

УДК 621.311

М.П.Кузнєцов, канд.фіз.-мат.наук (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

## Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями

*Надійність роботи енергосистеми визначається її можливістю забезпечувати потреби в електроенергії, адекватно реагуючи на зміни у її споживанні. Якщо до складу генеруючих об'єктів енергосистеми входять вітрові електростанції, які також мають змінний характер роботи внаслідок залежності від швидкості вітру, то це вносить додатковий фактор невизначеності та може критичним чином вплинути на стабільність енергозабезпечення. Математичне моделювання дозволяє передбачати роботу енергосистеми та оцінити її надійність.*

**Ключові слова:** енергосистема, енергобаланс, вітрова електростанція, математична модель, прогнозування.

*Надежность работы энергосистемы определяется ее возможностью обеспечивать потребности в электроэнергии, адекватно реагируя на изменения в ее потреблении. Если в состав генерирующих объектов энергосистемы входят ветровые электростанции, которые также имеют переменный характер работы вследствие зависимости от скорости ветра, то это вносит дополнительный фактор неопределенности и может критическим образом повлиять на стабильность энергообеспечения. Математическое моделирование позволяет прогнозировать работу энергосистемы и оценить ее надежность.*

**Ключевые слова:** энергосистема, энергобаланс, ветровая электростанция, математическая модель, прогнозирование.

Надійність енергетичного забезпечення розглядається як здатність енергосистеми генерувати таку кількість електроенергії, яку потребують споживачі в даний момент часу. При цьому рівень споживання постійно змінюється в околі певної традиційної (або очікуваної). Зміни у рівні споживання мають періодичний характер, залежать від сезону, погоди та інших факторів і можуть бути передбачуваними в певних межах та з деяким рівнем достовірності. При цьому робота генеруючих потужностей енергосистеми обмежується технологічними рамками, отже забезпечення точного балансу можливе лише з певною імовірністю.

**Забезпечення енергобалансу.** Баланс електроенергії нерозривно пов'язаний з балансом електричної потужності – балансом максимального навантаження споживачів і генеруючих потужностей з урахуванням необхідного резерву [1]. Вимога щодо поточного балансування може бути сформульована як різниця (наприклад, у мегаватах) між сумарною потужністю виробників енергії  $P(t)$  і електричним навантаженням  $L(t)$  на енергосистему. Виходячи з уявлень про виробництво та споживання як випадкові процеси, навантаження  $L(t)$  моделюється сумою функцій, що

представляють базові (осереднені) значення навантажень і певний стохастичний процес [2]:

$$\begin{aligned} D(t) &= P(t) - L(t), \\ L(t) &= \mu(t) + X(t), \quad t \geq 0. \end{aligned} \quad (1)$$

Тут середнє значення  $\mu(t)$  визначає неперервну зміну базового навантаження, імітуючи його типові характеристики. Стохастичний процес  $X(t)$  вибирається на підставі статистичних даних щодо роботи енергосистеми і вважається нормально розподіленим [3].

Припускаємо, що потужності з виробництва електроенергії мають контрольовану складову  $Q(t)$ , тобто традиційні електростанції (теплові, гідро- чи атомні) та неконтрольовану  $W(t)$  – в даному випадку вітрові електростанції (ВЕС). Разом з тим контрольоване виробництво також має випадкову складову:

$$Q(t) = P(t) - W(t) = \pi(t) + Y(t), \quad (2)$$

де  $\pi(t)$  – планова продуктивність;  $Y(t) = Y_1(t) + Y_2(t)$  – стохастичний процес, що відображає необхідність реагування на зміни у споживанні електроенергії  $Y_1(t)$  та непередбачувані відключення виробників енергії  $Y_2(t)$ . Складова  $Y_2(t)$  є проблемною для моделювання, оскільки інформація щодо

надійності роботи енергоблоків є досить критичною. Оскільки тут розглядається вплив вітрової енергії, можна випадкову складову щодо врахування аварійних випадків на електростанціях ігнорувати як таку, що не стосується предмету дослідження:  $Y_2(t) \equiv 0$ ,  $Q(t) \approx \pi(t) + Y_1(t)$ .

При відсутності ВЕС енергетичний баланс задовольняється з певною точністю, яка для традиційних електростанцій визначається наявністю та характеристиками задіяних електростанцій/блоків вторинного резерву (до регулювання частоти первинним резервом ВЕС не задіяні). В загальному випадку генерована потужність повинна відслідковувати випадкові зміни у споживанні енергії. Однак при переході до нового рівня потужності необхідно враховувати маневрові можливості генерації (допустиму швидкість зміни потужності):

$$Y_1(t) = X(t) + \delta(t), \quad (3)$$

$$\text{де } |\delta(t_{k+1})| = \begin{cases} |L(t_{k+1}) - L(t_k)| - \pi_{\max}, & |L(t_{k+1}) - L(t_k)| > \pi_{\max} \\ \delta_p, & |L(t_{k+1}) - L(t_k)| \leq \pi_{\max} \end{cases}$$

Тут  $\delta(t)$  – неточність балансування;  $\delta_k$  – розрахунковий (допустимий) небаланс;  $\pi_{\max}$  – максимально допустимий за часовий інтервал  $t_{k+1} - t_k$  стрибок потужності електростанцій. Величина  $\delta(t)$  залежить також від того, як точно спрогнозовано поведінку навантаження і передбачено використання відповідних резервних потужностей.

Отже, рівняння енергобалансу в момент часу  $t$  матиме вигляд:

$$\begin{aligned} D(t) &= Q(t) + W(t) - L(t) = \\ &= \pi(t) + Y_1(t) + W(t) - \mu(t) - X(t). \end{aligned} \quad (4)$$

Вважаємо планову потужність генерування  $\pi(t)$  залежною від очікуваного споживання та прогнозованої потужності ВЕС:  $\pi(t_k) = L_k - W_k$ , де  $L_k$  та  $W_k$  – прогнозовані на  $k$ -ту годину навантаження та потужність ВЕС. Прогнозне навантаження можна представити як математичне сподівання за умови відомих попередніх значень, або використовуються інші дані щодо майбутнього навантаження – завчасні повідомлення, експертні

оцінки тощо. Загалом до факторів невизначеності енергетичного балансу, крім  $\delta(t)$ , відносяться стохастичні складові потужності ВЕС  $W(t_k)$ , споживання енергії  $X(t_k)$  та точності прогнозу середніх значень цих величин –  $W_k$  і  $L_k$ .

Прогнозоване споживання визначається середнім значенням очікуваного навантаження:  $L_k = \mu(t_k)$ . Вітрова енергія має випадковий характер і представляється як сума деякої середньої величини та стохастичної складової:  $W(t) = w(t) + U(t)$ . Стосовно значень вітрової потужності слід приймати до уваги інерційність ВЕС (допустиму швидкість зміни потужності). При використанні спеціальних моделей представлення потужності ВЕС можна досягти її опису за допомогою нормального розподілу [4]. Похибка прогнозування як випадкова величина також має розподіл, близький до нормального:  $W(t_k) - W_k = x_0 + \sigma_0 \cdot \varepsilon$ , де  $\varepsilon \sim N(0, 1)$  – випадкова величина зі стандартним нормальним розподілом, тобто з нульовим середнім та одиничною дисперсією;  $x_0$  та  $\sigma_0$  – середнє значення та стандартне відхилення похибки. Якщо систематичну похибку прогнозу усунуто, то  $x_0 = 0$ . Тоді можемо представити  $W(t_k) = w(t_k) + U(t_k) = W_k + \sigma_0 \cdot \varepsilon$ .

З рівності (4) для значення небалансу отримаємо:

$$D(t_k) = \sigma_0 \cdot \varepsilon + \delta(t_k), \quad (5)$$

де  $\delta(t_k) = Y_1(t_k) - X(t_k)$  визначається з умови (3) і характеризує маневрові можливості енергосистеми. Тут перша складова стосується мінливості вітру та точності його прогнозування; це є та величина, яка має бути додатково скомпенсована резервними потужностями внаслідок наявності ВЕС. Наявність перепадів потужності ВЕС впливатиме також на величину  $\delta(t)$ , оскільки стрибки потужності вітростанцій з певною імовірністю можуть накладатись на стрибки рівнів споживання енергії.

Якщо характер розподілу потужності ВЕС має несиметричний характер, для наближення до нормального розподілу вітрової енергії моделюють логарифмічно-нормальним розподілом [4]:

$$\begin{aligned} W(t) &= W_0 e^{\omega(t) + U(t)}; \\ W_k &= W_0 e^{\omega(t_k) + 0.5\sigma^2} - \sigma_0 \cdot \varepsilon, \end{aligned} \quad (6)$$

де  $\omega(t)$  визначає середню потужність, а  $U(t)$  – стохастична складова ( $\sigma$  – стандартне відхилення розподілу логарифма потужності ВЕС).

Розрахункова оцінка величини небалансу може виконуватись за середньоквадратичним відхиленням виразу (5), а імовірність – за відповідним квантилем нормального розподілу. При цьому похибка прогнозу навантаження звичайно пропорційна поточному навантаженню, а похибка прогнозу вітру зростає зі збільшенням горизонту прогнозування.

**Математичне моделювання.** Для оцінки неточності балансування  $\delta(t)$  пропонується застосувати моделювання процесів генерування та споживання електроенергії за допомогою методу Монте-Карло. В роботах [3, 5] запропоновано використовувати механізм стохастичних диференціальних рівнянь типу Орнштейна-Уленбека. В роботі [6] описано розв’язки такого рівняння. Представляючи випадкові величини в (4) виразами:

$$X(t_k) = X(t_{k-1}) \cdot e^{-\alpha \Delta t} + \frac{\sigma_1}{\sqrt{2\alpha}} \sqrt{1 - e^{-2\alpha \Delta t}} \cdot \varepsilon_1;$$

$$U^{(i)}(t_k) = U^{(i)}(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta_i \Delta t} + \sqrt{\frac{1 - e^{-2\beta_i \Delta t}}{2\beta_i}} \cdot \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j,$$
(7)

де  $i$  – номер ВЕС;  $n$  – кількість ВЕС, отримаємо стохастичну модель роботи об’єднаної енергосистеми (ОЕС), де параметри  $\sigma_1, \sigma_{ij}, \alpha, \beta_i$  визначають випадковий характер величин потужності ВЕС та рівня споживання електроенергії,  $\varepsilon_r \sim N(0,1)$ .

Стохастичний процес (7), яким модельовано добовий графік генерування електроенергії енергосистемою, описано як процес Орнштейна-Уленбека з параметрами зносу та волатильності  $\alpha, \sigma_1$ . Даний процес характеризується випадковими коливаннями навколо деякого середнього значення (в даному випадку середнього добового ходу); при малих значеннях  $\alpha$  процес близький до звичайного вінерівського блукання, при великих значеннях траєкторія процесу часто перетинає рівноважний рівень та нагадує білий шум. На практиці параметри  $\alpha, \sigma_1$  оцінюються по фактичному набору даних, отриманих за певний період і представлених у вигляді часового ряду.

Способи оцінки параметрів можуть бути різними, в залежності від характеру фактичних даних. Так, рівень споживання енергії математично

виражається інтегралом від потужності на певному часовому інтервалі, а запис спожитої протягом доби енергії відображається функцією, що має певну стабільну та випадкову складові і за поведінкою нагадує мартингал. Нехай ми маємо лише один добовий запис (добову реалізацію випадкового процесу) у вигляді дискретної функції  $X(t_i) = X_i$  та оцінку середньої (наприклад, середньомісячної) потужності протягом доби (рис. 1). В роботі [8] пропонується використати методи попередньої (прогнозованої) оцінки функцій, які є узагальненням оцінки мартингалів. Для оцінки параметрів зносу такого процесу отримано рівняння [5]:

$$\frac{(1 - e^{-\alpha})^2}{2(\alpha - 1 + e^{-\alpha})} = \frac{\sum X_{j+1} X_j}{\sum X_j^2},$$
(8)

де  $X_i$  розглядається як інтеграл від  $X(t)$  на одиничному інтервалі  $(t_{i-1}, t_i)$ . Відповідне рівняння для визначення волатильності:

$$\sigma^2 = \alpha^3 (\alpha - 1 + e^{-\alpha})^{-1} (n - 1)^{-1} \sum_i^n X_i^2.$$
(9)

Формально тут використана одна строчка записів значень випадкового процесу. Схожий метод використано також у роботі [9] для оцінки процесу температурних коливань, там запропоновано формули:

$$\alpha = -\ln \frac{\sum X_{j+1} X_j}{\sum X_j^2};$$
(10)

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_i^n [X_{j+1} - (1 - \alpha) X_j]^2.$$

Для врахування сезонних змін у споживанні енергії можна вибрати середньомісячні графіки для місяців максимального та мінімального споживання електроенергії, а також окремі дні екстремального споживання як граничні значення (рис. 1).

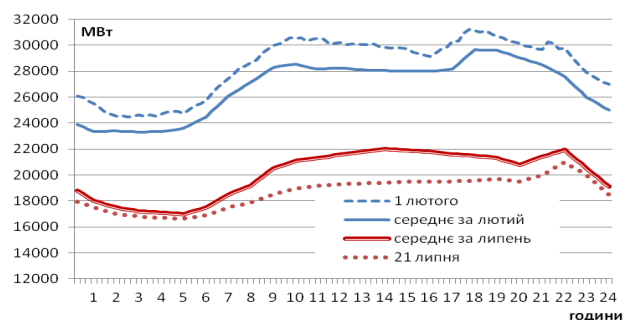


Рис. 1. Екстремальні середньомісячні та добові графіки роботи ОЕС.

Якщо в наявності є багато наборів однотипних записів (рис. 2), наприклад, місячний обсяг добових записів, можна визначити параметр зносу через оцінку варіацій погодинних та добових значень [5]; цей більш точний підхід застосуємо до оцінки роботи ВЕС за даними метеорологічних спостережень:

$$\frac{Var(S_1)}{Var(S_{24})} = \frac{1 - \frac{1}{\beta}(1 - e^{-\beta})}{24 - \frac{1}{\beta}(1 - e^{-24\beta})}, \quad (11)$$

$$S_\tau = \int_{t=0}^{\tau} U(t) dt.$$

Тут використано співвідношення варіацій одногодинних та добових (24-годинних) рівнів. При відомому зносі волатильність розраховується з урахуванням наявних варіацій потужності.

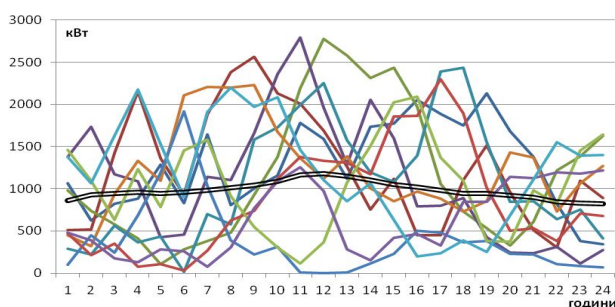


Рис. 2. Добові та середньомісячні графіки роботи ВЕУ.

Друге рівняння (7) стосується групи ВЕС і записується у вигляді суми частково корельованих випадкових величин. При цьому ступінь взаємної кореляції потужностей ВЕС, розташованих у різних регіонах, є предметом окремого дослідження. Зокрема, в роботі [7] для моделювання використано кореляцію місячних наборів значень потужності ВЕС при фактичній швидкості вітру. Як показують дослідження, показники кореляції для добових наборів значень є величиною випадковою і змінюються в широких межах. Наприклад, було порівняно синхронні дані з двох метеопостів висотою близько 100 м та інтервалом запису даних 10 хвилин, розташованих на відстані понад 300 км один від одного (в Луганській та Запорізькій областях). Кореляція місячного обсягу 10-хвилинних вимірів швидкості вітру становила 0,22; значення для добових наборів даних змінювалися протягом місяця в межах від  $-0,3$  до  $+0,6$ . Отже, статистично значимої кореляції не

спостерігалось. При цьому середньомісячна швидкість вітру була практично однаковою: 6,5 м/с в обох точках. При 30-хвилинному чи погодинному осередненні кореляція місячного обсягу даних становила 0,24; кореляція середньодобових значень досягла 0,66. Кореляція потужності ВЕУ склала 0,17 для місячного масиву даних, змінюючись у межах від  $-0,4$  до  $+0,7$  для добових масивів даних, при інтервалах запису від 10 хвилин до години.

Оскільки розподіл імовірності сумарної потужності групи ВЕС залежить від кореляцій між одиничними потужностями, а самі кореляції теж є випадковими, то для оцінки можливих реалізацій потужності як випадкового процесу слід керуватись теоремою Байєса: імовірність певних значень потужності групи ВЕС повинна визначатися з урахуванням імовірності відповідних значень кореляцій між окремими ВЕС. Оскільки кількість можливих варіантів кореляційної матриці є практично безмежною при зростанні числа ВЕС, можемо розглядати імовірність окремих значимих режимів роботи: одночасного настання максимальної чи мінімальної потужності, одночасного стрибка потужності тощо як певних подій. В якості сукупності гіпотез можна розглядати варіанти: високої міжстанційної кореляції, незначимої кореляції, проміжних значень. Тут інтерес представлятимуть масиви даних, отриманих із короткими (до години) проміжками часу, що є важливим для питань регулювання енергобалансу. Формула Байєса матиме вигляд:

$$P(B) = \sum_{i=1}^m P(A_i)P(B/A_i), \quad (12)$$

де символом  $P$  позначено імовірність;  $B$  – досліджувана подія (наявність певного режиму роботи ВЕС);  $A_i$  – повна система гіпотез щодо кореляційної залежності між потужностями ВЕС.

При моделюванні за допомогою рівнянь (7) необхідно також враховувати технічно допустиму швидкість зміни потужності ВЕС та швидкість введення резервної потужності, яка визначається маневровими можливостями енергосистеми.

**Прогнозування очікуваної потужності.** Невизначеною величиною в (5) лишається точність

прогнозування потужності ВЕС. Найчастіше величина  $\sigma_0$  визначається емпірично або задається як вимога до моделі прогнозування. Якщо попередніх даних щодо точності прогнозування нема, можна вважати  $W_k = w(t_k)$ , тоді точність прогнозу буде визначатися розміром стохастичної складової потужності ВЕС: для логнормального розподілу  $\sigma_0 = W_0 e^{\omega(t_k) + 0.5\sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1)^{0.5}$ . В загальному випадку похибка прогнозування залежить від поточної потужності:

$$\sigma_0 = \xi \cdot M[W(t)] \text{ або } \sigma_0 = \xi \cdot D[W(t)], \quad (13)$$

де символом  $M$  позначено математичне очікування;  $D$  – дисперсія;  $\xi$  – сталий множник, характерний для обраного методу прогнозування.

Як показують різні дослідження, точність прогнозу сумарної потужності ВЕС покращується при охопленні великих територій [10]. Так, для регіону розмірами до 800 км відносна похибка зменшується вдвічі, а для 1500 км – втричі за рахунок вирівнювання графіка сумарної потужності та взаємної компенсації похибок для окремих ВЕС. Якщо для одиначної ВЕС середня помилка прогнозів за добу наперед становить 10-20% від номінальної потужності, то для цілої області (регіону) ця помилка, як правило, на рівні 5-6%. Подальше покращення точності прогнозу можна очікувати від поєднання різних моделей прогнозування: наприклад, одиночний прогноз має середньоквадратичну похибку 5,1%, проста комбінація прогнозів – 4,2% і оптимальна комбінація різних прогнозних моделей – 3,9% [11]. За результатами досліджень в Ірландії [12] стандартна похибка потужності ВЕС становить близько 9% номінальної потужності, або від 7% до 14%. За даними міжнародних досліджень [13], стандартна похибка добового прогнозу варіює від 5-10% для плоских територій до 10-35% для гірських районів. Похибка зростає зі збільшенням тривалості прогнозу; як правило, задовільні горизонти прогнозування – до 2-3 діб. Слід зауважити, що точність прогнозу вітру має корелювати зі ступенем його мінливості: чим більше стандартне відхилення вітру, тим більша похибка прогнозу. Однак у дослідженнях стосовно роботи українських ВЕС [14] кореляція похибки прогнозування та

відхилення фактичного вітру від середнього є слабкою – на межі статистичної значимості. Як показують розрахунки, величина стандартного відхилення прогнозу потужності українських ВЕС при застосуванні прогресивних методик становить близько 10% номінальної потужності ВЕС.

Стосовно точності прогнозу поточного споживання електроенергії: за даними [11] середня похибка становить 1,5% від пікового навантаження. Однак потужність, необхідна для резервного електропостачання, залежить від максимальної, а не лише середньої похибки, для чого потрібно знати функцію розподілу щільності ймовірностей для помилок прогнозу.

Значні похибки у прогнозуванні енергії ВЕС в основному викликані помилками в базових прогнозах погоди. Відповідно до характеру погоди, функції розподілу щільності ймовірності в загальному випадку не є гаусовими. На практиці великі похибки виникають частіше, ніж очікувалося б за нормальним розподілом, спричиняючи необхідність у завищених резервах потужності для забезпечення енергобалансу.

**Висновки.** Рівень споживання електричної енергії має випадкову складову, яку можна передбачити лише з певною точністю. Робота електростанцій також супроводжується випадковими факторами, що утруднює забезпечення балансу між рівнем споживання та виробництва електроенергії. Особливо загострюються ці складнощі при наявності в енергосистемі значної кількості вітрових електростанцій, яким притаманна залежність від погодних умов. Забезпечення електроенергетичного балансу потребує врахування також маневрових можливостей генеруючого обладнання. Пропонована математична модель дозволяє врахувати випадкові фактори, що супроводжують виробництво та споживання електроенергії, досягнути точність прогнозування цих факторів, технологічні обмеження. Це дозволить більш коректно розрахувати можливі сценарії роботи енергосистеми та оцінити потреби в резервних потужностях за різних варіантів впровадження вітрових електростанцій до ОЕС України.

1. Экономика и управление энергетическими предприятиями: Учебник / Под ред. Н. Н. Кожевникова. – М.: Академия, 2004. – 432 с.

2. Кузнєцов М.П. Стохастичні моделі роботи енергосистеми, яка містить вітрові електростанції // Відновлювана енергетика. – 2012. – № 1. – С. 34–41.
3. Olsson M., Perninge M., Soder L. Modeling real-time balancing power demands in wind power systems using stochastic differential equations // Electric Power Systems Research. – 2010. – № 80. – P. 966–974.
4. Кузнєцов М.П. Застосування нормального розподілу до опису швидкості вітру // Відновлювана енергетика. – 2013. – №2. – С. 53–58.
5. Perninge M. Modeling the uncertainties involved in net transmission capacity calculation. Licentiate Thesis, School of Electrical Engineering, KTH, Stockholm, Sweden, 2009. – 107 p.
6. Кузнєцов М.П. Моделювання параметрів роботи енергосистеми, які носять випадковий характер // Відновлювана енергетика. – 2012. – №3. – С. 5–9.
7. Кузнєцов М.П., Кармазін О.О. Вплив просторової дисперсії на сумарну потужність групи ВЕС // Відновлювана енергетика. – 2013. – №3. – С. 62–67.
8. Ditlevsen S., Sorensen M. Inference for observation of integrated diffusion processes // Scandinavian Journal of Statistics. – 2004. – №31. – P.417–429.
9. Alaton P., Djehiche B., Stillberger D. On modeling and pricing weather derivatives // Applied Mathematical Finance – 2002. – 22 p.
10. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Helsinki, 2009. – 232 p.
11. Оценка энергосистемы для целей развития ветроэнергетики в Казахстане. Проект ПРООН/ГЭФ. Финальный отчет. Астана, 2011. – 65 с.
12. Eleanor Denny B.A. A Cost Benefit Analysis of Wind Power. Thesis submitted for the degree of Philosophiae Doctor January University College Dublin, Ireland19, 2007. 192 p.
13. Marti I., Pinson P., Giebel G. Evaluation of advanced wind power forecasting models. The results of ANEMOS project. Natal, Brasil, 2008. – 23 p.
14. Кузнєцов М.П. Вдосконалення моделі прогнозування потужності ВЕС з урахуванням напрямку вітру // Київ: Відновлювана енергетика. – 2011. – № 2. – С.45–52.

**МІЖНАРОДНИЙ ІНВЕСТИЦІЙНИЙ БІЗНЕС-ФОРУМ З ПИТАНЬ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА ВІДНОВЛЮВАНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ**

**VII МІЖНАРОДНА СПЕЦІАЛІЗОВАНА ВИСТАВКА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ. ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА - 2014**

**АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ТЕХНОЛОГІЇ, ОБЛАДНАННЯ, МАТЕРІАЛИ**

**4–7 листопада**



**ОРГАНІЗАТОР**  
Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України

**СПІВОРГАНІЗАТОР**  
Міжнародний виставковий центр

**ГАЛУЗЕВИЙ ПАРТНЕР**  
Українська Вітроенергетична Асоціація

Технічний партнер: **Renewella**

**IEC**

**МІЖНАРОДНИЙ ВИСТАВКОВИЙ ЦЕНТР**  
Україна, Київ, Броварський пр-т, 15  
М "Лівобережна"  
☎ +38 044 201-11-66, 206-87-86  
e-mail: sv@iec-expo.com.ua  
www.iec-expo.com.ua  
www.tech-expo.com.ua