

ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРЕТОКІВ І ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ПРИ ФОРМУВАННІ БАЛАНСУЮЧИХ ГРУП

Отримано 24 лют. 2026 р.; рекомендовано до публікації 23 бер. 2026 р.
Доступно онлайн 31 бер. 2026 р.

**Лежнюк П. Д.¹, Лисий В. М.²,
Николаєнко В. В.³, Стискал Т. О.⁴**

Автор для кореспонденції: Лисий Владислав,
e-mail: vladyslavlysyi@gmail.com

¹ д-р. техн. наук, професор
<https://orcid.org/0000-0002-9366-3553>

² аспірант
<https://orcid.org/0009-0007-0211-9100>

³ аспірант
<https://orcid.org/0009-0006-6295-9542>

⁴ аспірант
<https://orcid.org/0009-0001-9561-072X>

^{1,2} Інститут відновлюваної енергетики НАН
України, м. Київ, Україна;

^{3,4} Вінницький національний технічний
університет, м. Вінниця, Україна.

Анотація. Збільшення частки електроенергії в балансі електроенергетичної системи (ЕЕС), виробленої відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), робить актуальним задачу визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, викликаних перетоками електроенергії від ВДЕ. Особливо це стосується балансуємих груп, сформованих на основі ВДЕ, і поступового переходу їх до агрегованих груп, а також окремих ВДЕ як агрегаторів. Трасування потоків електроенергії ВДЕ та їх наслідків (втрати електроенергії та вплив на її якість, пропускна здатність ліній електропередавання та ін.) є предметом взаємовідносин між агрегаторами та іншими учасниками агрегованої групи, включно зі споживачами, які вмотивовані на гарантії походження електроенергії. В роботі запропоновано метод визначення складової втрат потужності та електроенергії від ВДЕ в сумарних втратах електричних мереж. В основу методу покладено матричну математичну модель електричної мережі для визначення потоків електроенергії у вітках схеми і втрат в них. Визначається матриця коефіцієнтів розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та вузлові напруги. В результаті формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми та потоки потужності в них залежно від потужності у вузлах схеми. Показано, що значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС, і, оскільки вони є адресними, то відповідно може враховуватися їх вартість під час взаємовідносин між агрегаторами. У роботі представлено результати розрахунку усталеного режиму тестової 14-вузлової схеми IEEE з двома класами напруги та джерелами енергії, серед яких є ВДЕ. Для підтвердження адекватності методу виконано також розрахунок усталеного режиму в ПК PowerFactory. Отримані результати підтверджують адекватність розробленого методу.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, потоки електроенергії, втрати електричної енергії, балансуєма група, агрегація.

Перелік використаних позначень та скорочень

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ЕЕС – електроенергетична система

ФЕС – фотоелектрична станція

ВЕС – вітрова електростанція

ЛЕС – локальна електроенергетична система

СЗЕ – системи збереження електроенергії

ТВЕ – технологічні витрати електроенергії

Вступ і постановка завдання Інтенсивне впровадження ВДЕ в ОЕС України ставить нові задачі. Здебільшого вони зумовлені непристосованістю електричних мереж ЕЕС до експлуатації електричних станцій, які використовують відновлювані джерела енергії з несталим генеруванням та відсутністю достатнього рівня автоматизації мереж. З іншого боку, несталисть генерування ВДЕ, яка зумовлена залежністю від природних умов, призводить до зниження ефективності функціонування елек-

тричної мережі та погіршення якості послуг з електропостачання споживачів. Несталисть режимів роботи фотоелектричних станцій (ФЕС), так само як і вітрових електростанцій (ВЕС), негативно впливає на балансову надійність енергосистеми, а також на стійкість її роботи. Убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можливо, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові та гідроелектростанції. З різних причин, як природних, так і через руйну-

вання росією енергетичної структури України, маневрених потужностей недостатньо. Щодо сучасних засобів (електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі технології, біогазові технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії тощо), то вони поки що існують у перспективі й перебувають на різних етапах розробки і застосування в електроенергетичних системах.

Необхідно створити сприятливі умови не лише для розбудови ВДЕ в електричних мережах енергосистеми, а й для оптимальної їх експлуатації, мінімізуючи негативний вплив на техніко-економічні показники енергосистеми. Залежно від місця під'єднання ВДЕ до електричних мереж і їх потужності може бути досягнуто зменшення втрат електроенергії на її транспортування, можуть покращуватися показники надійності SAIFI і SAIDI, а також суттєво покращуватися якість електроенергії та енергоефективність системи електропостачання в цілому [1–4]. Проте ці можливості ВДЕ покращувати техніко-економічні показники енергосистеми зводяться нанівель або суттєво знижуються через необхідність тримати в енергосистемі багатовартісний резерв потужності для компенсації несталої генерування електроенергії сонячними й вітровими електростанціями.

У процесі експлуатації ВДЕ в електроенергетичній системі вирішується задача балансування споживання та генерування електроенергії, включно з усіма джерелами енергії в системі. Складність полягає в тому, що споживання і генерування в ЕЕС має ймовірнісний характер, а стосовно ВДЕ під час прогнозування погодинного графіка генерування в ЕЕС сьогодні на завтра доводиться також враховувати їх мінливість значення потужності залежно від часу і метеорологічних умов. Проблема участі в балансуванні режиму ЕЕС для ВДЕ ускладнюється ще й тим, що вони, маючи відносно невелику потужність, розподілені у всіх регіонах країни з різними метеорологічними параметрами, їх кількість становить тисячі і продовжує збільшуватися. Тому вирішено задля керованості цим процесом об'єднувати ВДЕ в окремі балансуєчі групи, для яких визначаються сумарні прогнозовані погодинні графіки генерування і передаються ДП Гарантованому покупцеві [5, 6]. Такий підхід успішно існував декілька років, але на сьогодні вимагається його вдосконалення. Пов'язано це з необхідністю переходу в плануванні генерування ВДЕ від «зелених» тарифів до участі їх в ЕЕС в аукціонах.

Для підвищення ефективності інтегрування ВДЕ в електричні мережі енергосистеми в нових умовах необхідно вирішити низку завдань. Принциповим є відхід від мотивування зменшувати похибку прогнозних і фактичних погодинних графіків генерування ВДЕ штрафними санкціями, що накладаються Гарантованим покупцем. Вартість похибки прогнозу може сягати 20 % і більше від прибутку від «зеленого» тарифу. Тому необхідним є новий механізм підтримки ВДЕ в електроенергетичній системі. Він може бути дієвим тільки за умови вдоско-

налення власних методів прогнозування та утворення ефективних балансуєчих груп. Такою є агрегована група як об'єднання малих виробників, зберігачів енергії, активних споживачів та інших децентралізованих джерел енергії для спільної участі в енергетичному ринку. Учасником агрегованої групи можуть стати споживачі, які здатні адаптувати навантаження за рішенням агрегатора, балансувати енергосистему через зменшення / зміщення пікового навантаження. Ними можуть стати системи накопичення енергії, що здатні надавати допоміжні послуги для оператора системи розподілу (ОСР), брати участь у балансуванні енергосистеми, а також інші децентралізовані енергоресурси, гібридні системи (генерація + зберігання + споживання), електромобільні зарядні станції тощо.

Таким чином, для підвищення ефективності ВДЕ в електричних мережах енергосистеми в нових умовах експлуатації необхідно: визначити способи й засоби резервування їх генерування; вдосконалити методи прогнозування обсягів відпуску електричної енергії балансуєчою групою виробників з ВДЕ та розроблення методики визначення оптимального складу балансуєчої агрегованої групи виробників з ВДЕ; формувати локальні електроенергетичні системи (ЛЕС) і microgrid на основі ВДЕ як спосіб децентралізації генерування електроенергії; формувати інтелектуальні системи керування режимами ЛЕС (microgrid) з самовідновленням у них електропостачання. Ці задачі є оптимізаційними і вимагають порівняння варіантів їх вирішення за техніко-економічними показниками. Оскільки ВДЕ використовують електричні мережі загального призначення, найважливішим є вплив на їх режимні параметри: пропускну здатність окремих ліній електропередавання з трансформаторами зв'язку та енергоефективність мереж разом з ВДЕ (надійність, технологічні втрати електроенергії та її якість). Для оцінювання якості функціонування електричних мереж з ВДЕ, зокрема ЛЕС і microgrid, запропоновано інтегральний показник, який дає змогу здійснювати порівняння різних варіантів систем передачі та розподілу електроенергії з визначенням узагальнених техніко-економічних показників [7]. Проте для низки задач, як-от гарантія походження електроенергії для споживачів, що пов'язано з декарбонізацією, та успішної участі ВДЕ в аукціонах необхідно визначати оптимальні шляхи (трасування) для передавання електроенергії ВДЕ з допустимими технологічними втратами електроенергії та напруги.

Метою статті є формування умов для оптимального інтегрування ВДЕ в агреговані балансуєчі групи, задля чого визначаються вітки схеми надходження електроенергії до споживачів від ВДЕ та втрати потужності й електроенергії в електричній мережі при цьому.

Задача оптимального керування балансом потужності та електроенергії електричних мереж як балансуєчої групи. На сьогодні актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заявленого на наступну добу погодинного графіка сукупного для групи

балансування генерування $P_{ВДЕ}(t)$ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристики ВДЕ:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} [P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t)]^2 dt \rightarrow \min \quad (1)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений погодинний графік генерування

ВДЕ на наступну добу; $\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – сумарне генерування n електростанцій з ВДЕ, приєднаних до шин балансувальної групи.

Заявлений графік генерування $P_{ВДЕ}(t)$ формується в такий спосіб, щоб забезпечити максимум надходжень від реалізації електроенергії ВДЕ за «зеленим» тарифом:

$$\sum_{i=1}^n \int_{t_0}^{t_k} z_i P_i(t) dt \rightarrow \max \quad (2)$$

де z_i – «зелений» тариф на відпущену електроенергію електростанцією з ВДЕ.

Задачі, як (1), так і (2), розв'язуються за умови балансу на шинах електричних мереж балансувальної групи джерел електроенергії та навантаження (рис. 1):

$$P_{ЕЕС}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{ТПj}(t) \pm P_{СЗЕ}(t) - \Delta P(t) = 0 \quad (3)$$

де $P_{ЕЕС}(t)$ – потужність централізованих джерел електроенергії, яка може поступати в мережу або, навпаки, віддаватися з неї в систему; $P_{ТПj}(t)$ – потужність пасивних і «активних» споживачів електроенергії трансформаторних підстанцій (ТП); m – кількість ТП; $P_{СЗЕ}(t)$ – потужність, яка генерується або споживається системою збереження електроенергії; $\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричній мережі.

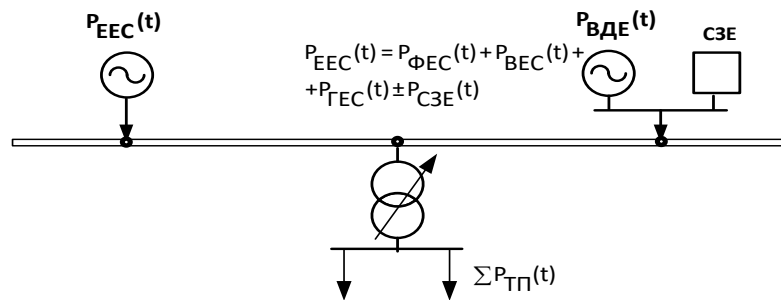


Рис. 1. Баланс потужності в електричній мережі

У виразі (3): $P_i(t) = P_{ФЕСi}(t) + P_{ВЕСi}(t) + P_{ГЕСi}(t)$, де $P_{ФЕС}(t)$, $P_{ВЕС}(t)$, $P_{ГЕС}(t)$ – потужності ФЕС, ВЕС і малих ГЕС; $P_{СЗЕ}(t) = P_{КГУ}(t) + P_{ГТУ}(t) \pm P_B(t) \pm P_X(t)$, де $P_{КГУ}(t)$, $P_{ГТУ}(t)$ – потужності когенераційних, переважно газопоршневих, та газотурбінних установок, $P_X(t)$ – потужність електромісних накопичувачів (– заряд, + розряд); $P_B(t)$ – потужність водневих установок (– за рахунок виробленої електроенергії шляхом електролізу добувається водень, + водень як добавка до газу спрацьовується в КГУ та ГТУ).

З наростанням потужності та електроенергії ВДЕ в електроенергетичній системі збільшується їх міра відповідальності за небаланси [5, 6]. Зокрема, ідеться про

формування погодинних графіків генерування ВДЕ на наступну добу з імовірно меншими похибками. Для цього в (3) $P_i(t)$ визначається з урахуванням деградації обладнання ВДЕ [7–9], також визначаються оптимальні перетоки електроенергії ВДЕ і СЗЕ з мінімальними втратами в електричній мережі [10–12], як складова в $\Delta P(t)$ визначаються втрати від перетоків електроенергії ВДЕ і СЗЕ [13]. Загалом на рис. 2 наведені умови врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії в ЕЕС, з яких випливає необхідність вдосконалення участі ВДЕ в системі балансування режимів ЕЕС. Покажемо, як в процесі балансування режимів ЕЕС визначається розподіл потужності ВДЕ по вітках електричної мережі і розраховуються в них втрати від перетоків електроенергії ВДЕ.

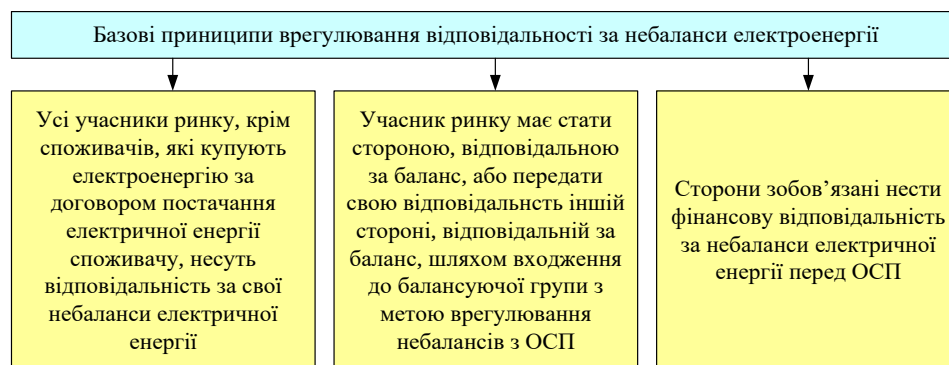


Рис. 2. Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії

Коефіцієнти розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі і втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі. Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою:

$$\dot{S}_B = \sqrt{3} \times \dot{U}_{\Sigma D} M_{\Sigma} \times \hat{I}_D \quad (4)$$

де $\dot{U}_{\Sigma D}$ – діагональна матриця напруги у вузлах, включно з балансувальними; M_{Σ} – матриця з'єднань віток у вузлах, включно з балансувальними; $\hat{I}_D$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

У [11] визначаються складові потужності у вітках електричної мережі від потужності вузлів:

$$\dot{S}_{BВДЕ} = \dot{D} \dot{S}_{ВДЕ} \quad (5)$$

де $\dot{S}_{BВДЕ}$ – вектор перетікань у вітках схеми потужності, спричинений потужністю вузлів з ВДЕ; $\dot{S}_{ВДЕ}$ – вектор потужностей вузлів, що відповідають вузлам схеми з ВДЕ; $\dot{D} = (\dot{U}_D M_{\Sigma}) \hat{C} \dot{U}_D^{-1}$ – матриця коефіцієнтів, що показують, яку частку в сумарній потужності кожної вітки викликає протікання по ній потужності від кожного вузла; $C = Z_B^{-1} M_{\Sigma t} (M_{\Sigma t} Z_B^{-1} M_{\Sigma t})^{-1}$ – матриця розподілу задаючих струмів у вузлах j по вітках схеми, Z_B – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Відповідно, вектор сумарних втрат у вітках електричної мережі запишеться як [13]

$$\Delta \dot{S}_B = \dot{V} \times \dot{S}_{\Sigma} \quad (6)$$

де $\dot{V} = (\dot{U}_t M_{\Sigma}) \hat{C} \dot{U}_D^{-1}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми залежно від потужності у вузлах схеми; $\dot{U}_t = n_t \dot{U}_{\Sigma D}$ – транспонований вектор напруги у вузлах, включаючи з балансувальними, n_t – одиничний транспонований вектор.

Вираз для втрат потужності в заданій i -й вітці з (6) переписується:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \dot{V}_i \dot{S}_{\Sigma} \quad (7)$$

де $\dot{V}_i = (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \hat{C} \dot{U}_D^{-1}$.

Разом з визначенням значення і походження електроенергії у вітках схеми, що розраховується за (5), втрати потужності у заданій вітці (вітках) електричної мережі від протікання в ній електроенергії ВДЕ визначаються за допомогою (7). Для цього розраховується вектор-рядок V_i матриці розподілу втрат V з уточненням напруги у вузлах відповідно до значень потужностей у цих же вузлах мережі і визначаються складові втрат потужності. Втрати визначаються окремо від потужності навантаження і потужності генерування:

$$\Delta \dot{S}_{Bi} = \dot{V}_i \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i \in \theta_H} v_i s_i + \sum_{j \in \theta_{ВД}} v_j s_j \quad (8)$$

де v – елементи вектор-рядка $\dot{V}_i$; s – елементи вектора потужностей вузлів $\dot{S}_{\Sigma}$; θ_H і $\theta_{ВД}$ – масиви вузлів відповідно до навантажень і ВДЕ. Список вузлів з ВДЕ $\theta_{ВД}$ може складатися з одного або декількох вузлів залежно від того, коли втрати у вітці визначаються від одного ВДЕ або їх групи.

Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ в балансувочій агрегатованій групі. Для поступового переходу ВДЕ до балансувочих агрегованих груп, а також окремих ВДЕ як агрегаторів необхідно виконати певні умови. Для участі в аукціонах заявлені графіки генерування електроенергії повинні бути з урахуванням її втрат у мережах, оскільки споживачі, які вмотивовані на походження електроенергії, вимагатимуть гарантій не тільки щодо її походження, а й її кількості. З оптимізацією втрат електроенергії пов'язана задача трасування потоків електроенергії ВДЕ з урахуванням пропускної здатності ліній електропередавання та якості електроенергії.

При визначенні потужності та втрат електроенергії з відновлюваних джерел енергії необхідно враховувати особливості роботи ВДЕ в електричних мережах та їх мінливість генерування. Крім того, їх потужність, через залежність від природних умов протягом доби, змінюється в досить широкому діапазоні – від нуля до встановленої потужності. ФЕС працює лише вдень і то за ненормованим графіком. Потужність вітрогенераторів залежить від сили вітрового потоку, яка також постійно змінюється (див. графік виробництва на рис. 3). Отже, електроенергія та втрати електроенергії, спричинені потоками електроенергії ФЕС та ВЕС в електричних мережах, також змінюються, що необхідно враховувати при оцінці похибки прогнозування генерування і споживання електроенергії. На рис. 3 як приклад показано добовий графік прогнозу $P_{пр}$, на який розраховує споживач електроенергії від ВЕС. Фактично до нього від ВЕС за лічильником надходить P_{ϕ} . Похибка для споживача визначається як $P_{\phi} - P_{пр}$. Якщо врахувати втрати в електричній мережі на транспортування $P_{пр}$ до споживача, то похибка визначається як $P'_{\phi} - P_{пр}$. Якщо споживач електроенергії є активним, то для нього таке зменшення похибки як для агрегатора є суттєвим.

Втрати електроенергії – це сума втрат потужності в усіх режимах мережі за розрахунковий період T :

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \text{ або } \Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \times \Delta t_i \quad (9)$$

де $\Delta P(t)$ – апроксимований 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 $n = T / \Delta t$).

Яка з формул (9) буде використана, залежить від постановки задачі та забезпечення даних. Виходимо з того, що розв'язується задача балансування електроенергії на наступний день у режимах ЕЕС, і дистанційне вимірювання параметрів режиму доступне для всіх вузлів електричної мережі. При цьому графіки виробництва ВДЕ є прогнозованими та відомими $\dot{S}_{ВДЕ}(t)$, а також відомі фактичні значення виробленої електроенергії ВДЕ за даними системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на інтервалах часу Δt .

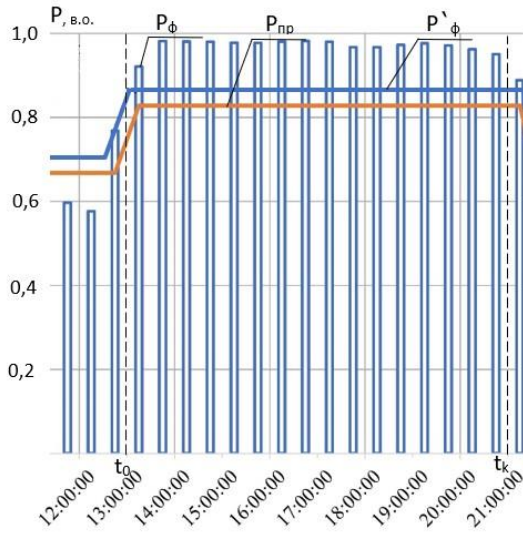


Рис. 3. Приклад добових графіків фактичного та прогнозованого генерування ВЕС

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками прогнозування потужності $P(t)$ і $Q(t)$ у вузлах ВДЕ. Наприклад, для i -ї ВЕС (див. рис. 3) втрати електроенергії визначаються:

$$\Delta W_{ВДЕi}^{пр} = \int_{t_0}^{t_k} \Delta P_{ВДЕi}^{пр}(t) dt \quad (10)$$

$$\Delta W_{ВДЕi}^{пр} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДЕi}^{пр} \Delta t$$

де $n = (t_k - t_0) / \Delta t$.

Якщо йдеться про ВДЕ балансуєної групи, то $\Delta W_{ВДЕ}^{пр} = \sum_{i \in \Theta_{ВД}} \Delta W_{ВДЕi}^{пр}$.

Фактичні значення втрат потужності для тієї самої ВЕС визначаються в такий спосіб:

$$\Delta W_{ВДЕi}^{\phi} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДЕi}^{\phi} \Delta t \quad (11)$$

Значення фактичних втрат електроенергії від ВДЕ балансуєної групи $\Delta W_{ВДЕ}^{\phi} = \sum_{i \in \Theta_{ВД}} \Delta W_{ВДЕi}^{\phi}$.

Якщо прогнозні та фактичні значення втрат потужності приведені до того самого періоду, то визначається похибка прогнозу втрат потужності при балансуванні режиму ЕЕС:

$$\delta = \frac{\Delta W_{ВДЕ}^{пр} - \Delta W_{ВДЕ}^{\phi}}{\Delta W_{ВДЕ}^{пр}} 100\% \quad (12)$$

Відповідно до значення похибки δ розраховується додаткова потужність до потужності для заміщення втрат від ВДЕ маневреними потужностями ЕЕС або СЗЕ [12]. Внаслідок прогнозування потужності i -ї ВДЕ $P_{пр}$ також покращується додаванням / відніманням відповідного значення до прогнозованого значення потужності $\Delta P_{ВДЕi}^{пр}$.

При визначанні кількості електроенергії від i -го ВДЕ, що надходить до j -го споживача $W_{спj}^{\phi}$, для коректності оформлення сертифіката гарантованого походження електроенергії необхідно врахувати втрати в мережі:

$$W_{спj}^{\phi} = W_{ВДЕi}^{\phi} - \Delta W_{ВДЕi}^{\phi} \quad (13)$$

Приклад. Прикладом для ілюстрації методу визначення потоків електроенергії ВДЕ у вітках схеми і втрат в них скористаємося тестовою 14-вузловою схемою IEEE, в якій об'єднано два класи напруги, 230 та 110 кВ (рис. 4). У вузлах 6 і 8 додано сонячну і вітрову електростанції 15 і 20 МВт та УЗЕ. Відповідно до запропонованого алгоритму [13] сформовано масив даних та виконано розрахунки матриць коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі D і втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі V , а також визначено втрати електроенергії у вітках схеми, викликаних потоками електроенергії ФЕС і ВЕС. Як споживач електроенергії, що зацікавлений в електроенергії від ВДЕ, для прикладу вибраний споживач у вузлі № 9.

Для порівняння виконано розрахунок режиму мережі без ВДЕ і з ВДЕ з навантаженням і генеруванням на 12.00 год. Втрати потужності без ВДЕ становлять 10,12 МВт. Для споживача у вузлі № 9, потужність якого 27,95 МВт, визначено потоки потужності у вітках, що під'єднані до нього: $P_{4-9} = 27,53$ МВт, $P_{7-9} = 10,99$ МВт, $P_{9-10} = -3,20$ МВт, $P_{9-14} = -7,36$ МВт. На рис. 5 наведена матриця коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі D , за якою згідно з (5) за тих же навантажень у вузлах схеми і включеному генеруванні ВДЕ ($P_6 = 15$ МВт, $P_8 = 20$ МВт) розраховано потоки потужності у вітках. Зокрема, потоки потужності у вітках, що інцидентні до вузла № 9, будуть такі: $P_{4-9} = 22,71$ МВт, $P_{7-9} = 15,27$ МВт, $P_{9-10} = -2,88$ МВт, $P_{9-14} = -7,16$ МВт. Внаслідок генерування ВДЕ змінилися перетоки потужності у вітках схеми мережі. Змінилися також потужності у вітках, що живлять споживача у вузлі № 9. До споживача у вузлі № 9 від ФЕС потужність не надходить, а від ВЕС надходить 15,27 МВт, або 54,6 %.

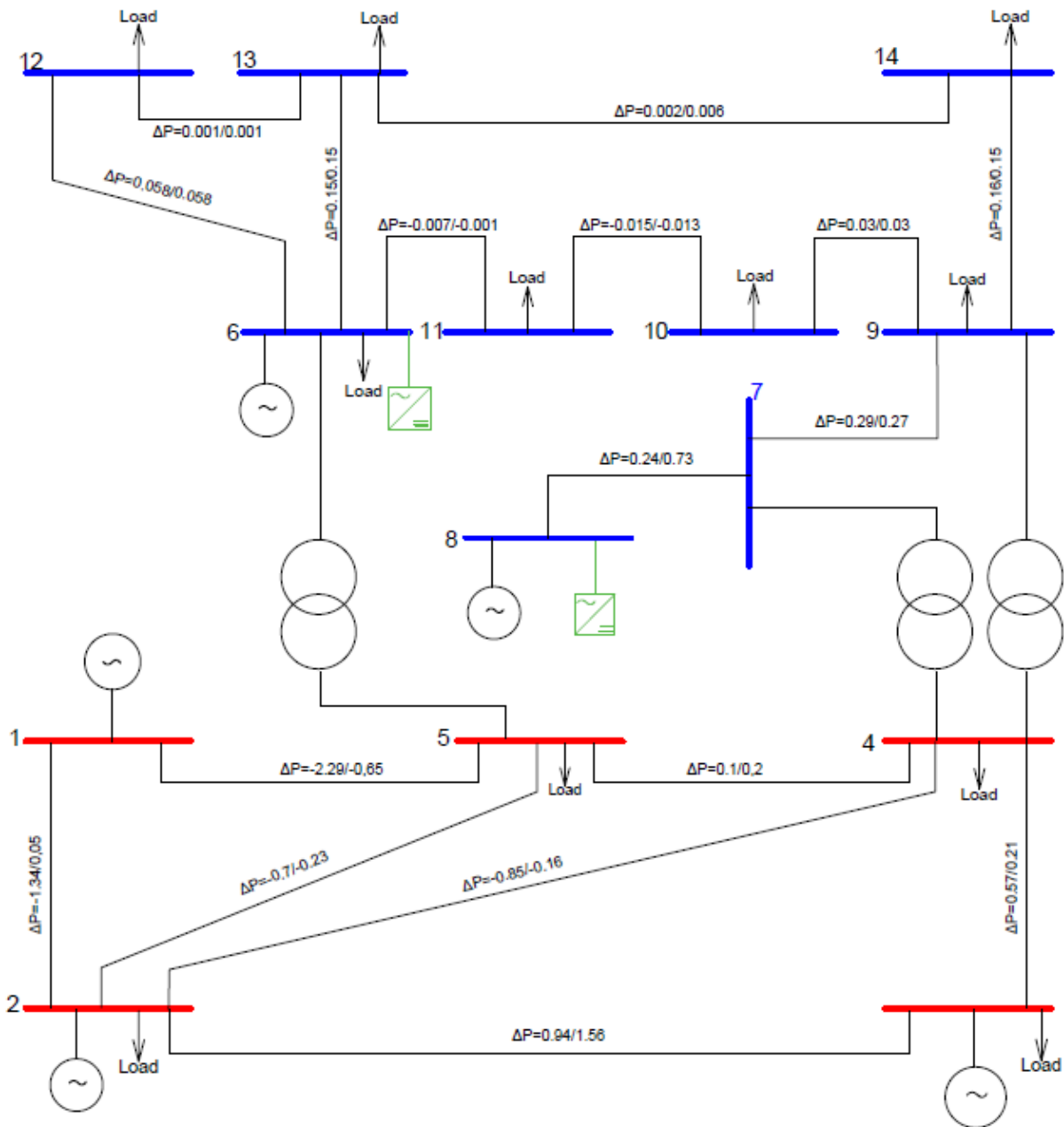


Рис. 4. Схема електричної мережі

На рис. 6 наведено матрицю коефіцієнтів втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі **V**. За цією матрицею коефіцієнтів згідно з (6) визначено втрати в режимі о 12.00, які становили 6,59 МВт, та побудовано діаграму втрат у мережі без ВДЕ і з ВДЕ (рис. 7). У режимі 12.00 втрати потужності в мережі з ВДЕ зменшилися на $10,12 - 6,59 = 3,53$ МВт, або на 34,88 %. Згідно з діаграмою на рис. 7, якщо вважати 3,53 МВт максимальним зниженням втрат, а час максимальних втрат 6–7 год, то отримаємо зменшення втрат електроенергії за добу за рахунок генерування ВДЕ ≈ 23 МВт-год.

Щодо вмотивованого отримувати електроенергію від ВДЕ споживача у вузлі № 9 та інших. Очевидно, що мають бути узгоджені з двох сторін погодинні добові

графіки генерування від ВДЕ і споживача електроенергії. Для відсутності похибки між прогнозованими графіками генерування і споживання та фактичними графіками необхідно враховувати втрати електроенергії під час її транспортування, для чого розраховується діаграма втрат на кшталт тієї, що на рис. 7. Як проілюстровано на рис. 3, похибка між прогнозованими і фактичними графіками може бути мінімальна. В умовах зростання цін на енергоресурси, дефіциту енергії мінімізація втрат і ефективне обліковування адресного споживання набуває стратегічного значення. Саме тому застосування алгоритму визначення втрат електроенергії та впровадження інтелектуальних систем керування потоками потужності в розподільчих електричних мережах з ВДЕ є важливим для обґрунтованої комерціалізації процесу електропостачання.

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1-2	0.822	0.754	0.655	0.592	1.005	1.014	0.974	1.018	1.020	1.014	1.009	1.012	1.019
2-3	-0.029	0.583	0.148	0.100	0.219	0.234	0.226	0.234	0.232	0.226	0.221	0.223	0.230
2-4	-0.060	0.107	0.298	0.202	0.431	0.461	0.443	0.459	0.457	0.445	0.435	0.438	0.453
2-5	-0.081	0.044	0.188	0.271	0.378	0.346	0.333	0.353	0.359	0.368	0.378	0.376	0.365
1-5	-0.181	-0.274	-0.380	-0.440	-0.616	-0.592	-0.568	-0.598	-0.603	-0.610	-0.616	-0.615	-0.606
5-4	-0.080	-0.275	-0.492	0.269	-0.239	-0.493	0.474	-0.457	-0.423	-0.336	-0.255	-0.275	-0.381
4-3	-0.030	-0.417	0.148	0.100	0.214	0.228	0.220	0.228	0.226	0.221	0.216	0.217	0.225
5-6	0.006	0.024	0.040	-0.021	0.888	0.447	0.438	0.525	0.592	0.738	0.882	0.855	0.685
4-7	-0.003	-0.010	-0.018	0.009	0.359	0.717	0.701	0.549	0.522	0.445	0.380	0.398	0.497
4-9	-0.003	-0.013	-0.021	0.011	0.416	0.509	0.498	0.631	0.601	0.514	0.440	0.460	0.573
7-9	-0.002	-0.008	-0.014	0.007	0.229	-0.580	-0.564	0.323	0.310	0.271	0.239	0.248	0.296
7-8	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9-10	-0.003	-0.011	-0.018	0.010	0.299	-0.167	-0.163	-0.191	0.724	0.521	0.272	0.231	-0.009
10-11	-0.003	-0.011	-0.019	0.010	0.301	-0.168	-0.164	-0.192	-0.277	0.524	0.274	0.233	-0.009
11-6	-0.003	-0.011	-0.019	0.010	0.305	-0.171	-0.166	-0.195	-0.280	-0.481	0.277	0.236	-0.009
9-14	0.002	0.006	0.012	-0.006	-0.188	0.105	0.102	0.120	0.069	-0.055	-0.236	-0.296	-0.638
6-12	0.000	0.001	0.002	-0.001	-0.035	0.019	0.019	0.022	0.013	-0.010	0.600	0.132	0.070
12-13	0.000	0.001	0.002	-0.001	-0.035	0.019	0.019	0.022	0.013	-0.010	-0.398	0.131	0.070
13-14	0.002	0.006	0.015	-0.006	-0.184	0.103	0.100	0.118	0.068	-0.054	-0.232	-0.290	0.374
13-6	0.002	0.005	0.009	-0.005	-0.152	0.085	0.083	0.097	0.056	-0.045	0.163	0.575	0.308

Рис. 5. Матриця коефіцієнтів розподілу потужності вузлів по вітках електричної мережі

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1-2	-0.007	0.0007	-0.002	-0.003	0.041	0.0419	0.040	0.043	0.043	0.042	0.041	0.042	0.043
2-3	0.001	-0.017	-0.0056	-0.004	0.011	0.0128	0.012	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.013
2-4	0.002	-0.002	-0.008	-0.006	0.012	0.0141	0.013	0.014	0.001	0.013	0.013	0.013	0.0143
2-5	-0.005	-0.0008	-0.004	-0.006	0.008	0.007	0.006	0.007	0.007	0.007	0.007	0.008	0.006
1-5	-0.001	-0.004	-0.008	-0.012	0.039	0.037	0.036	0.004	0.039	0.039	0.040	0.039	0.041
5-4	-0.000	-0.0012	-0.0028	0.002	0.001	0.005	0.005	0.005	0.004	0.003	0.001	0.002	0.003
4-3	0.015	-0.0027	0.0014	0.001	-0.005	-0.006	-0.005	-0.006	-0.005	-0.005	-0.005	-0.005	-0.006
5-6	0.019	0.023	0.032	0.042	-0.147	-0.083	-0.079	-0.098	-0.108	-0.127	-0.147	-0.143	-0.121
4-7	0.007	0.035	0.051	0.036	-0.085	-0.142	-0.136	-0.123	-0.118	-0.102	-0.089	-0.092	-0.113
4-9	0.000	0.013	0.019	0.013	-0.037	-0.044	-0.043	-0.053	-0.051	-0.044	-0.039	-0.040	-0.049
7-9	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.005	0.007	0.007	-0.006	-0.006	-0.006	-0.005	-0.005	-0.006
7-8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.042	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9-10	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.001	0.001	0.001	0.001	-0.003	-0.002	-0.001	-0.001	0.000
10-11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	-0.001	-0.001	-0.001	0.002	0.003	0.002	0.001	-0.000
11-6	0.000	0.000	-0.002	0.000	0.004	-0.002	-0.002	-0.003	-0.003	-0.006	0.003	0.003	-0.000
9-14	0.000	0.000	0.001	0.000	-0.004	0.002	0.002	0.002	0.001	-0.001	-0.004	-0.005	-0.011
6-12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	-0.008	-0.002	-0.001
12-13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
13-14	0.000	0.000	-0.002	0.000	0.0004	-0.002	-0.002	-0.002	-0.001	0.001	0.044	0.005	-0.006
13-6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	-0.001	-0.001	-0.001	-0.002	0.001	-0.002	-0.007	-0.004

Рис. 6. Матриця коефіцієнтів втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі

Висновки

Збільшення частки електроенергії в електроенергетичній системі (ЕЕС), виробленої відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), робить актуальним задачу використання їх при балансуванні режимів ЕЕС. Пов'язано це з такими факторами, як залежність генерування потужності ВДЕ від природних умов, нестача маневреної потужності в ЕЕС для компенсації нестабільності генерування ВДЕ під час балансування, відхід на енергетичному ринку від «зелених» тарифів до участі в аукціонах, перехід

від балансуючих груп на умовах Гарантованого покупця зі штрафними санкціями до агрегованих балансуючих груп та окремих незалежних агрегаторів. Підвищення енергоефективності використання ВДЕ в електроенергетичній системі вимагає ретельнішого визначення їх впливу на техніко-економічні параметри електричних мереж.

Одним з характерних показників впливу ВДЕ на економічність режиму електричних мереж є втрати електроенергії в них, і зокрема втрати від перетоків потужності

від ВДЕ, які враховуються при виборі учасників агрегованих груп. Показана можливість застосування методу визначення втрат у мережах, в основу якого покладено математичну модель з використанням матриці коефіцієнтів втрат потужності генерування ВДЕ у вітках електричної мережі. Значення втрат електроенергії в

електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС. Оскільки ці втрати є адресними, то їх вартість може відповідно компенсуватися агрегаторами, що робить їх можливими і доцільними для подальшої комерціалізації.

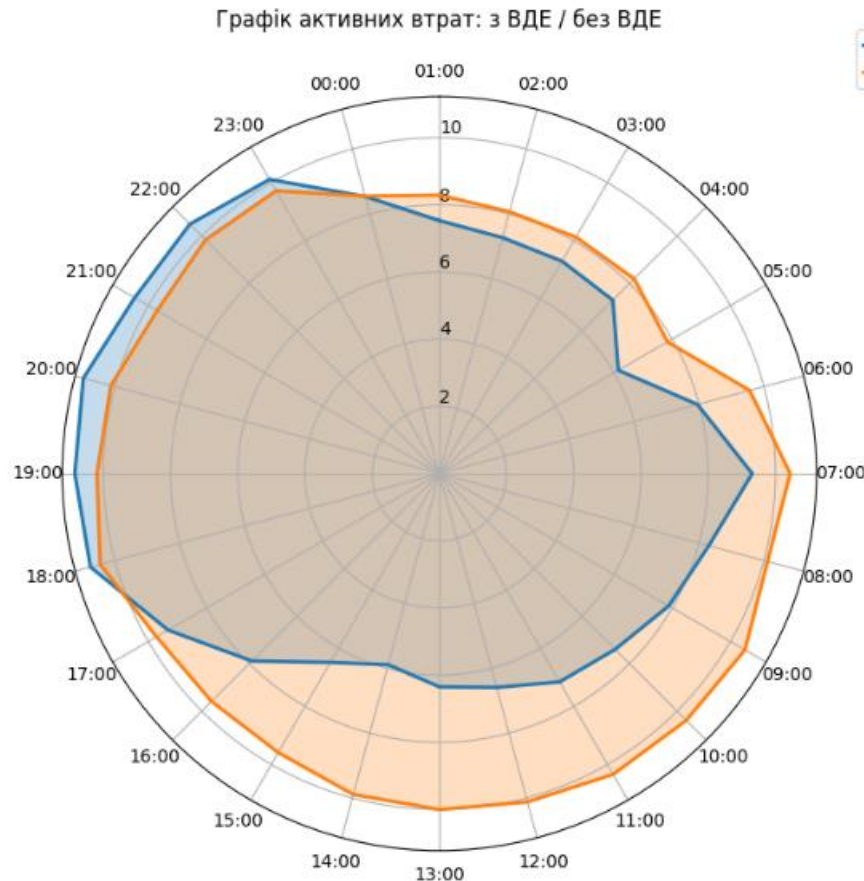


Рис. 7. Діаграма втрат електроенергії в мережі за добу

Визначення обсягу електроенергії, отриманої споживачами від ВДЕ, необхідне для підтвердження її походження, що дозволить збільшити зацікавленість споживачів і забезпечить випуск продукції з зеленим маркуванням. Згідно з методом визначається частка електроспоживання конкретного споживача електроенергії, що забезпечується з відновлюваного джерела енергії, під'єданого до електричної мережі. В основі методу лежить математична модель визначення коефіцієнтів розподілу потужності відновлюваних джерел енергії у вітках електричної мережі. Розрахунками та аналізом їх результатів підтверджено позитивний вплив ВДЕ на режим розподільчої електричної мережі за сформованих заздалегідь умов. Результати розрахунків перевірені на 14-вузловій тестовій схемі IEEE матричним методом і підтвердились результатами комп'ютерного моделювання в програмному комплексі Power Factory.

ПОСИЛАННЯ

1. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko, Saltanat Amirgaliyeva, Saule Smailova and Zhassulan Orazbekov. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies* 2023, 16, 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.
2. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. За заг. ред. акад. НАН України О. В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. К. Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
3. Basok B. I., Butkevich O. F., and Dubovsky S. V., "Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine". *Technical electrodynamics*, № 5, pp. 55–62, 2021. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.

4. Design and operation of future low-voltage community microgrids: An AI-based approach with real case study. Md Morshed Alam, M.J. Hossain, Muhammad Ahsan Zamee, Ahmed Al-Durra. *Applied Energy* 377 (2025) 124523, pp. 1–18.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124523>
5. Постанова НКРЕКП від 26 квітня 2019 р. № 641 «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за "зеленим" тарифом». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text>
6. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)
7. Wójcik, W.; Lezhniuk, P.; Kaczmarek, C.; Komar, V.; Hunko, I.; Sobchuk, N.; Yesmakhanova, L.; Shermantayeva, Z. Integrated Assessment of the Quality of Functioning of Local Electric Energy Systems. *Energies* 2025, 18, 137. <https://doi.org/10.3390/en18010137>
8. Komar V., Lezhniuk P., Hunko I., Smaglo I. Assessment of Technical Condition of Photovoltaic Station Equipment Using Software and Hardware Tools. (2023) *Vidnovluvana Energetika*, 2023 (1), pp. 19–26, Cited 0 times. DOI: 10.36296/1819-8058.2023.1(72).19-26
9. Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S. P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies* 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
10. Гунько, І., Лисий, В. Визначення для споживачів походження електроенергії від низьковуглецевих джерел енергії. *Вісник Хмельницького національного університету* – № 5 (341) 2024. С. 289–295. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-341-5-42>
11. Hunko I., Kudrya S., Komar V., Lezhniuk P. Mathematical Model and Algorithm for the Determination of the Origin of Electricity From Renewable Energy Sources in the Electric Power System. *Renewable Energy*. 2024. № 2. Р. 6–12. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\)6-12](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77)6-12)
12. Блінов І. В., Мірошник В. О., Лоскутов С. С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 1 С. 62–76. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
13. Лежнюк П. Д., Гунько І. О., Козачук О. І., Лисий В. М. Втрати електроенергії, викликані перетоками відновлюваних джерел енергії, в балансі електричних мереж. *Технічна електродинаміка*. 2023. № 6. С. 60–70. <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.065>

DETERMINATION OF POWER FLOWS AND LOSSES IN ELECTRICAL NETWORKS WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE FORMATION OF BALANCING GROUPS

Received Feb. 24, 2026; accepted Mar. 23, 2026
Available online Mar. 31, 2026

Lezhniuk P.¹, Lysyi V.², Mykolaenko V.³, Styskal T.⁴

Author for correspondence: Lysyi Vladyslav,
e-mail: vladyslavlyysi@gmail.com

¹ Dr. of Sciences (Tech.), Professor
<https://orcid.org/0000-0002-9366-3553>

² PhD Student
<https://orcid.org/0009-0007-0211-9100>

³ PhD Student
<https://orcid.org/0009-0006-6295-9542>

⁴ PhD Student
<https://orcid.org/0009-0001-9561-072X>

^{1,2} Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, Ukraine

^{3,4} Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, Ukraine

Abstract. *The increase in the share of electricity generated from renewable energy sources (RES) in the balance of the electric power system (EPS) makes the problem of determining power and energy losses in electrical networks caused by electricity flows from RES particularly relevant. This issue is especially significant for balancing groups formed on the basis of RES, as well as for their gradual transformation into aggregated groups and for individual RES units acting as aggregators.*

Tracing electricity flows from RES and assessing their consequences (including energy losses, impact on power quality, transmission line capacity, etc.) constitute an essential component of the interactions between aggregators and other participants of aggregated groups, including consumers who are motivated by guarantees of origin of electricity.

The paper proposes a method for determining the component of power and energy losses attributable to RES within the total losses of electrical networks. The method is based on a matrix mathematical model of the electrical network, which enables the determination of power flows in network branches and the associated losses. A matrix of current distribution coefficients in network branches from nodes with RES, as well as nodal voltages, is determined. As a result, a matrix of power loss distribution coefficients in the network branches and branch power flows is formed as a function of nodal power injections.

It is shown that the values of energy losses in electrical networks caused by RES can be used in the operational planning of electricity balances in the EPS. Since these losses are addressable, their cost can be appropriately considered in the financial settlements between aggregators.

The paper presents the results of steady-state calculations for the IEEE 14-bus test system with two voltage levels and multiple energy sources, including RES. To verify the adequacy of the proposed method, steady-state calculations were also performed using the PowerFactory software package. The obtained results confirm the validity and adequacy of the developed method.

Keywords: *renewable energy sources, electricity flows, electrical energy losses, balancing group, aggregation.*

List of Symbols and Abbreviations

RES – Renewable Energy Sources
EPS – Electric Power System
PVPP – Photovoltaic Power Plant
WPP – Wind Power Plant

LEPS – Local Electric Power System
ESS – Energy Storage Systems
TEL – Technical Electricity Losses

Introduction and Problem Statement

The intensive integration of renewable energy sources (RES) into the Integrated Power System of Ukraine (IPS of Ukraine) poses new challenges. These challenges are primarily associated with the insufficient adaptability of electrical networks within the electric power system (EPS) to the operation of power plants based on renewable energy sources characterized by intermittent generation, as well as with the inadequate level of network automation.

On the other hand, the variability of RES generation, caused by its dependence on natural conditions, leads to a decrease in the operational efficiency of electrical networks and deterioration in the quality of electricity supply services provided to consumers. The variability of operating modes of photovoltaic power plants (PVPPs), as well as wind power plants (WPPs), negatively affects the balancing reliability of the power system and its overall stability.

Ensuring the balance of power and electrical energy within the power system is possible through the integrated

utilization of available flexible generation capacities, in particular, thermal and hydroelectric power plants. However, due to various factors—both natural and those related to the destruction of Ukraine's energy infrastructure by the Russian Federation—the available flexible capacity is currently insufficient.

As for modern technological solutions (electrochemical energy storage systems, hydrogen technologies, biogas technologies, coordination of generation and consumption schedules, etc.), they remain largely prospective and are at different stages of development and implementation within electric power systems.

It is necessary to create favorable conditions not only for the further development of renewable energy sources (RES) within electrical networks of the power system, but also for their optimal operation, while minimizing their negative impact on the technical and economic performance indicators of the power system.

Depending on the point of RES connection to electrical networks and their installed capacity, reductions in electricity transmission losses may be achieved; reliability indices such as SAIFI and SAIDI may be improved; and significant enhancements in power quality, as well as in the overall energy efficiency of the electricity supply system, may be attained [1–4].

However, the potential of RES to improve the technical and economic performance of the power system is offset or substantially reduced by the necessity of maintaining costly reserve capacity within the power system to compensate for the variability of electricity generation from solar and wind power plants.

During the operation of renewable energy sources (RES) within the electric power system (EPS), the problem of balancing electricity consumption and generation is addressed, taking into account all energy sources in the system. The complexity of this task lies in the probabilistic nature of both consumption and generation within the EPS. In the case of RES, when forecasting the day-ahead hourly generation schedule, it is also necessary to account for the variability in their power output depending on time and meteorological conditions.

The participation of RES in EPS balancing is further complicated by the fact that, despite their relatively small individual capacities, they are geographically dispersed across all regions of the country, characterized by different meteorological conditions. Their number amounts to thousands and continues to increase. Therefore, in order to ensure effective management of this process, RES are grouped into separate balancing groups, for which aggregated forecasted hourly generation schedules are determined and submitted to the State Enterprise «Guaranteed Buyer» [5, 6].

This approach proved effective for several years; however, it currently requires further improvement. This necessity is associated with the transition in RES generation planning from the «feed-in tariff» mechanism to their participation in the EPS through auction-based mechanisms

To enhance the efficiency of RES integration into electrical networks under the new market conditions, a number of

challenges must be addressed. A fundamental shift is required away from the incentive mechanism based on reducing discrepancies between forecasted and actual hourly RES generation schedules through penalty sanctions imposed by the Guaranteed Buyer. The cost of forecast errors may reach 20% or more of the revenue obtained under the feed-in tariff scheme.

Therefore, a new mechanism for supporting RES within the electric power system is required. Such a mechanism can be effective only if accompanied by improvements in proprietary forecasting methods and the establishment of efficient balancing groups. One such form is an aggregated group, defined as an association of small-scale producers, energy storage units, active consumers, and other decentralized energy resources for joint participation in the electricity market.

Participants in an aggregated group may include consumers capable of adapting their loads in response to aggregator decisions, thereby contributing to system balancing through peak load reduction or load shifting. Energy storage systems may also act as participants, providing ancillary services to the Distribution System Operator (DSO), participating in system balancing, and supporting network operation. Other decentralized energy resources, including hybrid systems (generation + storage + consumption), electric vehicle charging stations, and similar assets, may also be integrated into aggregated groups.

Thus, in order to enhance the efficiency of RES in electrical networks under new operating conditions, it is necessary to: determine appropriate methods and means for reserving their generation; improve forecasting techniques for estimating electricity output volumes of RES-based balancing groups and develop a methodology for determining the optimal composition of balancing aggregated groups of RES producers; establish local electric power systems (LEPS) and microgrids based on RES as a means of decentralizing electricity generation; and develop intelligent control systems for LEPS (microgrids) capable of self-restoration of power supply.

These tasks are inherently optimization problems and require comparative assessment of alternative solutions based on technical and economic performance indicators. Since RES utilize general-purpose electrical networks, the primary evaluation criteria include their impact on network operating parameters, such as the transmission capacity of individual power lines and interconnection transformers, as well as the overall energy efficiency of networks integrated with RES (including reliability, technical electricity losses, and power quality).

To assess the operational performance of electrical networks with RES, including LEPS and microgrids, an integral indicator has been proposed, enabling comparative evaluation of different electricity transmission and distribution system configurations with the determination of generalized technical and economic indicators [7].

However, for a number of specific tasks—such as ensuring guarantees of origin of electricity for consumers in the context of decarbonization, as well as securing successful participation of RES in auction-based mechanisms—it is

necessary to determine optimal transmission paths (power flow tracing) for delivering electricity generated by RES with acceptable technical losses of energy and voltage.

The objective of this paper is to establish the conditions for the optimal integration of renewable energy sources (RES) into aggregated balancing groups. To this end, the network branches that supply electricity generated by RES to consumers are identified, and the corresponding power and energy losses in the electrical network are determined.

Optimal Control of Power and Energy Balance in Electrical Networks within a Balancing Group Framework. Today, it is particularly relevant to optimize the operating modes of renewable energy sources (RES) in order to minimize deviations from the day-ahead hourly schedule of aggregated generation for the balancing group $P_{RES}(t)$, subject to specified constraints on primary energy resources and the technical characteristics of RES:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} [P_{RES}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t)]^2 dt \rightarrow \min \quad (1)$$

where $P_{RES}(t)$ is the declared day-ahead hourly generation schedule of RES; $\sum_{i=1}^n P_i(t)$ is the aggregated generation of n RES power plants connected to the buses of the balancing group.

The declared generation schedule is formed in such a way as to ensure the maximum revenue from the sale of electricity generated by RES under the feed-in tariff scheme:

$$\sum_{i=1}^n \int_{t_0}^{t_k} z_i P_i(t) dt \rightarrow \max \quad (2)$$

where z_i is the feed-in tariff for the electricity supplied by the i -th RES power plant.

Both problems (1) and (2) are solved subject to the power balance conditions at the buses of the electrical networks of the balancing group, comprising generation sources and loads (see Fig. 1):

$$P_{EPS}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{TSj}(t) \pm P_{ESS}(t) - \Delta P(t) = 0 \quad (3)$$

where $P_{EPS}(t)$ is the power of centralized generation sources that may either be injected into or withdrawn from the network; $P_{TSi}(t)$ is the power of passive and active electricity consumers connected to transformer substations (TS); m is the number of transformer substations; $P_{ESS}(t)$ is the power generated or absorbed by the energy storage system; $\Delta P(t)$ denotes the technical electricity losses (TEL) in the electrical network.

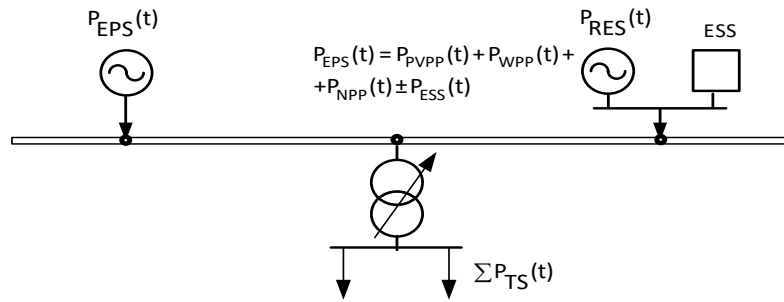


Fig. 1. Power Balance in the Electrical Network

In expression (3): $P_i(t) = P_{PVPPi}(t) + P_{WPPi}(t) + P_{SHPPi}(t)$, where

$P_{PVPP}(t)$, $P_{WPP}(t)$, $P_{HPPs}(t)$ – denote the power outputs of photovoltaic power plants (PVPPs), wind power plants (WPPs), and small hydroelectric power plants (small HPPs); $P_{ESS}(t) = P_{CHP}(t) + P_{GTUs}(t) \pm P_H(t) \pm P_{EES}(t)$, where $P_{CHP}(t)$, $P_{GTUs}(t)$ – the capacities of cogeneration units, typically gas engine units, and gas turbine units, $P_{EES}(t)$ – the power of electrochemical energy storage systems (– charging, + discharging); $P_H(t)$ – the power of hydrogen units (– electricity is consumed for hydrogen production via electrolysis; + hydrogen, used as an additive to natural gas, is utilized in CHP units and gas turbine units).

As the share of RES capacity and electricity generation in the electric power system (EPS) increases, their responsibility for imbalances also increases [5, 6]. In particular, this concerns the formation of day-ahead hourly RES

generation schedules with reduced forecast errors.

For this purpose, in (3), $P_i(t)$ is determined taking into account the degradation of RES equipment [7–9], and optimal electricity flows from RES and energy storage systems (ESS) with minimal losses in the electrical network are identified [10–12]. As a component of the overall balance equation, losses caused by electricity flows from RES and ESS are determined [13].

In general, Fig. 2 presents the conditions for regulating responsibility for electricity imbalances within the EPS, highlighting the need to improve RES participation in the system balancing framework.

The following section demonstrates how, in the process of EPS balancing, the distribution of RES power across the branches of the electrical network is determined and how the corresponding losses due to RES power flows are calculated.

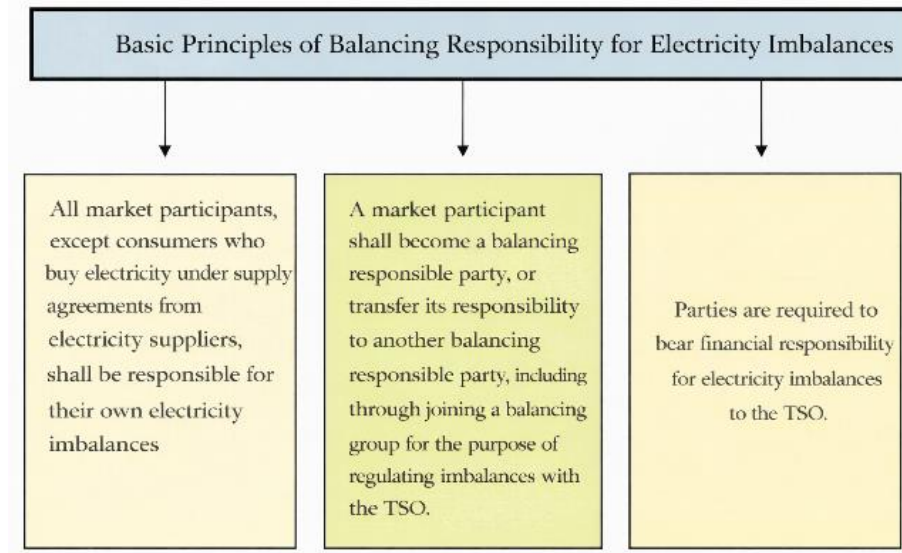


Fig. 2. Basic Principles of Balancing Responsibility for Electricity Imbalances

Power Distribution Coefficients of Network Nodes Across Electrical Network Branches and Power Loss Distribution of RES Generation in Network Branches. The value of apparent power at the beginning and at the end of each network branch is determined by the following expression:

$$\dot{S}_{nb} = \sqrt{3} \times \dot{U}_{\Sigma D} M_{\Sigma} \times \hat{I}_D \quad (4)$$

where $\dot{U}_{\Sigma D}$ – the diagonal matrix of nodal voltages, including the balancing nodes; M_{Σ} – the branch-to-node incidence matrix, including the balancing (slack) nodes; $\hat{I}_D$ – the diagonal matrix of branch currents (hereinafter, the superscript $\hat{\cdot}$ denotes the complex conjugate of a matrix or vector).

In [11], the components of power in the electrical network branches attributable to nodal power injections are determined:

$$\dot{S}_{NBRES} = \dot{D} \dot{S}_{RES} \quad (5)$$

where $\dot{S}_{NBRES}$ – the vector of branch power flows caused by the power injections at nodes with RES; $\dot{S}_{RES}$ – the vector of nodal powers corresponding to the network nodes with RES; $\dot{D} = (\dot{U}_D M_{\Sigma}) \hat{C}_D^{-1}$ – the matrix of coefficients indicating the share of the total power in each branch caused by the power flow from each node; $C = Z_{NB}^{-1} M_{\Sigma t} (M_{\Sigma} Z_{NB}^{-1} M_{\Sigma t})^{-1}$ – the matrix of distribution of injected currents at the nodes across the network branches; Z_{NB} – the diagonal matrix of complex impedances of the network branches;

Accordingly, the vector of total losses in the electrical network branches can be written as follows [13]:

$$\Delta \dot{S}_{NB} = \dot{V} \times \dot{S}_{\Sigma} \quad (6)$$

where $\dot{V} = (\dot{U}_t M_{\Sigma}) \hat{C}_D^{-1}$ – the matrix of power loss distribution coefficients in the network branches as a function of

nodal power injections; $\dot{U}_t = n_t \dot{U}_{\Sigma D}$ – the transposed vector of nodal voltages, including the balancing (slack) nodes; n_t – the transposed unit vector;

The expression for power losses in a given i -th branch from (6) can be rewritten as follows:

$$\Delta \dot{S}_{NBi} = \dot{V}_i \dot{S}_{\Sigma} \quad (7)$$

where $\dot{V}_i = (\dot{U}_t M_{\Sigma i}) \hat{C}_D^{-1}$.

Together with the determination of the magnitude and origin of electricity flows in the network branches calculated according to (5), the power losses in a given branch (or branches) of the electrical network caused by the flow of electricity from RES are determined using (7). For this purpose, the row vector V_i of the loss distribution matrix V is computed, with nodal voltages refined in accordance with the corresponding nodal power values in the network, and the individual components of power losses are determined. Losses are calculated separately for load power and generation power:

$$\Delta \dot{S}_{NBi} = \dot{V}_i \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i \in \theta_L} v_i s_i + \sum_{j \in \theta_{RES}} v_j s_j \quad (8)$$

where v – the elements of the row vector $\dot{V}_i$; s – the elements of the nodal power vector $\dot{S}_{\Sigma}$; θ_L i θ_{RES} – the sets of load nodes and RES nodes, respectively. The set of RES nodes θ_{RES} may consist of one or several nodes, depending on whether the losses in a given branch are determined for a single RES unit or for a group of RES units.

Power and Energy Losses from RES Flows in an Aggregated Balancing Group. For the gradual transition of RES to aggregated balancing groups, as well as for individual RES units acting as aggregators, certain conditions must be fulfilled. In order to participate in auctions, the declared electricity generation schedules must take into account network losses, since consumers motivated by guarantees of

origin will require assurances not only regarding the origin of electricity but also its delivered quantity. The optimization of electricity losses is closely related to the problem of tracing RES power flows while considering transmission line capacity constraints and power quality requirements.

When determining the power output and electricity losses from renewable energy sources (RES), it is necessary to take into account the specific operational characteristics of RES in electrical networks and the variability of their generation. Due to their dependence on natural conditions throughout the day, RES power output varies over a wide range—from zero to installed capacity. Photovoltaic power plants (PVPPs) operate only during daylight hours and follow a non-uniform generation profile. The output of wind turbines depends on wind speed, which also continuously varies (see the generation profile in Fig. 3). Consequently, the electricity supplied and the associated losses caused by power flows from PVPPs and wind power plants (WPPs) in electrical networks also vary over time. This variability must be considered when assessing the forecast error of electricity generation and consumption. As illustrated in Fig. 3, an example of a daily forecast profile P_{pv} is shown, which represents the expected power delivery from the WPP as assumed by the consumer. In practice, the consumer receives an actual power P_{av} from the WPP according to metering data. The forecast error for the consumer is defined as: $P_{av} - P_{pv}$. If transmission losses in the electrical network associated with delivering P_{pv} to the consumer are taken into account, the error is adjusted accordingly. If the electricity consumer is an active participant (active consumer), such a reduction in the forecast error is significant, similar to its importance for an aggregator.

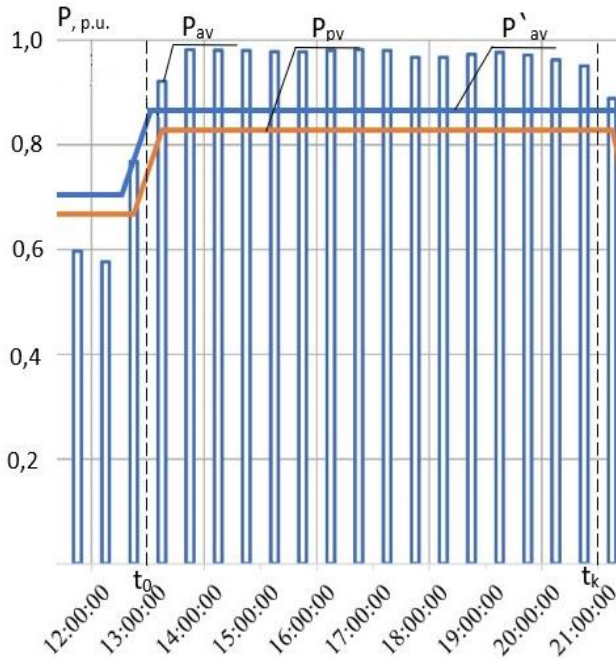


Fig. 3. Example of Daily Actual and Forecasted Generation Profiles of a Wind Power Plant

Electrical energy losses represent the sum of power losses over all network operating modes during the considered calculation period T :

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \text{ or } \Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \times \Delta t_i \quad (9)$$

where $\Delta P(t)$ – the approximated profile of power loss variation over the time period T ; ΔP_i – power losses assumed to be constant over time Δt_i ; n – the number of intervals into which the loss variation profile is divided $\Delta P(t)$ (if $\Delta t_i = \Delta t = \text{const}$, then $n = T / \Delta t$).

The choice of which expression in (9) is applied depends on the problem formulation and data availability. In this study, we consider the day-ahead electricity balancing problem for EPS operating modes, assuming that remote measurements of operating-state parameters are available for all nodes of the electrical network. In this case, the RES generation profiles are forecasted and known $\dot{S}_{RES}(t)$ and the actual values of RES electricity generation are also available from the commercial metering system (AMR/ASCAE) for the time intervals Δt . The values of $\Delta P(t)$ are determined based on the forecasted profiles of active and reactive power $P(t)$ and $Q(t)$ at the RES nodes. For example, for the i -th wind power plant (see Fig. 3), the electrical energy losses are determined as follows:

$$\Delta W_{RESi}^{av} = \int_{t_0}^{t_k} \Delta P_{RESi}^{av}(t) dt \quad (10)$$

$$\Delta W_{RESi}^{av} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{RESi}^{av} \Delta t$$

where $n = (t_k - t_0) / \Delta t$.

If reference is made to the RES of a balancing group, then

$$\Delta W_{RES}^{av} = \sum_{i \in \theta_{RES}} \Delta W_{RESi}^{av}.$$

The actual values of power losses for the same wind power plant are determined as follows:

$$\Delta W_{RESi}^{av} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{RESi}^{av} \Delta t \quad (11)$$

The actual values of electrical energy losses from the RES of

$$\text{the balancing group } \Delta W_{RES}^{av} = \sum_{i \in \theta_{RES}} \Delta W_{RESi}^{av}.$$

If the forecasted and actual power loss values are normalized to the same time interval, the forecast error of power losses during EPS balancing is defined as follows:

$$\delta = \frac{\Delta W_{RES}^{pv} - \Delta W_{RES}^{av}}{\Delta W_{RES}^{pv}} 100\% \quad (12)$$

According to the value of the forecast error δ , the additional power required to compensate for RES-induced

losses by flexible generation units of the EPS or by energy storage systems (ESS) is calculated [12]. As a result, the forecasted power of the i -th RES, P_{pv} , is further refined by adding or subtracting the corresponding correction value to the initially forecasted power, $\Delta P_{RES_i}^{av}$. When calculating the volume of electricity supplied from the i -th RES to the j -th consumer, $W_{L_j}^{av}$ network losses must be considered to ensure the proper issuance of the Guarantee of Origin certificate.

$$W_{L_j}^{av} = W_{RES_i}^{av} - \Delta W_{RES_i}^{av} \quad (13)$$

Example

To illustrate the proposed method for determining RES electricity flows in network branches and the associated

losses, the IEEE 14-bus test system is used. This system comprises two voltage levels, 230 kV and 110 kV (see Fig. 4). Photovoltaic and wind power plants with installed capacities of 15 MW and 20 MW, respectively, as well as an energy storage system (ESS), are integrated at buses 6 and 8. In accordance with the proposed algorithm [13], a data set was formed and the matrices of nodal power distribution coefficients across the electrical network branches, D , and the matrices of RES generation power loss distribution in the network branches, V , were calculated. In addition, the electrical energy losses in the network branches caused by power flows from the photovoltaic power plant (PVPP) and wind power plant (WPP) were determined.

As an example of a consumer interested in electricity generated from RES, the load connected at bus No. 9 was selected.

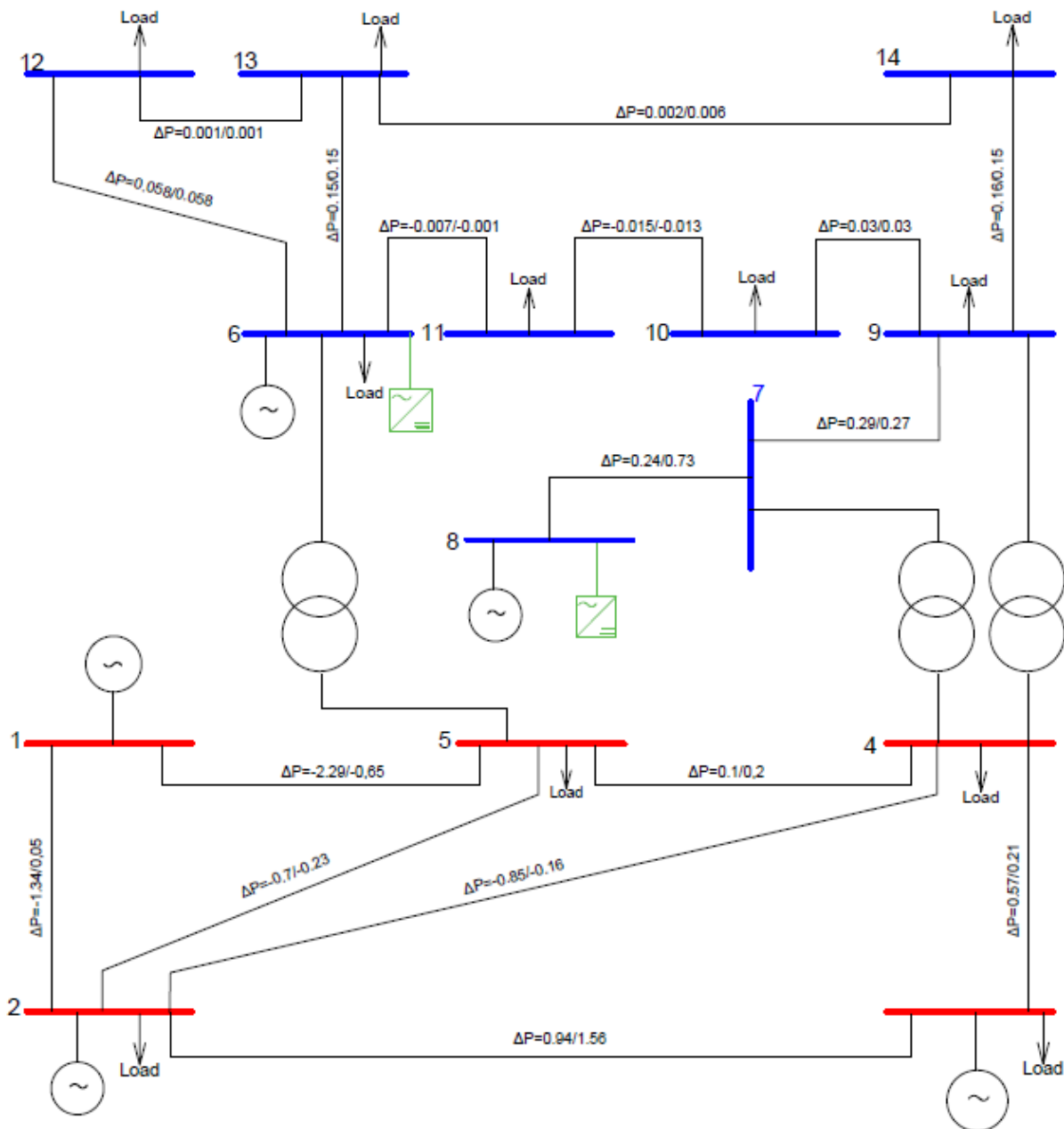


Fig. 4. Electrical Network Scheme

For comparison, steady-state calculations of the network were performed both without RES and with RES at 12:00, considering the corresponding load and generation levels. The total power losses without RES amount to 10.12 MW. For the consumer connected at bus No. 9, with a load of 27.95 MW, the power flows in the branches incident to this bus were determined as follows: $P_{4-9} = 27.53$ MW, $P_{7-9} = 10.99$ MW, $P_{9-10} = -3.20$ MW, $P_{9-14} = -7.36$ MW. Figure 5 presents the matrix of nodal power distribution coefficients across the electrical network branches, D , according to which, based on (5), power flows were recalculated for the same nodal loads with RES generation enabled ($P_6 = 15$ MW, $P_8 = 20$ MW). In particular, the power flows in the branches incident to bus No. 9 are: $P_{4-9} = 22.71$ MW, $P_{7-9} = 15.27$ MW, $P_{9-10} = -2.88$ MW, $P_{9-14} = -7.16$ MW.

As a result of RES generation, the power flows in the network branches have changed. The power contributions in the branches supplying the consumer at bus No. 9 have also been modified. No power from the photovoltaic power plant (PVPP) is delivered to the consumer at bus No. 9, whereas 15.27 MW, or 54.6%, is supplied from the wind power plant (WPP).

Figure 6 presents the matrix of RES generation power loss distribution coefficients in the electrical network branches, V . Based on this coefficient matrix and according to (6), the power losses at 12:00 were determined to be 6.59 MW, and a diagram of network losses without and with RES was constructed (see Fig. 7). At 12:00, the power losses in the network with RES decreased by $10.12 - 6.59 = 3.53$ MW, which

corresponds to a reduction of 34.88%. According to the diagram in Fig. 7, assuming that 3.53 MW represents the maximum loss reduction and that the period of maximum losses lasts 6–7 hours, the daily reduction in electrical energy losses due to RES generation amounts to approximately 23 MWh.

With regard to the consumer at bus No. 9 and other consumers motivated to receive electricity generated from RES, it is evident that the hourly day-ahead generation schedules of RES and the electricity consumption schedules must be mutually coordinated.

In order to minimize the discrepancy between forecasted generation and consumption profiles and their actual values, it is necessary to account for electricity losses during transmission. For this purpose, a loss diagram similar to that shown in Fig. 7 is calculated.

As illustrated in Fig. 3, the deviation between forecasted and actual profiles may be minimal. Under conditions of rising energy resource prices and energy shortages, the minimization of losses and accurate accounting of addressed (traceable) electricity consumption acquire strategic importance.

Therefore, the application of the proposed algorithm for determining electricity losses and the implementation of intelligent power flow control systems in distribution networks with RES are essential for the justified commercialization of the electricity supply process.

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 - 2	0.822	0.754	0.655	0.592	1.005	1.014	0.974	1.018	1.020	1.014	1.009	1.012	1.019
2 - 3	-0.029	0.583	0.148	0.100	0.219	0.234	0.226	0.234	0.232	0.226	0.221	0.223	0.230
2 - 4	-0.060	0.107	0.298	0.202	0.431	0.461	0.443	0.459	0.457	0.445	0.435	0.438	0.453
2 - 5	-0.081	0.044	0.188	0.271	0.378	0.346	0.333	0.353	0.359	0.368	0.378	0.376	0.365
1 - 5	-0.181	-0.274	-0.380	-0.440	-0.616	-0.592	-0.568	-0.598	-0.603	-0.610	-0.616	-0.615	-0.606
5 - 4	-0.080	-0.275	-0.492	0.269	-0.239	-0.493	0.474	-0.457	-0.423	-0.336	-0.255	-0.275	-0.381
4 - 3	-0.030	-0.417	0.148	0.100	0.214	0.228	0.220	0.228	0.226	0.221	0.216	0.217	0.225
5 - 6	0.006	0.024	0.040	-0.021	0.888	0.447	0.438	0.525	0.592	0.738	0.882	0.855	0.685
4 - 7	-0.003	-0.010	-0.018	0.009	0.359	0.717	0.701	0.549	0.522	0.445	0.380	0.398	0.497
4 - 9	-0.003	-0.013	-0.021	0.011	0.416	0.509	0.498	0.631	0.601	0.514	0.440	0.460	0.573
7 - 9	-0.002	-0.008	-0.014	0.007	0.229	-0.580	-0.564	0.323	0.310	0.271	0.239	0.248	0.296
7 - 8	0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9 - 10	-0.003	-0.011	-0.018	0.010	0.299	-0.167	-0.163	-0.191	0.724	0.521	0.272	0.231	-0.009
10 - 11	-0.003	-0.011	-0.019	0.010	0.301	-0.168	-0.164	-0.192	-0.277	0.524	0.274	0.233	-0.009
11 - 6	-0.003	-0.011	-0.019	0.010	0.305	-0.171	-0.166	-0.195	-0.280	-0.481	0.277	0.236	-0.009
9 - 14	0.002	0.006	0.012	-0.006	-0.188	0.105	0.102	0.120	0.069	-0.055	-0.236	-0.296	-0.638
6 - 12	0.000	0.001	0.002	-0.001	-0.035	0.019	0.019	0.022	0.013	-0.010	0.600	0.132	0.070
12 - 13	0.000	0.001	0.002	-0.001	-0.035	0.019	0.019	0.022	0.013	-0.010	-0.398	0.131	0.070
13 - 14	0.002	0.006	0.015	-0.006	-0.184	0.103	0.100	0.118	0.068	-0.054	-0.232	-0.290	0.374
13 - 6	0.002	0.005	0.009	-0.005	-0.152	0.085	0.083	0.097	0.056	-0.045	0.163	0.575	0.308

Fig. 5. Matrix of Nodal Power Distribution Coefficients in Electrical Network Branches

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 - 2	-0.007	0.0007	-0.002	-0.003	0.041	0.0419	0.040	0.043	0.043	0.042	0.041	0.042	0.043
2 - 3	0.001	-0.017	-0.0056	-0.004	0.011	0.0128	0.012	0.013	0.013	0.012	0.012	0.012	0.013
2 - 4	0.002	-0.002	-0.008	-0.006	0.012	0.0141	0.013	0.014	0.001	0.013	0.013	0.013	0.0143
2 - 5	-0.005	-0.0008	-0.004	-0.006	0.008	0.007	0.006	0.007	0.007	0.007	0.007	0.008	0.006
1 - 5	-0.001	-0.004	-0.008	-0.012	0.039	0.037	0.036	0.004	0.039	0.039	0.040	0.039	0.041
5 - 4	-0.000	-0.0012	-0.0028	0.002	0.001	0.005	0.005	0.005	0.004	0.003	0.001	0.002	0.003
4 - 3	0.015	-0.0027	0.0014	0.001	-0.005	-0.006	-0.005	-0.006	-0.005	-0.005	-0.005	-0.005	-0.006
5 - 6	0.019	0.023	0.032	0.042	-0.147	-0.083	-0.079	-0.098	-0.108	-0.127	-0.147	-0.143	-0.121
4 - 7	0.007	0.035	0.051	0.036	-0.085	-0.142	-0.136	-0.123	-0.118	-0.102	-0.089	-0.092	-0.113
4 - 9	0.000	0.013	0.019	0.013	-0.037	-0.044	-0.043	-0.053	-0.051	-0.044	-0.039	-0.040	-0.049
7 - 9	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.005	0.007	0.007	-0.006	-0.006	-0.006	-0.005	-0.005	-0.006
7 - 8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.042	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9 - 10	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.001	0.001	0.001	0.001	-0.003	-0.002	-0.001	-0.001	0.000
10 - 11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	-0.001	-0.001	-0.001	0.002	0.003	0.002	0.001	-0.000
11 - 6	0.000	0.000	-0.002	0.000	0.004	-0.002	-0.002	-0.003	-0.003	-0.006	0.003	0.003	-0.000
9 - 14	0.000	0.000	0.001	0.000	-0.004	0.002	0.002	0.002	0.001	-0.001	-0.004	-0.005	-0.011
6 - 12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	-0.008	-0.002	-0.001
12 - 13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000
13 - 14	0.000	0.000	-0.002	0.000	0.0004	-0.002	-0.002	-0.002	-0.001	0.001	0.044	0.005	-0.006
13 - 6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	-0.001	-0.001	-0.001	-0.002	0.001	-0.002	-0.007	-0.004

Fig. 6. Matrix of RES Generation Power Loss Distribution Coefficients in Network Branches

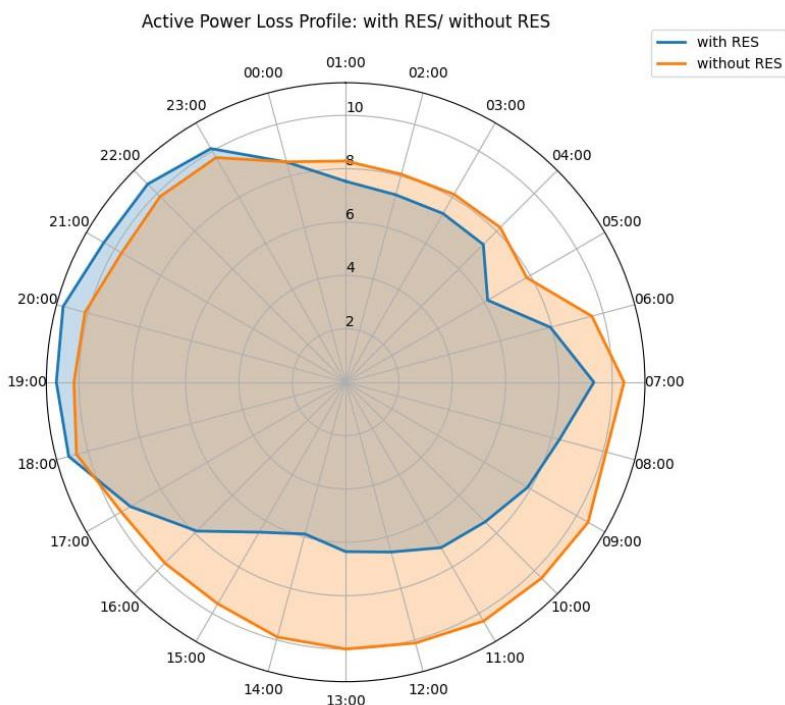


Fig. 7. Daily Electrical Energy Loss Diagram in the Network

Conclusion

The increasing share of electricity generated from renewable energy sources (RES) within the electric power system (EPS) makes their utilization in EPS balancing processes particularly relevant. This is caused by factors such as the dependence of RES power generation on natural conditions, the insufficient availability of flexible generation capacity in

the EPS to compensate for RES generation variability during balancing, the transition in the electricity market from feed-in tariff schemes to auction-based participation, and the shift from balancing groups operating under the Guaranteed Buyer framework with penalty mechanisms to aggregated balancing groups and independent aggregators. Improving the energy efficiency of RES utilization within the electric power system requires a more thorough

assessment of their impact on the technical and economic parameters of electrical networks.

One of the key indicators characterizing the impact of RES on the economic efficiency of electrical network operation is the level of electricity losses, in particular, the losses caused by power flows from RES, which are taken into account when selecting participants of aggregated groups. The feasibility of applying a method for determining network losses based on a mathematical model utilizing a matrix of RES generation power loss distribution coefficients in electrical network branches has been demonstrated. The values of electricity losses in electrical networks caused by RES can be used in operational planning of the electricity balance in the EPS. Since these losses are addressable, their cost can be appropriately compensated by aggregators, which makes their further commercialization feasible and economically justified.

Determining the volume of electricity received by consumers from RES is necessary to confirm its origin, thereby enhancing consumer attractiveness and enabling the production of goods with green labeling. According to the proposed method, the share of electricity consumption of a specific consumer supplied from a renewable energy source connected to the electrical network is determined. The method is based on a mathematical model for calculating the power distribution coefficients of renewable energy sources in electrical network branches. The performed calculations and the analysis of their results confirm the positive impact of RES on the operating conditions of the distribution electrical network under predefined conditions. The obtained results were validated using the IEEE 14-bus test system through a matrix-based method and confirmed by computer simulations performed in the PowerFactory software environment.

REFERENCES

1. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko, Saltanat Amirgaliyeva, Saule Smailova and Zhassulan Orazbekov. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems // *Energies* 2023, 16, 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.
2. Kyrylenko O. V. (Ed.). *Intelligent Electrical Networks: Elements and Operating Modes*. Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the NAS of Ukraine, 2016. 400 p.
3. B. I. Basok, O. F. Butkevich, and S. V. Dubovsky, "Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine", *Technical electrodynamics*, No.5, pp. 55-62, 2021. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>.
4. Design and operation of future low-voltage community microgrids: An AI-based approach with real case study. Md Morshed Alam, M.J. Hossain, Muhammad Ahsan Zamee, Ahmed Al-Durra. *Applied Energy* 377 (2025) 124523, pp. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124523>
5. Resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Utilities (NCC ERU) No. 641 of 26 April 2019 "On Approval of Regulatory Legal Acts Governing the Activity of the Guaranteed Buyer and the Purchase of Electricity under the 'Green' Tariff". Available at: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text>
6. Amendments to the Resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Utilities (NCC ERU) No. 641 of 26 April 2019 (approved by NCC ERU Resolution No. 46 of 15 January 2021).
7. Wójcik, W.; Lezhniuk, P.; Kaczmarek, C.; Komar, V.; Hunko, I.; Sobchuk, N.; Yesmakhanova, L.; Shermantayeva, Z. Integrated Assessment of the Quality of Functioning of Local Electric Energy Systems. *Energies* 2025, 18, 137. <https://doi.org/10.3390/en18010137>
8. Komar V., Lezhniuk P., Hunko I., Smaglo I. Assessment of Technical Condition of Photovoltaic Station Equipment Using Software and Hardware Tools // (2023) *Vidnovluvana Energetika*, 2023 (1), pp. 19 - 26, Cited 0 times. DOI: 10.36296/1819-8058.2023.1(72).19-26
9. Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies* 2021, 14, 4278. <https://doi.org/10.3390/en14144278>
10. Hunko I., Lysyi V. Determination of the Origin of Electricity for Consumers from Low-Carbon Energy Sources. *Visnyk of Khmelnytskyi National University*. 2024. No. 5(341). Pp. 289–295. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2024-341-5-42>
11. Hunko I., Kudrya S., Komar V., Lezhniuk P. Mathematical Model and Algorithm for the Determination of the Origin of Electricity From Renewable Energy Sources in the Electric Power System // *Renewable Energy*. –2024. – No.2. – pp.6–12. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2\(77\)6-12](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77)6-12)
12. Blinov I. V., Miroshnyk V. O., Loskutov S. S. Reduction of Costs for Covering Imbalances of Participants in a Balancing Group of Renewable Electricity Producers. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No. 1. Pp. 62–76. <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062>
13. Lezhniuk P. D., Hunko I. O., Kozachuk O. I., Lysyi V. M. Electrical Energy Losses Caused by Power Flows from Renewable Energy Sources in the Balance of Electrical Networks. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No. 6. Pp. 60–70. <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.065>