

В. В. Кулик<sup>1</sup>  
В. Ф. Кириченко<sup>1</sup>

## ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З УРАХУВАННЯМ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ ГЕНЕРУВАННЯ ТА СПОЖИВАННЯ

<sup>1</sup>Вінницький національний технічний університет

*Досліджено місце централізованих джерел у забезпеченні балансу електроенергії в розподільних мережах з розосередженим генеруванням. Запропоновано метод оцінювання графіка недовідпуску електроенергії споживачам, що зумовлений раптовими відмовами елементів електричних мереж (ЕМ), основного обладнання розосереджених джерел енергії (РДЕ), а також невідповідністю, з природних причин, графіків генерування РДЕ, заявленим.*

*З урахуванням перерахованих факторів, використовуючи методи теорії ймовірності та принцип декомпозиції, отримано вираз для оцінювання недовідпуску електроенергії у розподільній мережі з РДЕ. Враховуються ймовірності виходу з ладу окремих елементів ЕМ, а також відмови розосереджених джерел та невідповідність їх графіків генерування для заданого моменту часу.*

*Експериментально встановлено, що, використовуючи значення потужностей генерування та споживання, а також схем електропостачання для певних моментів часу  $t$ , можна достатньо адекватно оцінювати графік недовідпуску електроенергії споживачам, коефіцієнт балансової надійності, а також графік необхідного резерву потужності централізованого джерела для забезпечення балансової надійності ЕМ, тобто електропостачання споживачів та функціонування РДЕ.*

**Ключові слова:** розосереджене генерування, розподільні мережі, централізовані джерела, резерв потужності.

### Вступ

Згідно з сучасними тенденціями розвитку електричних систем у світі та в Україні постійно зростає частка децентралізованого генерування. У розподільні електричні мережі (ЕМ) інтегруються розосереджені джерела енергії (РДЕ), встановлені потужності яких становлять десятки мегават. У піку генерування потужність розосереджених джерел може істотно перевищувати локальне електроспоживання, змінюючи природні для таких мереж напрямки перетікань електроенергії. Таким чином, змінюється роль централізованих джерел (ЦД) у забезпеченні балансу електроенергії та надійності електропостачання споживачів. В окремі періоди доби воно виявляється не основним, а резервним джерелом енергії, що має враховуватися для адекватного оцінювання балансової надійності локальної системи.

На відміну від традиційного електропостачання розподільних мереж, коли зміни перетікань електроенергії та структури балансу зумовлені лише змінами електроспоживання, у мережах з РДЕ протягом доби змінюється склад генерувальних потужностей, а також схема передачі енергії до споживачів під дією природних умов. Отже, змінюється склад обладнання, що впливає на балансову надійність системи. Через конструктивні особливості переважна більшість РДЕ не може нести навантаження за відсутності централізованого джерела енергії. Тому варіант їх автономної роботи на місцеве навантаження розглядати не доцільно. Таким чином, порушення зв'язку з системою залишається визначальним фактором.

Недоліки відомих методів дослідження балансової надійності електричних систем пов'язані з тим, що вони розроблялися для систем централізованого електропостачання з подальшою адаптацією до нових умов роботи мереж. Отже, методично роль основного джерела вважається визначальною. Недовідпуск електроенергії, як характеристика надійності системи, розраховується, виходячи з довідникових параметрів джерела. А графіки функціонування РДЕ та зміна їх складу

протягом доби (не через вихід з ладу, а з природних причин) вважаються вторинною інформацією.

Метою роботи є дослідження ролі централізованого джерела у забезпеченні балансу потужності та електроенергії в розподільних мережах із розосередженим генеруванням і вдосконалення, на цій підставі, методів оцінювання балансової надійності ЕМ та резерву потужності централізованого джерела.

### Методи оцінювання надійності розподільних електричних мереж

Серед методів дослідження надійності, що знайшли застосування для дослідження електричних мереж можна виділити метод блок-схем [1], метод Маркова [2], сегментний метод [3], метод дослідження надійності відносно добового графіка навантаження [4] та інші. Оскільки вони, переважно, розроблялися для дослідження надійності систем з централізованим енергозабезпеченням, то у сучасних умовах актуальним виявляється питання їх вдосконалення та адаптації для дослідження електричних мереж з розосередженим генеруванням [5].

Метод блок-схем дозволяє достатньо ефективно оцінювати надійність електричних мереж та джерел енергії, що складаються з елементів з відомими коефіцієнтами готовності [6]. Згідно з методом кожна лінія електропередачі (ЛЕП) або інший елемент електромережі замінюється блоком з відповідними параметрами: параметром потоку раптових відмов  $\omega$  та часом відновлення  $T_v$ , які визначають коефіцієнт вимушеного простою  $K_v$ , або інтенсивністю планових ремонтів  $\mu$  та середньою їх тривалістю  $T_p$ , які визначають коефіцієнт планового ремонту  $K_p$ .

Після заміни елементів ЕМ на блоки для визначення надійності, останні групуються, використовуючи формули для об'єднання послідовних та паралельних блоків. Результатом такого перетворення є об'єднана заступна схема електромережі, яка містить один еквівалентний блок з певним коефіцієнтом готовності  $K_g$ , який і характеризує готовність електромережі до транспортування електроенергії [7].

Недовідпуск електроенергії споживачам згідно з методом блок-схем виконується на підставі режиму максимальних навантажень, тобто практично не вдається врахувати невідповідність графіків генерування джерел енергії та навантаження споживачів. Це робить метод неефективним для аналізу надійності, зокрема балансової, в мережах з РДЕ. Однак, він є достатньо ефективним для оцінювання коефіцієнта готовності електромережі до транспортування енергії, якщо склад елементів та їх характеристики надійності не змінюються.

Метод аналізу балансової надійності за добовим графіком навантаження побудований на оцінюванні різниці між імовірними генеруванням та навантаженням в електричній мережі [8]. Згідно з цим методом поточні графіки навантаження та генерування замінюються типовими дискретними графіками, які максимально повторюють вихідні графіки та характеризуються низкою параметрів. Зокрема: середня тривалість максимального навантаження  $e$  та імовірність його виникнення  $p(L_i)$ , швидкість приросту  $\lambda_+$  та зниження  $\lambda_-$  навантаження, а також частота його змін  $f(L_i)$ .

Поєднання дискретних рівнів потужностей генерування і дискретних рівнів попиту системи або навантаження формує перелік варіантів резерву. Потужність резерву  $m_k$  визначається як різниця між доступною потужністю джерел  $S_n$  і навантаженням системи  $L_i$ . Від'ємне значення  $m_k$  вказує на стан, в якому навантаження системи перевищує генерування, що вважається станом відмови системи [9].

Для оцінювання тенденцій зміни навантаження розраховуються швидкості приросту та зменшення резерву  $m_k$ :

$$\lambda_{+m} = \lambda_{+C} + \lambda_{-L}; \quad \lambda_{-m} = \lambda_{-C} + \lambda_{+L}. \quad (1)$$

Додатне значення  $\lambda_{+m}$  характеризує збільшення генерування і зменшення навантаження тобто зменшення кількості випадків виникнення граничного стану ЕМ за потужністю. Імовірність такого стану визначається як добуток ймовірностей відповідного генерування та навантаження в мережі

$$P_k = P_n \cdot P_i. \quad (2)$$

Частота зіткнення графіка резервної потужності  $m_k$  з граничним (нульовим) значенням, за якою й оцінюють балансову надійність, залежить від імовірності граничного стану та тенденцій зміни графіків навантаження та генерування

$$f_k = P_k (\lambda_{+k} + \lambda_{-k}). \quad (3)$$

Перевагою такого підходу є можливість оцінювання балансової надійності та резерву потужності за типовими графіками. Однак тут практично не враховується конфігурація електромережі через відключення та відмови обладнання, а також зміна складу генераторного обладнання протягом дослідного періоду. Таким чином, оцінювання граничних режимів та необхідних резервів потужності для окремих періодів доби може бути неточним, що може спричинити порушення працездатності ЕМ.

На підставі аналізу переваг та недоліків поданих методів запропоновано підхід для оцінювання балансової надійності електромереж з РДЕ, що полягає в комбінуванні методів з подальшим інтегруванням результатів імітаційних розрахунків за типовими графіками навантаження та генерування.

### Оцінювання балансової надійності електромереж з розосередженим генеруванням

Для оцінювання балансової надійності запропоновано використовувати відомий безрозмірний коефіцієнт  $\alpha$ , що визначається співвідношенням імовірного недовідпуску електроенергії  $E_{\text{нд}}$  та математичного очікування споживання електроенергії в ЕМ  $E_{\text{сп}}$

$$\alpha = (E_{\text{сп}} - E_{\text{нд}}) / E_{\text{сп}} \quad (4)$$

Імовірний недовідпуск електроенергії споживачам електричних мереж з РДЕ  $E_{\text{нд}}$  визначається тривалістю періоду дослідження, імовірністю відмови центру живлення, раптових відмов елементів ЕМ та основного обладнання РДЕ, а крім того, невідповідністю графіків генерування РДЕ й графіків електроспоживання та незбіжністю (з природних причин) заявлених і реальних графіків генерування РДЕ. Вказаний недовідпуск, крім імовірних збитків для ЕМ, дозволяє визначати необхідний графік резервування потужності для централізованого джерела, а відповідно й, плату за надання системної послуги з підтримання балансу потужності.

Враховуючи залежність  $E_{\text{нд}}$  від графіків роботи елементів ЕМ, пропонується для його визначення застосовувати чисельне інтегрування на підставі результатів імітаційних розрахунків. Якщо вважати процеси в ЕМ сталими протягом певного часу  $\Delta t$ , то імовірний недовідпуск можна наближено записати так:

$$E_{\text{нд}} \cong \sum_{t=1}^T P_{\text{нд}t} \cdot \Delta t = \sum_{t=1}^T [q_{\text{ЦЖ}} \cdot P_{\text{max}t}] \cdot \Delta t, \quad (5)$$

а співвідношення (1) — так:

$$\alpha \cong \sum_{t=1}^T [(P_{\Sigma \text{нав}t} - q_{\text{ЦЖ}} \cdot P_{\text{max}t}) / P_{\Sigma \text{нав}t}] \cdot \Delta t, \quad (6)$$

де  $P_{\Sigma \text{нав}t}$  — сумарне навантаження для моменту часу  $t$ ;  $q_{\text{ЦЖ}}$  — ймовірність припинення постачання енергії від централізованого джерела;  $P_{\text{max}t}$  — імовірний небаланс потужності у межах ЕМ для моменту часу  $t$ , що зумовлений відмовами елементів мереж і РДЕ, а також невідповідністю їх графіків генерування заявленим.

Використовуючи (3), стає можливим розраховувати коефіцієнт балансової надійності  $\alpha$  шляхом виконання серії імітаційних розрахунків за типовими графіками генерування та споживання електроенергії. Це особливо актуально, враховуючи практичну відсутність інформаційної інфраструктури для оперативного фіксування та аналізу потужностей у розподільних мережах. Крім того, таким чином можливо оцінювати балансову надійність на стадії техніко-економічного обґрунтування розвитку місцевого генерування в ЕМ, тобто до виконання детального дослідження об'єкта проектування.

Імовірний небаланс потужності  $P_{\text{max}t}$ , необхідний для оцінювання  $E_{\text{нд}}$  та  $\alpha$ , залежить від тих же факторів, що й  $E_{\text{нд}}$  та покривається централізований джерелом живлення. Таким чином, знаючи  $P_{\text{max}t}$  для різних проміжків часу  $\Delta t$ , можна оцінити графік зміни імовірної резервної потужності системи централізованого електропостачання.

Визначаючи  $P_{\text{max}t}$  слід враховувати природну зміну складу РДЕ, що приймають участь у покритті навантаження  $P_{\Sigma \text{нав}t}$  (рис. 1).

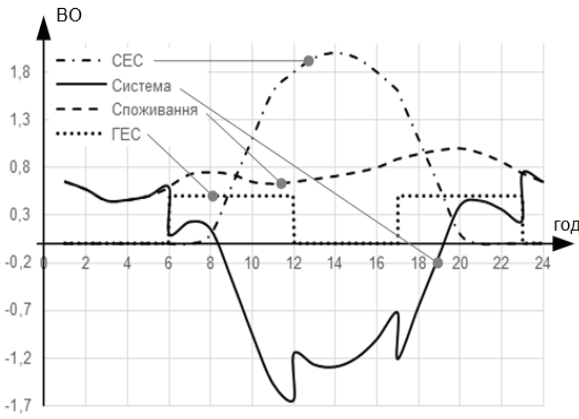


Рис. 1. Типові добові графіки генерування РДЕ та навантаження електричної мережі 10 кВ

Виходячи з цього для різних періодів часу  $\Delta t$  небаланси потужності розраховуються за окремими виразами. Наприклад для періоду часу  $t_0$ , що відповідає нічним годинам доби, навантаження споживачів ЕМ покривається виключно централізованим джерелом. Таким чином, небаланс відповідає поточному навантаженню

$$P_{\max 0} = P_{\Sigma \text{нав } 0}.$$

На проміжку часу  $t_1$  навантаження покривається сумісно малою ГЕС та основним джерелом. Тому імовірний небаланс потужності визначається так:

$$P_{\max t} = P_{\Sigma \text{нав } t} q_{\text{ГЕС}} + (P_{\Sigma \text{нав } t} - P_{\text{ГЕС}t})(1 - q_{\text{ГЕС}}), \quad (7)$$

де  $q_{\text{ГЕС}}$  — ймовірність припинення постачання

енергії від ГЕС,  $P_{\text{ГЕС}t}$  — потужність, що постачається ГЕС для моменту часу  $t$ .

На проміжку часу  $t_2$  навантаження покривається сумісно малою ГЕС, сонячною електростанцією (СЕС) та основним джерелом, тому:

$$P_{\max t} = P_{\Sigma \text{нав } t} q_{\text{ГЕС}} + (P_{\Sigma \text{нав } t} - P_{\text{ГЕС}t}) q_{\text{СЕС}} + (P_{\Sigma \text{нав } t} - P_{\text{СЕС}t}) q_{\text{ГЕС}} + (P_{\Sigma \text{нав } t} - P_{\text{ГЕС}t} - P_{\text{СЕС}t})(1 - q_{\text{ГЕС}} \cdot q_{\text{СЕС}}), \quad (8)$$

де  $q_{\text{СЕС}}$  — ймовірність припинення постачання енергії від СЕС;  $P_{\text{СЕС}t}$  — потужність, що постачається СЕС для моменту часу  $t$ .

На проміжку часу  $t_3$ , на відміну від попереднього, основне джерело за відсутності відмов РДЕ та елементів ЕМ не покриває навантаження мережі, через надлишок місцевого генерування. Тому вираз для оцінювання небалансу дещо змінюється

$$P_{\max t} = P_{\Sigma \text{нав } t} q_{\text{ГЕС}} + (P_{\Sigma \text{нав } t} - P_{\text{ГЕС}t}) q_{\text{СЕС}} + (P_{\Sigma \text{нав } t} - P_{\text{СЕС}t}) q_{\text{ГЕС}}. \quad (9)$$

Інтервал часу  $t_4$  відрізняється від  $t_1$  тим, що навантаження покривається СЕС, генерування якої є надлишковим. Отже, основне джерело у нормальному режимі не приймає участі у покритті навантаження, тому

$$P_{\max t} = P_{\Sigma \text{нав } t} \cdot q_{\text{СЕС}}. \quad (10)$$

На інших інтервалах добового графіка (див. рис. 1) імовірні небаланси потужності визначаються з аналогічних міркувань. Після узагальнення (4)—(7) на довільну кількість РДЕ, що видають потужність у електричну мережу, вираз імовірного небалансу потужності набув вигляду

$$P_{\max t} = P_{\Sigma \text{нав } t} \prod_{i \in M_t} q_i + \sum_{i \in M_t} \left[ P_{\Sigma \text{нав } t} - \sum_{\substack{j \in M_t \\ j \neq i}} P_{\text{РДЕ}j} \right] \cdot q_i + P_{\text{ЦД}t} \left( 1 - \prod_{i \in M_t} q_i \right), \quad (11)$$

$P_{\Sigma \text{нав } t}$ ,  $P_{\text{РДЕ}i}$  — відповідно, сумарне навантаження та потужність  $i$ -го РДЕ для моменту часу  $t$ ;  $q_{\text{ЦД}t}$ ,  $q_i$  — відповідно, ймовірність припинення постачання енергії від централізованого джерела та  $i$ -го РДЕ;  $M_t$  — множина РДЕ, які функціонують протягом  $t$ -го проміжку часу;  $P_{\text{ЦД}t}$  — потужність централізованого джерела для інтервалу часу  $t$  за відсутності відмов РДЕ

$$P_{\text{ЦД}t} = \begin{cases} 0 & \text{if } \sum_{i=1}^n P_{\text{РДЕ}i} \geq P_{\Sigma \text{нав } t}; \\ \left( P_{\Sigma \text{нав } t} - \sum_{i=1}^n P_{\text{РДЕ}i} \right) & \text{if } \sum_{i=1}^n P_{\text{РДЕ}i} < P_{\Sigma \text{нав } t}. \end{cases} \quad (12)$$

Як зазначалося раніше, часові залежності потужності  $P_{\max t}$  характеризують участь основного джерела живлення у покритті місцевого електроспоживання. Таким чином, ці залежності дозволяють оцінювати централізований резерв потужності. З урахування означених особливостей, ви-

користовуючи методи теорії імовірності та принцип декомпозиції необхідний резерв в певний момент часу для розподільної мережі з РДЕ, можна оцінити за виразом

$$P_{резt} = P_{max t} - P_{ЦДt} \quad (13)$$

З (8)—(10) випливає, що запропонований підхід дозволяє враховувати імовірності виходу з ладу окремих елементів ЕМ, а також відмови розосереджених джерел та невідповідність їх потужностей генерування для місцевого споживання для заданого моменту часу. Для визначення переліку джерел, що приймають участь у покритті графіка навантаження у певний момент часу  $t$  та, відповідно, визначають надійність електропостачання, необхідно аналізувати поточні, або типові графіки навантаження та генерування (рис. 1).

Для оцінювання імовірності відмови певного РДЕ, або припинення електропостачання споживачів ЕМ протягом проміжку часу  $\Delta t$  формують відповідні блок-схеми за надійністю [10]. Приклад таких схем для різних періодів часу добового графіка (рис. 1) подано на рис. 2. Якщо протягом періоду часу  $t_0$  (рис. 1) сонячна та мала гідроелектростанція не працюють, а навантаження покривається енергосистемою, то блок-схема для цього інтервалу враховує лише зв'язок споживача з основним центром живлення (рис. 2). Протягом періоду  $t_2$  навантаження покривається сумісно гідроелектростанцією, СЕС та системною підстанцією, отже розрахункова блок-схема ускладнюється.

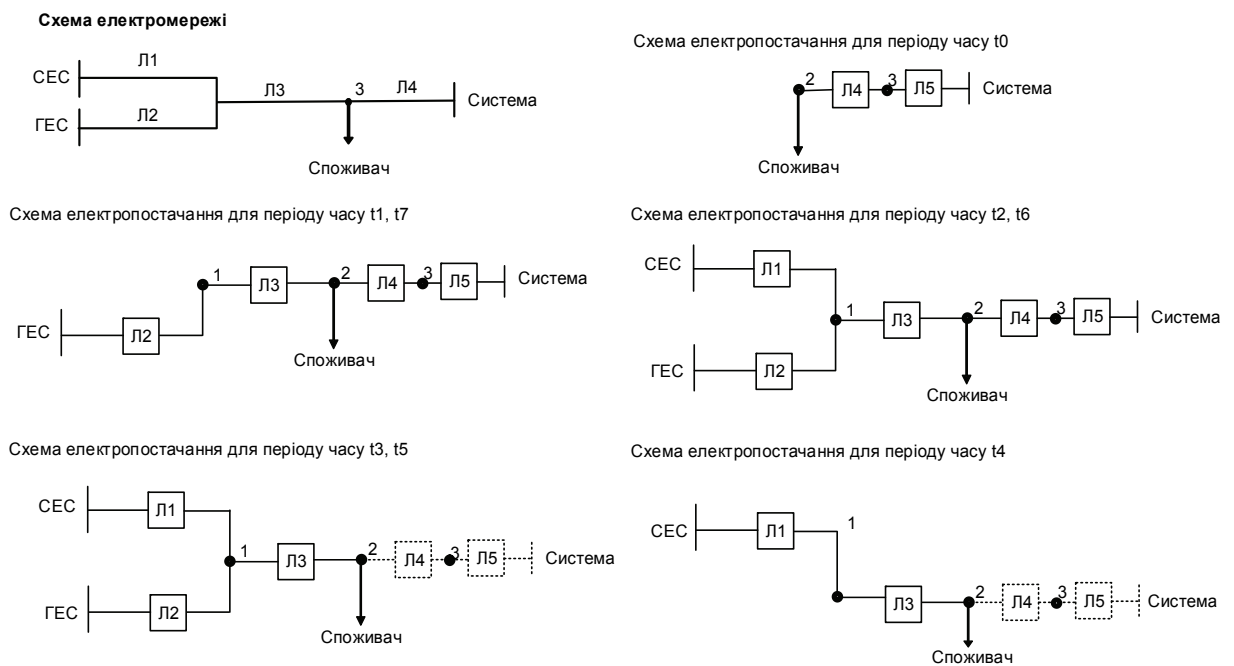


Рис. 2. Розрахункові схеми для прикладу електричної мережі з РДЕ

### Практичні розрахунки

Експериментально встановлено, що, використовуючи значення потужностей генерування та споживання, а також схем електропостачання для певних моментів часу  $t$ , можна достатньо адекватно оцінювати недовідпуск електроенергії споживачам, коефіцієнт балансової надійності, а також графік необхідного резерву потужності централізованого джерела для забезпечення балансової надійності ЕМ [11].

Розрахунки з оцінювання балансової надійності виконано на прикладі схеми 10 кВ з РДЕ, показаної на рис. 2. Досліджувана мережа здійснює електропостачання споживача та транспортування електроенергії, що вироблена на сонячній електростанції (встановлена потужність  $2 \cdot P_{\Sigma нав}$ ) та на гідроелектростанції (встановлена потужність  $0,5 \cdot P_{\Sigma нав}$ ). Розрахунки проводилися у відносних одиницях згідно з добовим графіком навантаження (рис. 1).

Використовуючи показники надійності ЛЕП, коефіцієнти готовності джерел енергії та імовірності забезпечення ними заявленого півгодинного графіка видачі електроенергії (0,97 — для малих ГЕС та 0,8 — для СЕС), визначалися імовірності припинення постачання енергії споживачам від певних джерел  $q_i$ .

Аналізуючи погодинні графіки електропостачання визначався склад генераторного обладнання та уточнювалися схеми транспортування електроенергії від джерел до споживачів ЕМ. За результатами аналізу, використовуючи (8), (9) визначався імовірний небаланс потужності для окремих періодів часу, а за (2) — очікуваний недовідпуск електроенергії за добу в цілому. Він склав 0,5 % за централізованого електропостачання та 0,2 % за умов залучення розосереджених джерел енергії. Результати показано на рис. 3.



Рис. 3. Погодинний графік очікуваного недовідпуску електроенергії

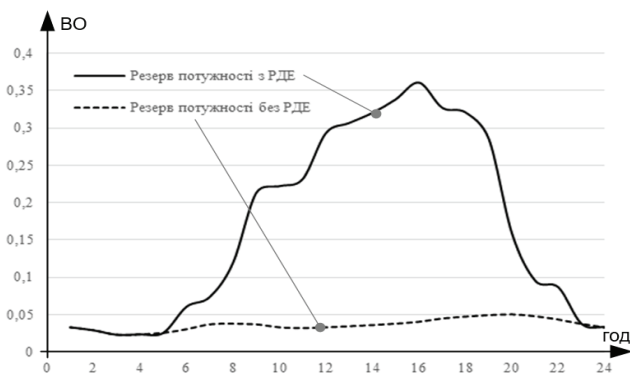


Рис. 4. Погодинний графік розрахункової потужності резерву з боку основного джерела живлення

Необхідний резерв потужності з боку основного джерела живлення оцінювався за виразом (10). Результати подано на рис. 4. З нього випливає, що за централізованого електропостачання, коли резервування потребує основне джерело, потужність резерву дорівнює потужності електроспоживання. Однак, враховуючи високий коефіцієнт готовності такого джерела, розрахункова потужність резерву, що використовується для оцінювання збитків та оплати системних послуг не перевищує 5 %.

У випадку комбінованого електропостачання ситуація змінюється, оскільки резервувати необхідно потужності споживачів за винятком тих, що покриваються місцевими джерелами. Це зменшує потужність резерву. Однак, необхідність резервування самих джерел, які зазвичай мають нижчий коефіцієнт готовності ніж основне джерело, призводить до зростання розрахункової потужності резерву [12]. Виходячи з цього, у періоди максимального генерування СЕС у резерві

необхідно тримати до 40 % від сумарного електроспоживання, що підтверджується результатами інших досліджень [13].

## Висновки

Відповідно до сучасних тенденцій розвитку електричних систем збільшується частка децентралізованого генерування енергії. Розподільні електричні мережі з розосередженим генеруванням набувають ознак локальних електричних систем. Виходячи з цього, висувуються нові вимоги до методів оцінювання їх балансової надійності, а також складу та періодичності оновлення параметрів ЕМ для її адекватного дослідження.

Проаналізувавши сучасні методи оцінювання балансової надійності, виявлено низку недоліків, які вдалося усунути шляхом поєднання існуючих методів. Таким чином, запропоновано комбінований метод який, на відміну від відомих, враховує добовий графік навантаження та зміни схеми транспортування електроенергії в залежності від режимів роботи розосереджених джерел. Експериментально встановлено, що запропонований підхід дозволяє підвищити адекватність оцінювання балансової надійності завдяки комбінуванню методів оцінювання надійності та періодичному уточненню вихідних даних за допомогою геоінформаційних систем.

Наявність РДЕ в системі електропостачання має як позитивні, так і негативні наслідки. Серед позитивних слід зазначити зменшення недовідпуску електроенергії впродовж доби. До негативних належить необхідність їх резервування централізованими джерелами енергії, оскільки РДЕ без засобів накопичення енергії не можуть забезпечити заявлений графік видачі потужності через залежність від складно передбачуваних погодних умов. Результати розрахунків за характерними графіками навантаження/генерування вказують на необхідність тримати в резерві потужність, яка б покривала до 40 % сумарного електроспоживання.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] А. В. Журахівський, Б. М. Кінаш, та О. Р. Пастух, *Надійність електричних систем і мереж*. Львів, Україна: вид-во Львівської політехніки, 2012. 280 с., [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://www.twirpx.com/file/1767431/>.
- [2] А. А. Марков, *Введение в теорию кодирования*. М., Россия: Наука, 1982, 192 с.
- [3] Dimitri Kesecioglu, "Reliability Engineering Handbook", *PTR Prentice Hall*, New Jersey, vol II, p. 341-349, 1991.
- [4] В. О. Комар, С. Я. Вишневецький, та О. В. Кузьмик, «Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі», *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, № 10 (180), с. 182-185, 2011.
- [5] П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, та С. В. Кравчук, «Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи», *Вісник НТУ «ХПИ»*, № 42 (1214), с. 69-75.
- [6] В. В. Козирський, Ю. І. Тугай, В. М. Бодунов, та О. В. Гай, «Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів», *Технічна електродинаміка*, № 5, с. 63–67, 2011, ISSN 0204-3599.
- [7] З. Г. Шефтель, *Теорія ймовірностей*. Київ, Україна: Наукова думка, 1994. 274 с.
- [8] В. В. Вороніцький, «Надежность электроснабжения как инструмент регулирования отношений между поставщиками и потребителями энергии», *Энергия и Менеджмент журнал для энергетиков*, № 3(48), 2009. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: [http://web-energo.by/page.php?form\\_id=569](http://web-energo.by/page.php?form_id=569).
- [9] R. W. Wies, R. A. Johnson, and J. Aspnes, "Design of An Energy Efficient Standalone Distributed Generation System Employing Renewable Energy Sources and Smart Grid Technology", *Proceedings of IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2010, p. 1-8.
- [10] "European Smart Grids Technology Platform, European Commission", *Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040*, 44 p., 2006.
- [11] П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, та В. О. Комар, «Підвищення якості функціонування локальних електричних систем за рахунок відновлювальних джерел енергії», *Відновлювана енергетика XXI століття: XII міжнарод. наук.-практ. конф.*, Крим, Україна. 2011, с. 52-55.
- [12] П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, та Ю. В. Малогулко, «Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах», *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*, № 60 (1102), с. 68-77, ISSN 2079-4525, 2014.
- [13] Electric Power Research Institute Tech. Rep., "The Smart Grid Interoperability Standards Roadmap", Aug. 2009, [Online], Available: [http://collaborate.nist.gov/twikisggrid/pub/SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal/Report\\_to\\_NISTIAugust10.pdf](http://collaborate.nist.gov/twikisggrid/pub/SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal/Report_to_NISTIAugust10.pdf).

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 5.01.2018

**Кулик Володимир Володимирович** — д-р техн. наук, доцент, доцент кафедри електричних станцій та систем;  
**Кириченко Василь Федорович** — аспірант факультету електроенергетики та електромеханіки, e-mail: [lancer.sps@gmail.com](mailto:lancer.sps@gmail.com).

Вінницький національний технічний університет, Вінниця

**V. V. Kulyk<sup>1</sup>**  
**V. F. Kyrychenko<sup>1</sup>**

## Assessment of Balanced Reliability of Restored Electricity Sources in Distribution Networks Taking Into Account Typical Graphics of Generation and Consumption

<sup>1</sup>Vinnytsia National Technical University

*The article focuses on the location of centralized sources in providing a balance of power in distributive networks with distributed generation. The method of estimating the timetable of non-consumption of electricity to consumers is proposed, which is caused by sudden failures of the ES (electrical system) elements, the main equipment of the DES (dispersed energy sources), as well as the discrepancy, from the natural causes, schedules generated by the DES, declared.*

*The article suggests a combined method that, unlike known ones, takes into account the daily load schedule and changes in the electric power transmission scheme depending on the operation modes of dispersed sources. It has been experimentally established that the proposed approach makes it possible to increase the adequacy of the estimation of balance reliability by combining methods for estimating reliability and periodically refining the initial data with the help of geoinformation systems.*

*The presence of IDE in the electricity supply system has both positive and negative effects. Among the positive ones, it should be noted a decrease in electricity consumption during the day. Negative is the need for their reservation by centralized sources of energy, since IDEs without means of accumulation of energy cannot provide the stated schedule of power delivery due to the difficult predicted weather conditions. The results of calculations on characteristic load / generation*

graphs indicate the need to keep in reserve the power that would cover up to 40% of the total electricity consumption.

Considering these factors, using the probability theory methods and the decomposition principle, an expression was obtained for evaluating the lack of electricity in the distribution network with the DES. The probability of failure of individual elements of the ES, as well as the failure of dispersed sources and inconsistency of their generation schedules for a given time point are taken into account.

It has been experimentally established that using the power generating and consumption capacities, as well as power supply schemes for certain moments of time, it is possible to adequately assess the timetable for the lack of electricity for consumers, the reliability of the balance sheet, as well as the schedule of the required power reserve of the centralized source for ensuring the balance reliability of the ES, that is, consumer electricity supply and operation of the DES.

**Keywords:** distributed generation, distribution networks, centralized sources, reserve power.

*Kulyk Volodymyr V.* — Dr. Sc. (Eng.), Assistant Professor, Assistant Professor of the Chair of Power Stations and Systems;

*Kyrychenko Vasyl F.* — Post-graduate Student of the Chair of Electric Energy and Power Mechanic, email : lancer.sps@gmail.com

**В. В. Кулик<sup>1</sup>**  
**В. Ф. Кириченко<sup>1</sup>**

## Оценка балансовой надежности возобновляемых источников электроэнергии в распределительных сетях на основе типовых графиков генерирования и потребления

<sup>1</sup>Вінницький національний технічний університет

*Исследована роль централизованных источников в обеспечении баланса электроэнергии в распределительных сетях с рассредоточенным генерированием. Предложен метод оценки графика недоотпуска электроэнергии потребителям, обусловленного внезапными отказами элементов ЭС (электрической сети), основного оборудования РИЭ (распределённые источники энергии), а также несоответствием, по естественным причинам, графиков генерирования РИЭ, заявленным.*

*Предложен комбинированный метод который, в отличие от известных, учитывает суточный график нагрузки и изменения схемы транспортировки электроэнергии в зависимости от режимов работы рассредоточенных источников. Экспериментально установлено, что предложенный подход позволяет повысить адекватность оценки балансовой надежности благодаря комбинированию методов оценки надежности и периодическому уточнению исходных данных с помощью геоинформационных систем.*

*Наличие РИЭ в системе электроснабжения имеет как положительные так и отрицательные последствия. Среди положительных следует отметить уменьшение недоотпуска электроэнергии в течение суток. К негативным относится необходимость их резервирования централизованными источниками энергии, поскольку РИЭ без средств накопления энергии не могут обеспечить заявленный график выдачи мощности из-за зависимости от погодных условий. Результаты расчетов по характерным графиками нагрузки/генерирования указывают на необходимость держать в резерве мощность, которая покрывала до 40 % суммарного электропотребления.*

*С учетом перечисленных факторов, используя методы теории вероятности и принцип декомпозиции, получено выражение для оценки недоотпуска электроэнергии в распределительной сети с РИЭ. Учитываются вероятность выхода из строя отдельных элементов ЭС, а также отказа рассредоточенных источников и несоответствие их графиков генерации для заданного момента времени.*

*Экспериментально установлено, что, используя значения мощностей генерации и потребления, а также схем электроснабжения для определенных моментов времени  $t$ , можно достаточно адекватно оценивать график недоотпуска электроэнергии потребителям, коэффициент балансовой надежности, а также график необходимого резерва мощности централизованного источника для обеспечения балансовой надежности ЭС, то есть электроснабжения потребителей и функционирования РИЭ.*

**Ключевые слова:** рассредоточено генерирования, распределительные сети, централизованные источники, резерв мощности.

*Кулик Владимир Владимирович* — д-р техн. наук, доцент, доцент кафедры электрических станций и систем;  
*Кириченко Василий Федорович* — аспирант факультета электроэнергетики и электромеханики, e-mail: lancer.sps@gmail.com