

# ОЦІНКА ПОКАЗНИКІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

Матесенко Ю.П., к.т.н., доцент, Кравчик А.С., магістрант  
КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії

**Вступ.** Електрична енергія, яка генерується відновлюваними джерелами енергії, вітровими (ВЕС) та сонячними електростанціями (СЕС) носить імовірнісний характер. Впродовж доби потужність таких типів електростанцій може змінюватись від максимального до мінімального значення не один раз. Для надійного забезпечення споживачів електричною енергією в ЕЕС повинен зберігатись баланс активної потужності, тобто генерація електричної енергії повинна дорівнювати споживанню. Щоб забезпечити такий баланс електроенергетична система (ЕЕС) повинна мати певну кількість генеруючих потужностей, які можуть змінювати свою робочу потужність у відповідності до зміни навантаження (зростання чи зменшення). Збільшення в балансі ЕЕС частки електростанцій негарантованої потужності від ВДЕ, може привести до зростання варіативності навантаження балансуємих електростанцій де виникає проблема балансування активної потужності.

В енергетична стратегії розвитку відновлювальних джерел енергії в Україні до 2035 року планується стрімке нарощування встановленої потужності ВДЕ, тобто завдання зберегти балансову надійність в умовах зростання частки ВДЕ в ЕЕС України є досить актуальним.

За результатами досліджень, проведених Міжнародним агентством з відновлюваних джерел енергії (IRENA) у січні 2017 року, Україна володіє найбільшим серед країн Південно-Східної Європи технічним потенціалом впровадження відновлюваних джерел енергії. За оцінками експертів, загальний річний потенціал ВДЕ складає більше 1 млн. ГВт·год. (без урахування великих гідроелектростанцій). На відновлювані джерела енергії – вітер та сонячну радіацію – припадає понад 90% цього потенціалу.

**Мета роботи.** Оцінка надходження енергії від відновлюваних видів енергії (ВДЕ) на показники балансової надійності електроенергетичних систем (ЕЕС).

**Виклад основного матеріалу.** Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації потужностей полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації. Отже, індекси ефективності енергосистеми мають стосуватися режимів, при яких можливою є недостатня потужність генерації (втрата навантаження чи споживання), та коли генерація є надлишковою (втрата енергії). Базовими показниками адекватності генерування стосовно рівня споживання вважаються такі індекси, як очікувана втрата навантаження *LOLE* (loss of load expectation), імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability), частота втрати навантаження *LOLF* (loss of load frequency) та тривалість втрати навантаження *LOLD* (loss of load duration), а також індекс очікуваної недоданої енергії *EENS* (expected

energy not served) [1, 2]. Обсяг недоданої енергії через невідповідну генерацію визначається такими індексами, як очікувана втрата енергії *LOEE* (loss of energy expectation), чи імовірність втрати енергії *LOEP* (loss of energy probability).

Існують різні підходи до визначення індексів такого роду. Концептуально вони визначаються наступними виразами:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i, \quad (1.1)$$

де:  $p_i$  – імовірність перебування системи в  $i$ -му стані,  $S$  – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження,  $T_i$  – тривалість стану (дискретність за часом). Зазвичай *LOLE* – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли навантаження перевищують досягну потужність генерації. І хоча цей показник не відображає ні обсягу, ні частоти появи дефіциту потужності, він є широко вживаним індексом.

Інший схожий показник, що застосовується при вивченні надійності енергосистеми – імовірність втрати навантаження *LOLP*. Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу [1]:

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j], \quad (1.2)$$

де:  $P[\cdot]$  – імовірність певної потужності,  $C_j$  – досяжна в  $j$ -й відрізок часу генерована потужність,  $L_j$  - навантаження.

Індекси (1.1) та (1.2) пов'язані залежністю:

$$LOLE = LOLP \cdot T, T = \sum_i T_i. \quad (1.3)$$

Наступні індекси вважаються допоміжними:

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - \psi_i) \quad (1.4)$$

де:  $F_i$  – частота виходу системи з стану  $i$ ,  $\psi_i$  – частка переходів, що не спричиняє змін стосовно втрати чи збереження навантаження.

Як правило, *LOLF* має розмірність кількості випадків на рік. Середня очікувана тривалість втрати навантаження:

$$LOLD = LOLE / LOLF. \quad (1.5)$$

Слід зазначити, що індекси *LOLP* чи *LOLE* не відображають сумарний дефіцит потужності, який виникає в моменти, коли відбуваються відключення споживачів. Крім того, важливо усвідомлювати, що години *LOLE* не є часом,

протягом якого відбувається серйозне відключення, яке залишає цілі ринкові зони без енергії.

Популярний показник втрати навантаження – індекс очікуваної відсутності енергії  $EENS$  (expected energy not served) або  $EUE$  чи  $EEU$  (expected unserved energy) [3, 4]. Якщо відома крива тривалості навантаження (в осях «час-потужність»), то площа під цією кривою представляє енергію, що використовується в конкретному розглянутому періоді. Маючи імовірний розподіл генерованої потужності, можна обчислити очікуваний обсяг недопоставленої енергії. Результат такого підходу зазвичай представляється як ймовірне співвідношення між фактичною нестачею живлення і енергією, необхідною системі. Це відношення, як правило, невелике число, називають індексом ненадійності енергії. Більш практичний варіант отримують шляхом віднімання індексу ненадійності від одиниці. Кінцевий показник відомий як індекс надійності енергії. Нехай ймовірність недостатньої потужності на  $k$ -му інтервалі часу позначено  $p_k$ ; втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота, дорівнює  $E_k$ . Тоді ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія  $LOEE$  (loss of energy expectation) дорівнює  $p_k E_k$ , а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як:

$$LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k. \quad (1.6)$$

Як правило, обирається розмірність «МВт·год./рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію.

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_\Sigma}, \quad E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t, \quad (1.7)$$

де:  $\Delta t$  – елементарний часовий інтервал;  $n$  – кількість часових інтервалів (при часовій дискретності «год./рік»  $n = 8760$ , для «днів/рік»  $n = 385$ ), що застосовується як показник відповідності застосування формули.

Індекс надійності енергії  $EIR$  (energy index of reliability) розраховується так:

$$EIR = 1 - LOEE_n \quad (1.8)$$

Існують також інші способи оцінки надійності енергозабезпечення.

При плануванні розвитку ЕЕС ключове значення має забезпечення балансової надійності або адекватності системи генерації з урахуванням пропускних спроможностей системоутворюючої мережі, тобто її здатність забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості при планових та очікуваних (вірогідних) простоях елементів ЕЕС. В якості основних критеріїв для оцінки адекватності [5, 6], можуть використовуватись:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів електричній енергії  $M[\Delta W]$ , (аналогами є  $EUE$  або  $LOEE$ , МВт·год./рік);

- відносне задоволення споживачів електричною енергією  $\pi = 1 - M[\Delta W]/L_T$  ( $L_T$  - попит споживачів на електричну енергію протягом часу  $T$ );
- інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності ( $J_d$ );
- ймовірність втрати навантаження (в.о.) -  $LOLP$ ;
- середнє число днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, діб в рік ( $LOLE$ , інше позначення –  $LOLE_{365}$ );
- середнє число годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік ( $LOLH$ , інше позначення –  $LOLE_{8760}$ ).

Перший з перерахованих показників відноситься до іменованих, інші – до відносних. При цьому показник  $\pi$  малочутливий до збурень і несе практично ту ж інформацію, що і показник  $M[\Delta W]$ , тільки у відносних одиницях. З точки зору раціональності прийнятих рішень щодо розвитку ЕЕС відносні (ймовірні) показники балансової надійності більш інформативні.

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання, тобто мінімізації витрат палива. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення. Отже, для коректного розрахунку  $LOLH$  необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій  $LOLE$  сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності.

Значення показника балансової надійності повинно обиратися на основі визначення того рівня надійності покриття потреб споживачів в електроенергії, за якого додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Тому у розвинених країнах показники надійності не мають свого економічного обґрунтування. На основі експертних оцінок прийняті їх певні значення, що служать індикаторами вибору рішень щодо забезпечення належного рівня надійності ОЕС. Так, загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності  $LOLE$  у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 добі в 10 років (США), у Франції  $LOLH = 3$  год./рік, у Великобританії  $LOLH = 4$  год./рік, в Ірландії  $LOLH = 8$  год./рік [5].

**Висновки.** Потенціал розвитку відновлюваних джерел енергії на ринку електроенергії України досить великий, оскільки з кожним роком відсоток ВДЕ в енергосистемі зростає в геометричній прогресії потрібно правильно оцінювати та оптимізувати графік завантаження своїх потужностей, мінімізувати втрати в мережі, покращити якість напруги і отримувати дохід від продажу електричної енергії та потужності.

### Перелік посилань

1. Billinton R. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods / R. Billinton – Springer Science+Business Media, LLC.1994. – 361 p.
2. Кузнецов М.П. Особенности стохастической оптимизации гибридных энергосистем на базе ВДЕ / М.П. Кузнецов, О.В. Лисенко, О.А. Мельник // Відроджена енергетика. – 2018. – № 2. – С. 6-15.
3. Victor O. Okinda, A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. / O. Okinda Victor, A. Odero Nichodemus // IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology. – 2015. – №11. P.153-163.
4. Reliability Standard Methodology. Annex C. Department of Energy&Climate Change [Електронний ресурс]. Режим доступа: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/223653/emr\\_consultation\\_annex\\_c.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223653/emr_consultation_annex_c.pdf).
5. Чукреев Ю.Я. Сравнительный анализ вероятностных показателей балансовой надежности и методических принципов их определения при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю.Я. Чукреев, М.Ю. Чукреев // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2012, - № 3(11). – С.76 – 81.
6. Interim Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms, Report from the Commission, Brussels [Електронний ресурс]. Режим доступа: [https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanism\\_report\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_report_en.pdf).