Інститут відновлюваної енергетики НАН України,
вул. Гната Хоткевича, 20а, Київ, 02094, Україна.
E-mail: iryna_hunko@ukr.net

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) впливають на техніко-економічні параметри електричних мереж. Зокрема, зі збільшенням кількості електроенергії в балансі ЕЕС, виробленої ВДЕ, актуальним є визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, викликаних перетоками електроенергії від ВДЕ. Розроблено метод, алгоритм і програма визначення складової втрат потужності та електроенергії від ВДЕ у сумарних втратах електричних мереж. В основу методу покладено математичну модель електричної мережі для визначення втрат, в якій використовуються коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та вузлові напруги. В результаті формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми. Напруги під час формування матриці розподілу втрат визначаються за результатами розрахунку ustalених режимів електричної мережі або за експериментальними даними вимірювання. Показано, що значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС та, оскільки вони є адресними, відповідно може компенсуватися їхня вартість. Бібл. 8, рис. 2.

Ключові слова: електричні мережі, відновлювані джерела енергії, втрати потужності та електроенергії, матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності.

Вступ і постановка задачі. Відновлювані джерела енергії (ВДЕ), зокрема вітрові і фотоелектричні станції (ВЕС і ФЕС), для передачі виробленої електроенергії споживачам, як правило, використовують електричні мережі загального призначення. Тому важливо знати, як вони впливають на техніко-економічні параметри електричних мереж. Це стосується рівнів напруги, завантаження та пропускної спроможності ліній електропередачі (ЛЕП) і трансформаторів, струмів короткого замикання і відповідності їх значенням комутаційних апаратів [1–3]. Окремим завданням є визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах енергосистеми, які впливають на економічність мереж та ВДЕ, а також на баланс потужності та електроенергії в енергосистемі. Проблема полягає в тому, що втрати в електричних мережах нелінійно залежать від навантаження і генерування у вузлах схеми. Виділити складові із сумарних втрат потужності у вітках схеми мережі можливо тільки за певних допущень і наближень. В практиці різних країн використовується ряд методів, які дають змогу виконувати розрахунок перетоків потужності від кожного окремого генератора або суб'єкта енергетичного об'єднання як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірно-статистичним оцінюванням втрат (регресійний аналіз). В залежності від зроблених припущень та наближень всі доступні методи розподілу втрат на передачу потужності можуть бути виокремлені у групи методів, заснованих на пропорційному розподілі, питомих приростах втрат потужності, дольовому розподілі, математичному розбитті формули втрат потужності на складові та використанні методу суперпозиції [4–6].

Метою даної статті є визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах та окремих її вітках, які викликані окремими ВДЕ та їх групами, методом визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності генерування ВДЕ на основі результатів розрахунку ustalеного режиму мереж.

Коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках електричної мережі. Значення повної потужності на початку та в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою [7]

$$\dot{S}_B = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_{\Sigma d} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (1)$$

© Лежнюк П.Д., Гунько І.О., Козачук О.І., Лисий В.М., 2023
ORCID ID: * <https://orcid.org/0000-0002-9366-3553>; ** <https://orcid.org/0000-0003-2868-4056>;
*** <https://orcid.org/0000-0001-7143-3530>; **** <https://orcid.org/0009-0007-0211-9100>

де $\dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_d}$ – діагональна матриця напруги у вузлах, включаючи й балансувальні; \mathbf{M}_{Σ} – матриця з’єднань віток у вузлах, включаючи й балансувальні; $\hat{\mathbf{I}}_d$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

Помноживши зліва вираз (1) на одиничний транспонований вектор \mathbf{n}_t , отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bt} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_d} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d,$$

або з врахуванням того, що $\mathbf{n}_t \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_d} = \dot{\mathbf{U}}_t$,

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{Bt} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (2)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_t$ – транспонований вектор напруги у вузлах, включаючи і балансувальні (тут і далі індекс “t” означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (2) видно, що втрати в i -й вітці схеми визначаються за виразом

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma_i}) \hat{\mathbf{I}}_i, \quad (3)$$

де \mathbf{M}_{Σ_i} – вектор-стовпець матриці з’єднань віток у вузлах \mathbf{M}_{Σ} ; $\hat{\mathbf{I}}_i$ – струм в i -й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\hat{\mathbf{I}}_i = \mathbf{C}_i \dot{\mathbf{J}}_{\Sigma}, \quad (4)$$

де $\dot{\mathbf{C}}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\dot{\mathbf{J}}_{\Sigma}$ по вітках схеми.

Матриця струморозподілу розраховується методом одиничних струмів або за відомою формулою [7]

$$\mathbf{C} = \mathbf{z}_b^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t} (\mathbf{M}_{\Sigma} \mathbf{z}_b^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t})^{-1}, \quad (5)$$

де \mathbf{z}_b – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Якщо схема і параметри електричних мереж ЕЕС є відносно незмінними, то застосування методу визначення струмів у вітках за допомогою матриці струморозподілу \mathbf{C} є доцільнішим.

З врахуванням (4) і (5) вираз (3) переписеться у вигляді

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma_i}) \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}_{\Sigma}, \quad (6)$$

З врахуванням того, що

$$\hat{\mathbf{J}}_{\Sigma} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma},$$

(6) набуває вигляду

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma_i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma_d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (7)$$

де $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$ – вектор навантажень і генерувань ВДЕ у вузлах, включаючи і балансувальні.

Позначимо в (7)

$$\dot{\mathbf{V}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma_i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (8)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_d$ – діагональна матриця напруги у вузлах без балансувальних вузлів.

Вектор-рядок $\dot{\mathbf{V}}_i$ складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах i -тої вітки визиває протікання по ній потужності від кожного вузла. З врахуванням (8) вираз (7) втрат потужності в i -й вітці переписеться

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \dot{\mathbf{V}}_i \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}. \quad (9)$$

Відповідно вектор сумарних втрат у вітках електричної мережі запишеться як

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_B = \dot{\mathbf{V}} \cdot \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (10)$$

де $\dot{\mathbf{V}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (8).

Зауважимо, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які за певних допущень вважаються постійними, а також від значень напруги у вузлах, які обумовлені навантаженням і генеруванням у вузлах схеми. Таким чином, нелінійність залежності втрат від параметрів режиму зберігається. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{\mathbf{V}}$ через поточні значення

вузлових напруг по суті означає перехід до лінійаризованої моделі нормального режиму електричної мережі за фіксованих потужностях та напругах у вузлах.

Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ. Визначаючи втрати потужності та електроенергії в електричній мережі від ВДЕ, доводиться враховувати особливість роботи ВДЕ в ЕЕС та їх нестале генерування. Причому їхня потужність через залежність від природних умов протягом доби змінюється в досить широкому діапазоні – від нуля до установленної потужності. ФЕС працює тільки в світловий час доби і то за нерівномірним графіком. Потужність ВЕС залежить від сили вітрового потоку, який також весь час змінюється (див. рис. 1, на якому показано приклади добових графіків фактичного та прогнозованого генерування ВЕС). Отже втрати потужності та електроенергії, які викликаються в електричних мережах від потоків електроенергії від ФЕС і ВЕС, також змінюються.

Разом з визначенням значення і походження електроенергії у вітках схеми, що розраховується за (1), втрати потужності у заданій вітці (вітках) електричної мережі від протікання в ній електроенергії ВДЕ визначається за допомогою (9). Для цього розраховується вектор-рядок \mathbf{V}_i матриці розподілу втрат \mathbf{V} з уточненням напруг у вузлах відповідно до значень потужностей у цих же вузлах мережі і визначаються складові втрат потужності.

Окремо від потужності навантаження і потужності генерування

$$\Delta \dot{S}_{vi} = \dot{\mathbf{V}}_i \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma} = \sum_{i \in \theta_H} v_i s_i + \sum_{j \in \theta_{ВД}} v_j s_j, \quad (11)$$

де v – елементи вектор-рядка $\dot{\mathbf{V}}_i$; s – елементи вектора потужностей вузлів $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$; θ_H і $\theta_{ВД}$ – масиви вузлів відповідно навантажень і ВДЕ.

Список вузлів з ВДЕ $\theta_{ВД}$ може складатися з одного або декількох вузлів в залежності від того, коли втрати у вітці визначаються від одного ВДЕ або їх групи.

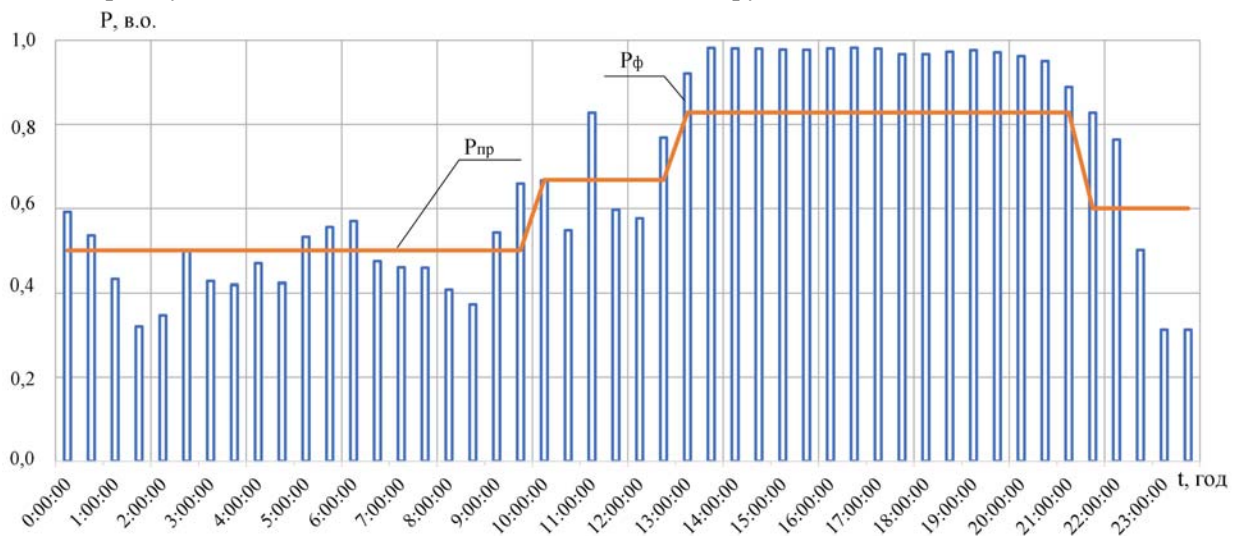


Рис. 1

Втрати електроенергії є сумою втрат потужності у всіх режимах мережі за розрахунковий період T

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \quad (12)$$

$$\text{або } \Delta W \approx \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i, \quad (13)$$

де $\Delta P(t)$ – графік зміни втрат потужності протягом часу T ; ΔP_i – втрати потужності, які приймаються постійними протягом часу Δt_i ; n – кількість інтервалів, на які розбито графік зміни втрат $\Delta P(t)$ (якщо $\Delta t_i = \Delta t = \text{const}$, то $n = T / \Delta t$).

Якою з формул (12) чи (13) користуватися, залежить від постановки задачі та інформаційного забезпечення. Виходимо з того, що вирішується задача балансування електроенергії в режимах ЕЕС

на наступний день і наявні телевимірювання у всіх вузлах електричних мереж. В цьому випадку прогноуються і є відомими графіки генерування ВДЕ $\dot{S}_{ВД}(t)$, а також за даними автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) відомі фактичні значення виробленої ВДЕ електроенергії на інтервалах часу Δt .

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками прогнозу потужностей $P(t)$ і $Q(t)$ у вузлах з ВДЕ. Наприклад, для i -ої ВЕС (рис. 1)

$$\Delta W_{ВДi}^{np} = \int_{t_0}^{t_k} \Delta P_{ВДi}^{np}(t) dt. \quad (14)$$

Якщо йдеться про групу ВДЕ, то $\Delta W_{ВД}^{np} = \sum_{i \in \theta_{ВД}} \Delta W_{ВДi}^{np}$, де $\theta_{ВД}$ – множина ВДЕ.

Фактичні значення втрат електроенергії для цієї ж ВЕС визначаються як

$$\Delta W_{ВДi}^{\phi} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДi}^{\phi} \Delta t. \quad (15)$$

Значення фактичних втрат електроенергії групи ВДЕ $\Delta W_{ВД}^{\phi} = \sum_{i \in \theta_{ВД}} \Delta W_{ВДi}^{\phi}$.

Якщо прогнозні і фактичні значення втрат електроенергії приведені до однакового періоду часу, то визначається похибка прогнозування втрат електроенергії під час балансування режиму ЕЕС:

$$\delta = \frac{\Delta W_{ВД}^{np} - \Delta W_{ВД}^{\phi}}{\Delta W_{ВД}^{np}} 100\%. \quad (16)$$

Відповідно до значення похибки δ розраховується додаткова потужність до потужності заміщення втрат від ВДЕ маневреними потужностями ЕЕС або накопичувачами електроенергії [8]. В результаті також покращується прогноз генерування i -ої ВДЕ тим, що до прогнозного значення потужності $P_{пр}$ додається відповідне значення $\Delta P_{ВДi}^{np}$.

Ефективність розробленого методу оцінки втрат потужності в електричних мережах, викликаних генеруванням ВДЕ, покажемо на прикладі електричної мережі 110 кВ, схему якої наведено на рис. 2. Опори віток, навантаження і генерування показано на схемі. Балансуючим вузлом є вузол №1, ВДЕ знаходиться у вузлі 6. Контрольний розрахунок усталеного режиму для максимуму генерування ФЕС (о 13.00 години) виконано програмою PowerFactory 15.1. За результатами розрахунку усталеного режиму сумарні втрати потужності в електричній мережі становлять $\Delta S = 3,15 + j2,8$ МВА, значення модулів і фаз напруги у вузлах показано на схемі рис. 2.

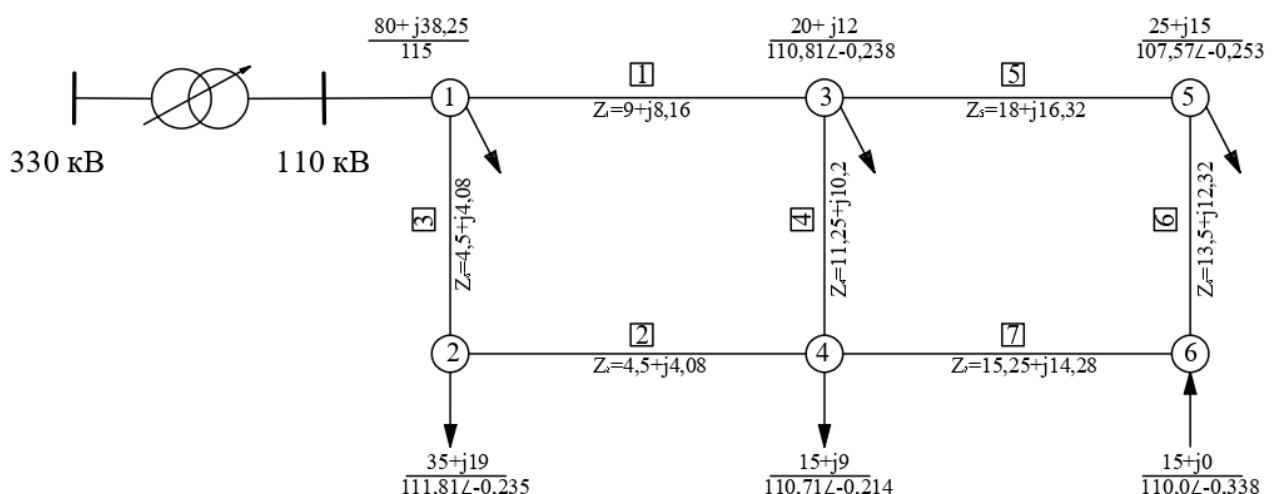


Рис. 2

Використовуючи значення розрахованих напруг вузлів, у відповідності до (8) розраховуємо матрицю коефіцієнтів розподілу втрат потужності V

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} 0,00624 + j0,00071 & 0,02531 + j0,00288 & 0,0126 + j0,00143 & 0,02108 + j0,0024 & 0,01697 + j0,00179 \\ -0,00163 + j0,00006 & 0,0033 - j0,00012 & 0,00664 - j0,00025 & 0,0047 - j0,00017 & 0,00556 - j0,00025 \\ 0,02386 + j0,00352 & 0,00959 + j0,00141 & 0,0193 + j0,00284 & 0,01368 + j0,00202 & 0,01619 + j0,00225 \\ 0,00012 - j0,00006 & -0,00024 + j0,00011 & 0,00024 - j0,00011 & -0,00006 + j0,00003 & 0,00008 - j0,00004 \\ 0,00092 + j0,00001 & -0,00186 - j0,00002 & 0,00186 + j0,00002 & 0,01813 + j0,00016 & 0,01041 + j0,0 \\ -0,00069 - j0,00027 & 0,0014 + j0,00054 & -0,0014 - j0,00054 & 0,00893 + j0,00347 & -0,00785 - j0,00297 \\ -0,0002 + j0,00025 & 0,00041 - j0,0005 & -0,00041 + j0,0005 & 0,00259 - j0,00319 & 0,00409 - j0,00512 \end{bmatrix}$$

Відповідно до розробленого методу втрати у вітках мережі від навантажень у вузлах визначаються за формулою (10)

$$\Delta S_{\mathbf{B}} = \dot{\mathbf{V}} \mathbf{S} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \end{matrix} & \left| \begin{array}{l} 0,2049 + j0,1434 + 0,4716 + j0,3612 + 0,1762 + j0,1349 + 0,4908 + j0,3762 - \mathbf{0,2545} - j\mathbf{0,0268} \\ -0,0584 - j0,0289 + 0,0674 + j0,0372 + 0,1018 + j0,056 + 0,1202 + j0,0663 - \mathbf{0,0834} + j\mathbf{0,0038} \\ 0,7683 + j0,5765 + 0,1749 + j0,1434 + 0,2639 + j0,2162 + 0,3117 + j0,2558 - \mathbf{0,2428} - j\mathbf{0,0338} \\ 0,0053 + j0,0003 - 0,0062 - j0,0007 + 0,0046 + j0,0005 - 0,0019 - j0,0002 - \mathbf{0,0012} + j\mathbf{0,0006} \\ 0,0322 + j0,0178 - 0,0371 - j0,0227 + 0,0278 + j0,017 + 0,4508 + j0,276 - \mathbf{0,1562} - j\mathbf{0,0001} \\ -0,0192 - j0,0226 + 0,0215 + j0,0277 - 0,0161 - j0,0208 + 0,1713 + j0,2208 + \mathbf{0,1177} + j\mathbf{0,0446} \\ -0,0117 + j0,0049 + 0,0141 - j0,0051 - 0,0106 + j0,0039 + 0,1127 - j0,041 - \mathbf{0,0613} + j\mathbf{0,0769} \end{array} \right. \end{matrix} \text{ MVA.} \quad (17)$$

Втрати в цілому по електричній мережі складають $\Delta S_{\Sigma} = 3,15 + j2,8$ MVA, що співпадає з результатами, отриманими за допомогою програми PowerFactory 15.1. А саме, згідно (11) втрати активної потужності у вітках 1–7 схеми від навантаження вузлів 2–5 будуть $0,9214 + 0,7062 + 0,5476 + 1,6556 \approx 3,831$ МВт. Втрати в мережі від генерування ВДЕ у вузлі 6 відповідно будуть $-0,682$ МВт (в (17) втрати від ВДЕ у вітках виділено жирним шрифтом). Тобто, в цьому прикладі під'єднання ВДЕ до електричної мережі зменшує втрати, викликані навантаженням: $\Delta P = 3,831 - 0,682 \approx 3,15$ МВт. Це той випадок, коли від встановлення ВДЕ в електричній мережі спостерігається позитивний ефект щодо зменшення в ній сумарних втрат. Досягається він за рахунок перерозподілу потоків потужності між джерелами електроенергії у вузлах 1 і 6. В даному випадку, коли місце під'єднання ВДЕ не змінюється, то вплив ВДЕ на втрати в мережі, викликані навантаженням, залежать тільки від їх значення. Наприклад, якщо навантаження в мережі рис. 2 зменшиться на 50%, а генерування у вузлі 6 залишиться таким же, то вплив генерування ВДЕ на втрати в мережі, викликані навантаженням, складе $-0,187$ МВт. За тих же умов, якщо навантаження в мережі зменшиться до 25%, то вплив від генерування ВДЕ вже поміняє знак і складатиме $0,038$ МВт.

Висновки. Застосування розробленого методу визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах та окремих її вітках, які викликані окремими ВДЕ та їх групами, дає можливість в реальному часі оцінювати і враховувати вплив ВДЕ на баланс електроенергії в ЕЕС. В основу методу покладено математичну модель електричної мережі для визначення втрат, в якій використовуються коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та поточні значення напруг вузлів схеми, що дає змогу отримати матрицю коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності ВДЕ у вузлах. Значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС. Оскільки ці втрати є адресними, то їхня вартість може відповідно компенсуватися.

1. Mladenov V., Chobanov V., Georgiev A. Impact of Renewable Energy Sources on Power System Flexibility Requirements. *Energies*. 2021. 14(10):2813. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14102813>.

2. Lezhniuk P., Komar K., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2020. No 10. Pp. 32-38. DOI: <https://doi.org/10.15199/48.2020.10.05>.

3. Tanveer F., Dongdong Z. Renewable energy integration/techno-economic feasibility analysis, cost/benefit impact on islanded and grid-connected operations: case study. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 180. Pp. 83-108. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.041>
4. Conejo J., Arroyo J., Alguacil N., Guijarro A. Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2002. Vol. 17. Pp. 571-576. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.800894>
5. Ahmed K., Karthikeyan S., Rao M. Proportional generation and proportional load based transmission loss allocation considering reactive power demand in restructured environment. *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*. Penang, Malaysia, 05-08 November 2017. Pp. 992-997. DOI: <https://doi.org/10.1109/TENCON.2017.8228002>.
6. Chintada S., Abbagouni S., Kumar H. Investigation on Loss Allocation in Distribution Network with Distributed Generation. 2nd International Conference on *Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET)*, Patna, India, 24-25 June 2022. Pp. 1-6. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICEFEET51821.2022.9848212>.
7. Lezhniuk P., Burykin O., Malogulko Y. Distributed energy sources in the local electrical systems. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018. 140 p.
8. Smolarz A., Lezhniuk P., Kudrya S., Komar V., Lysiak V., Hunko I., Amirgaliyeva S., Smailova S., Orazbekov Zh. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies*. 2023. Vol. 16(6). 2828. 16 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.

LOSSES OF ELECTRICITY CAUSED BY FLOWS OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE BALANCE OF ELECTRICAL GRIDS

P.D. Lezhniuk, I.O. Hunko, O.I. Kozachuk, V.M. Lysyi
The Institute of Renewable energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,
St. Hnata Khotkevycha, 20a, Kyiv, 02094, Ukraine.
E-mail: irvna_hunko@ukr.net.

Renewable energy sources (RES) affect the technical and economic parameters of electrical grids. In particular, with the increase in the amount of electricity in the EPS balance produced by RES, it is relevant to determine the power and electricity losses in electric grids caused by flows of electricity from RES. The method, algorithm and program for determining the component of power and electricity losses from RES in the total losses of electrical grids have been developed. The basis of the method is a mathematical model of the electrical grid for determining losses, which uses the current distribution coefficients in the circuits of the circuits from RES nodes and node voltages. As a result, a matrix of power loss distribution coefficients is formed in the branches of the circuit depending on the power in the nodes of the circuit. The voltages during the formation of the loss distribution matrix are determined based on the results of the calculation of steady-state modes of the electrical network or according to experimental measurement data. It is shown that the values of electricity losses in electrical grids caused by RES can be used during the operational planning of the electricity balance in the EPS and, since they are addressable, their cost can be compensated accordingly. References 8, figures 2.

Key words: electrical grids, renewable energy sources, power and electricity losses, matrix of power losses distribution coefficients.

Надійшла 19.10.2023
 Остаточний варіант 30.10.2023