

УДК: 621.311.

В.В.Павловський, докт.техн.наук, **Л.М.Лук'яненко**, канд.техн.наук, **А.О.Стелюк**, канд.техн.наук,
І.С.Гончаренко, **О.В.Леньга** (Ін-т електродинаміки НАН України, Київ)

Стохастичне моделювання режимів вітрових електростанцій

У статті розглянуто питання стохастичного моделювання вітроелектричних станцій та зростання частки генерованої потужності ВЕС у загальному балансі потужностей. Важливою проблемою, що пов'язана з роботою ВЕС, є необхідність забезпечення відповідних резервів активної потужності на теплових електростанціях для покриття небалансів, пов'язаних зі стохастичним характером роботи ВЕС. Отже, метою даної статті є розробка методики оцінки можливих діапазонів зміни генерованої потужності ВЕС.

В статье рассмотрены вопросы стохастического моделирования ветровых электростанций и рост общей доли ВЭС в покрытии графика нагрузок. Важным моментом в эксплуатации ВЭС является необходимость обеспечения достаточного резерва активной мощности на тепловых электростанциях для покрытия небалансов мощности, вызванных стохастическим характером работы ВЭС. Таким образом, целью данной работы является разработка методики, позволяющей оценить возможные диапазоны изменения генерируемой мощности ВЭС.

Зростання частки відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ), в першу чергу, вітроелектростанцій (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС), у структурі генерації має свої переваги, що визначаються зниженням екологічного навантаження на навколишнє середовище, збереженням первинних вуглецевих ресурсів та іншим [3]. В той же час робота цих станцій значно ускладнює процеси керування режимами роботи енергосистем (ЕС), що пов'язано зі стохастичним характером видачі потужності. Тому одним із актуальних питань є організація оперативного керування та планування режимів роботи ЕС, до складу яких входять станції на базі ВДЕ. З урахуванням того, що в світі сьогодні встановлена потужність ВЕС значно перевищує СЕС, у даній статті розглядається саме питання стохастичного моделювання ВЕС.

Аналіз досвіду формування балансів потужності на довгострокову перспективу показав [22], що одним із ключових є питання визначення величини максимуму навантаження та складу генерації, яка може бути задіяна для його покриття. Зазначимо, що при довгостроковому плануванні обсягів генерації та навантаження, з одного боку, абсолютно некоректним є припущення, що вся встановлена потужність ВЕС може бути задіяна для покриття навантаження ЕС (особливо у режимі максимуму). Ця ситуація є практично

неможливою. З іншого боку – невиправданим є нехтування генерацією від ВЕС взагалі. Таким чином, імовірнісний характер генерації електроенергії ВЕС вимагає розробки нових підходів до вирішення цього питання і, в першу чергу, визначення "гарантованої потужності", що може видаватися цими станціями.

Певні характеристики видачі потужності ВЕС певною мірою схожі на характеристики навантаження ЕС у періоди стаціонарності (мається на увазі їх імовірнісний характер). Проте дослідження останніх проводилося протягом багатьох років. На даний час питання прогнозування навантаження (як коротко- так і довгострокового) достатньо вивчені, а задачі визначення величини необхідних резервів генерації в ЕС успішно вирішуються. Так, у більшості випадків резерви активної потужності в ЕС підтримуються на рівні 1-2% від загальної потужності, але не менше, ніж потужність найбільшого блоку. Це стосується, в тому числі, резервів первинного, вторинного і третинного регулювання [5]. Ситуація з визначенням та підтриманням резервів в ЕС із врахуванням роботи ВЕС дещо інша. Ці питання досліджені недостатньо, принаймні в Україні. При цьому немає напрацьованих механізмів організації функціонування таких систем та чітких вимог до визначення величини резерву для ЕС із ВЕС.

Аналіз європейського досвіду показав, що частка генерації з використанням ВДЕ наближується, а в деяких країнах навіть перевищує 20% від обсягу традиційної генерації. Так, генерація електроенергії на електростанціях з ВДЕ досягає 40% в Ірландії, 33% у Данії, 28% у Португалії та 25% в Німеччині та Греції [26]. При цьому значна увага приділяється не тільки визначенню і підтриманню необхідних резервів в ЕС, але і дослідженню економічної складової, а саме – питанню, яким чином зростання частки генерації з використанням ВДЕ вплине на вартість електричної енергії. Наприклад, у [14] стверджується: якщо обсяг генерації ВЕС покриватиме 20% усього навантаження ЕС, то витрати на експлуатацію системи, пов'язані зі стохастичним характером роботи ВЕС, зростуть на 1-4 € за МВт·год, що складає приблизно 10% від оптової вартості енергії ВЕС. Згідно з [18], у Великобританії при 20% участі у покритті споживання ВЕС зростання ціни становить біля £1,20 за МВт·год (для побутових споживачів це складає трохи більше 1%), при 40% – £2,80 за МВт·год. При цьому автори вважають, що таке зростання ціни на електроенергію, пов'язане зі стохастичним характером роботи ВЕС, є досить незначним і роблять висновок, що подальше зростання частки виробництва електроенергії на ВЕС є прийнятним.

Як відомо, однією з основних стратегічних цілей розширення використання ВДЕ є економія органічного палива та зменшення викидів CO₂ у навколишнє середовище. При цьому генерація на основі використання ВДЕ дозволяє проводити заміщення традиційних електростанцій. Найбільш доцільним є заміщення генерації теплових електростанцій (ТЕС), у першу чергу, з блоками 200 та 300 МВт. Це пояснюється тим, що електрична енергія, яка виробляється на ТЕС, має найбільшу вартість серед інших традиційних електростанцій (АЕС, ГЕС), а основний недолік цього заміщення полягає в тому, що заміщення ТЕС у структурі генерації значно звужує регулюючі можливості з точки зору регулювання активної потужності в ОЕС України.

Використання ТЕС в ОЕС України має свої особливості. Ці станції є основними засобами регулювання реактивної потужності [1]. Слід та-

кож враховувати, яким чином у балансах потужності буде проводитися заміщення ТЕС. Якщо шляхом їх виведення із добового графіка покриття навантаження (вимкненням), то це може призвести до зниження запасів стійкості за напругою в певних районах ОЕС України [2, 10]. Якщо при заміщенні буде виконуватися зниження генерації активної потужності на всіх ТЕС, це дозволить збільшити (або зберегти) резерви як з активної, так і реактивної потужностей. Проте економічні показники роботи ТЕС у цьому випадку значно погіршаться.

Відомо, що з урахуванням режимів роботи котлів ТЕС стабільно можуть працювати в обмеженому діапазоні генерування активної потужності. У середньому цей діапазон становить від 0,7 до 1,0 номінальної потужності блоку. Проте існує ціла низка винятків. Так, наприклад, блоки 300 МВт Криворізької та Запорізької ТЕС мають дещо ширший діапазон (170÷300 МВт). Таким чином, фактично максимальний наявний резерв залежить, у тому числі, і від складу працюючого обладнання ТЕС. А максимально досяжні резерви активної потужності складають приблизно величину: $P_{\text{макс.резерв}} = 0,30 \cdot P_{\text{ном.ТЕС}}$. Тому однією з основних проблем, із якою будуть стикатися ЕС, у складі яких працюють ВЕС – це визначення діапазонів, у яких може змінюватися генерація на ВЕС протягом року.

Крім того, слід враховувати, що вищевказані резерви, які розташовані на ТЕС, знаходяться у наявності не весь час. З одного боку, в режимах мінімуму навантаження (в нічні провали графіка навантаження) ТЕС, як правило, працюють мінімально допустимим за критерієм надійності складом (два блоки на станцію) та з мінімально допустимим навантаженням на кожен блок. Це робить повністю неможливим їх подальше розвантаження, тобто резерв на розвантаження в такому режимі відсутній. З іншого боку, в режимах максимуму навантаження блоки ТЕС, як правило, завантажені на повну потужність, і резерв на набір навантаження (для випадку зникнення вітру і зупинки ВЕС) також майже відсутній. Тому поточні резерви в ЕС будуть відрізнятися від максимально (теоретично) досяжних. Досить наближено їх можна оцінити як $P_{\text{поточний резерв}} = 0,15 \cdot P_{\text{ном.ТЕС}}$, тобто

як 15% на розвантаження і 15% за завантаження від потужності блоку.

Таким чином, враховуючи особливості організації роботи ОЕС України, слід зауважити, що максимальна потужність генерування на станціях з ВДЕ у тій чи іншій мірі визначається, в тому числі, наявним обсягом регулюючих потужностей на традиційних стаціях. Так, при заміщенні ТЕС у добовому балансі необхідно враховувати межі поточного діапазону регулювання цих станцій як за активною, так і за реактивною потужностями. У протилежному випадку можуть виникати певні проблеми, що визначаються недостатнім діапазоном регулювання за активною потужністю з урахуванням варіаційного характеру роботи ВЕС та недостатнім рівнем резервів за реактивною потужністю і можливістю забезпечення стійкості за напругою. В таких ситуаціях ВДЕ можуть частково замінюватися потужністю ГЕС, проте це нецільно з економічних та екологічних причин.

Прогнозування режимів роботи ВЕС безпосередньо пов'язане з оцінкою варіаційного характеру вітру та визначенням кількості електроенергії, що виробляється однією вітроенергетичною установкою (ВЕУ) чи групою установок за певний час. Більшість відомих моделей прогнозування передбачають оцінку лише середньої швидкості вітру за годину і, в першу чергу, призначені для вирішення задач оперативного керування та задач, пов'язаних із функціонуванням ринку електроенергії. Завдяки розосередженому розташуванню ВЕС певна частина коливань потужності та похибок прогнозування може частково бути компенсована за рахунок похибок прогнозування в інших регіонах. При цьому точність прогнозу потужності генерації, отриманої за рахунок вітрової енергії, зазвичай пов'язана з величиною загальної встановленої потужності ВЕС. Тобто похибка прогнозування 15% для годинних інтервалів на наступний день для однієї ВЕС – це "досить точний" прогноз [15], у той час як похибка 15% у великій ЕС – це вже "поганий" прогноз [16]. При цьому поза увагою залишається ще багато питань, пов'язаних із оцінкою максимально можливої потужності, що видається ВДЕ, з оптимальною потужністю накопичувальних батарей (у разі їх

застосування), величиною резерву активної потужності з точки зору забезпечення необхідного рівня надійності ЕС та ін.

Виходячи із зазначеного, розглянемо більш докладно одну з основних проблем, що виникає при застосуванні ВЕС. Це оцінка меж, у яких можуть змінюватися потужності, що генеруються ВЕС з урахуванням стохастичного характеру їх роботи [11] та оцінка необхідних резервів активної потужності, які слід підтримувати на традиційних електростанціях у різних часових діапазонах.

Статистичний підхід до оцінки потужності вітроелектростанцій. Аналіз розподілу щогодинних швидкостей вітру протягом року для окремих вітрових районів [28] та атласів розподілу вітру за різні сезони показав наявність певних залежностей швидкості вітру від місяця року, години доби тощо. Врахування цих залежностей потребує проведення аналізу, що базується на багаторічних вибірках статистичного матеріалу для кожної ділянки встановлення ВЕС. Такі дані накопичуються і в подальшому використовуються як для цілей короткострокового прогнозування генерації ВЕС, так і для уточнення довгострокових прогнозів. У той же час, у разі відсутності такої інформації при вирішенні задач довгострокового планування авторами приймається припущення щодо випадковості та незалежності швидкості вітру від пори року. Це створює підґрунтя для використання статистичних методів, зокрема, методу статистичних випробувань Монте-Карло [7].

Відомо, що статистичні оцінки швидкості вітру в місці розміщення ВЕС у більшості випадків можуть бути враховані при моделюванні генерації вітроенергетичними установками за допомогою щільності розподілу ймовірностей. Статистичний підхід дає можливість оцінити, як часто вітри із різними відхиленнями від середньої швидкості будуть з'являтися в конкретному районі. При побудові такої моделі для опису щільності ймовірності виникнення тих чи інших вітрових навантажень із різними швидкостями вітру використовуються різного роду розподіли. Мова йде про розподіл Гауса, експоненціальний розподіл, гамма-розподіл і логістичний розподіл [21]. Найчастіше при цьому вибирається розподіл Вейбулла [6, 8, 20, 23, 27], який де-факто є найбільш поширеним.

На рис. 1 наведено діаграму групових частот швидкостей вітру та криву розподілу Вейбулла.

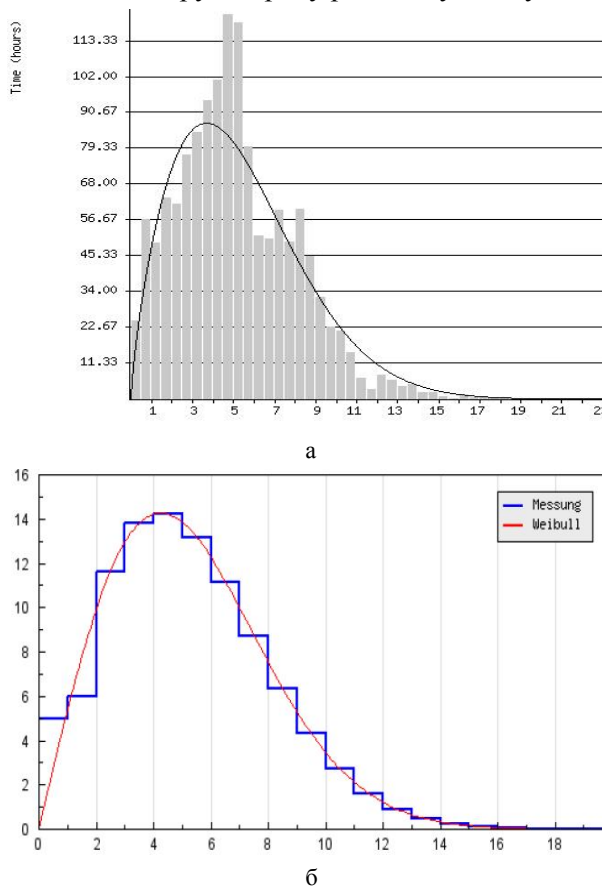


Рис. 1. Співставлення функцій розподілу Вейбулла із замірами швидкостей вітру:

а) коефіцієнт форми $k=1,75$ (по осі абсцис відкладено час, а по осі ординат – швидкість вітру); б) коефіцієнт форми $k=2,0$ (по осі абсцис відкладено частоту появи вітру в %, а по осі ординат – швидкість вітру).

Отримана таким чином статистична інформація дозволяє провести вибір ВЕУ з оптимальною робочою швидкістю, оцінити середню та розподіл вихідної потужності установки, втрати тощо. При цьому однією з ключових характеристик є розподіл імовірностей швидкості вітру в місцях розташування та відповідні характеристики потужності установки.

Функція розподілу Вейбулла $f(v)$ може бути побудована для будь-якої вітрової площадки за допомогою двох параметрів [6]:

A – масштабний коефіцієнт, пропорційний середній швидкості вітру;

k – коефіцієнт форми Вейбулла.

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k},$$

де v – швидкість вітру.

Параметр A та коефіцієнт k визначаються для кожного місця встановлення ВЕУ на основі аналізу реальних замірів вітрових навантажень (інформація може надаватися метеостанціями). Зазвичай (див. рис. 1 *а, б*) значення коефіцієнта форми знаходиться близько 2,0 [6].

Сутність статистичного підходу для оцінки потужності ВЕС полягає у використанні методу Монте-Карло та розподілу Вейбулла. При цьому, відповідно до методу Монте-Карло, виконується моделювання випадкових можливих станів ЕС. Ці стани базуються на комбінаціях випадкових режимів роботи ВЕС, для яких у кожному досліді за методом Монте-Карло виконувалася генерація випадкових швидкостей вітру. Ці швидкості генеруються відповідно до закону розподілу Вейбулла та характеристики вітроустановки (залежність потужності ВЕУ від швидкості вітру) і визначається величина потужності за даних умов для певної ВЕУ. В результаті моделювання, що проводиться для всіх ВЕУ, які входять до складу ВЕС, а також для всіх ВЕС, що входять до складу відповідної територіальної зони, визначається величина загальної можливої генерації для даного досліді. Зазвичай проводиться близько 100 000 дослідів та визначається ймовірнісна залежність сумарної потужності ВЕС, що може видаватися в ЕС.

Оцінка вихідної потужності вітроенергетичної установки. Запропонований підхід використовувався для визначення потужності, що генерується однією ВЕУ. Як приклад розглядалася конкретна площадка розміщення ВЕУ (в даному випадку Білогірський район АР Крим, де планується розміщення ВЕС потужністю 200 МВт) та вітро-турбіна *Vestas V.112* (як один із найбільш імовірних типів турбін, що може використовуватися) [13]. Ця ВЕУ номінальною потужністю $P_{\text{ном}} = 3,0$ МВт у першу чергу призначена для встановлення в місцях із низькою та середньою швидкостями вітру і комплектується повним перетворювачем потужності. Характеристика турбін *Vestas V.112* та *Vestas V.90* та щільність розподілу Вейбулла характеристик швидкостей вітру наведені на рис. 2.

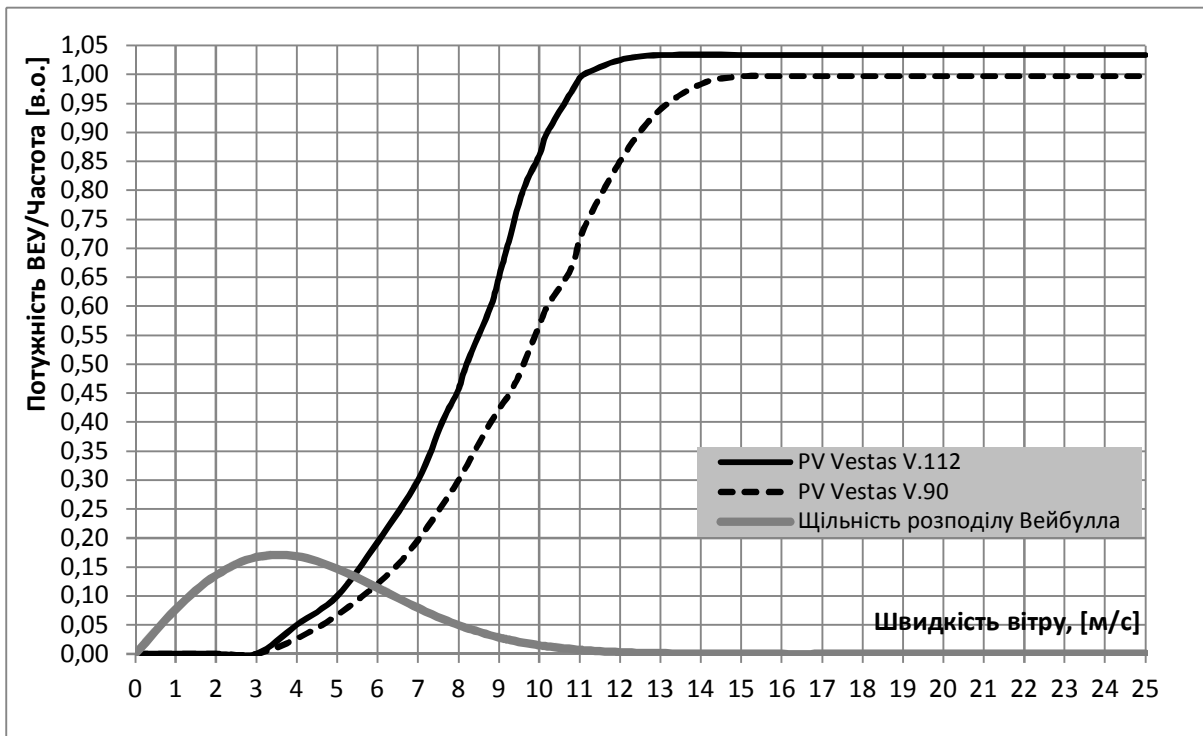


Рис. 2. Характеристика потужності ВЕУ Vestas V.112 та V.90 потужністю 3 МВт.

Аналіз метеоданих для даної площадки показав, що середня швидкість вітру становить приблизно 5,0 м/с. Потужність, що відповідає цій середній швидкості вітру: $P_{BEU} = 0,3$ МВт (або $0,10 P_{ном}$), як видно з рис. 2. Звісно, що визначення середньої потужності ВЕУ за середньою швидкістю вітру є найпростішим, але не надто коректним способом, проте дозволяє провести попередні розрахунки. Розподіл вітрових навантажень, як було зазначено вище, описується розподілом Вейбулла, який не є симетричним. Тоді середня потужність $P_m(U)$ при середній швидкості вітру буде визначатись як математичне очікування (М.О.) випадкової величини:

$$P_m(U) = \int_0^{\infty} p(u)W(u)du, \quad (1)$$

де $P_m(U)$ – середня потужність при середній швидкості вітру; $W(u)$ – характеристика потужності ВЕУ; $p(u)$ – розподіл щільності ймовірностей відповідних швидкостей вітру.

Таким чином, обчисливши інтеграл для всього діапазону швидкостей вітру та відповідного розподілу (рис. 2), отримаємо, що середня статис-

тична потужність ВЕУ становить 0,755 МВт (або $0,25 P_{ном}$).

Ще однією оцінкою, що характеризує ВЕУ, є коефіцієнт використання встановленої потужності, який розраховується як $k_g = \frac{W_{рік}}{8760}$, де $W_{рік}$ – вироблена електроенергія ВЕУ за рік.

Для планування режимів роботи важливо знати не тільки середню потужність ВЕУ за рік, але й можливі діапазони її зміни у конкретний випадковий день. Для розв’язання цієї задачі в роботі запропоновано новий підхід, суть якого розглянемо нижче.

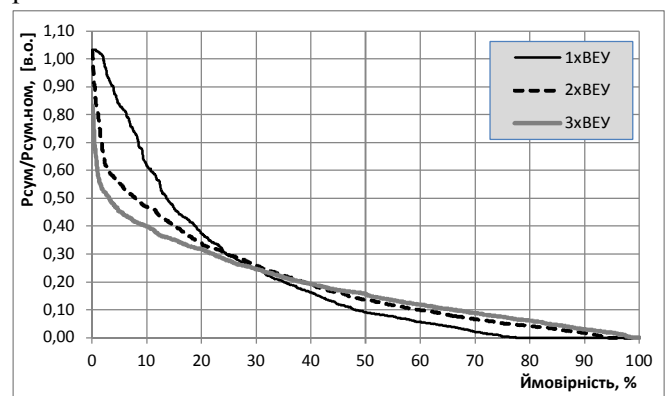


Рис. 3. Характеристики зміни потужностей ВЕУ (1, 2 та 3-х ВЕУ) в залежності від стохастичного характеру швидкості вітру.

На рис. 3 наведено результати стохастичного моделювання для випадків встановлення 1, 2 та 3-х ВЕУ, розміщених у різних географічно віддалених місцях відповідно до описаного підходу. Потужність ВЕУ приведена до сумарної номінальної потужності (відношення $P_{\text{сум}}/P_{\text{сум,ном}}$). Аналіз отриманих залежностей показав переваги географічно розподіленого розташування ВЕУ: чим на більшій території (відстані) розташовані ВЕУ (випадок 3-х ВЕУ), тим більш монотонний характер носить крива їх вихідної потужності. Можна стверджувати, що в будь-який випадковий день року з імовірністю, наприклад, 90% одна ВЕУ згенерує 0 МВт (що становить 0% від $P_{\text{ном}}$ та 0% від $P_{\text{сум,ер}}$), дві ВЕУ – 0,1 МВт (1,6% від $P_{\text{ном}}$ та 6,6% від $P_{\text{сум,ер}}$), а три ВЕУ – 0,27 МВт (3% від $P_{\text{ном}}$ та 12% від $P_{\text{сум,ер}}$). Як видно, ці величини значно відрізняються не тільки від номінальної встановленої потужності, а й від величини середньої потужності, що визначалася за рік. Отримані дані певним чином узгоджуються з дослідженнями інших авторів, наприклад, в [19] визначається, що мінімальна гарантована потужність ВЕС є дуже малою, нижчою за 8% встановленої потужності для досить потужних ВЕС.

За результатами досліджень [25], що проводилися в 1970-2003 рр., були визначені мінімальні швидкості вітру на всій території Великобританії. Вони показали, що в середньому лише протягом однієї години на рік швидкості вітру на всій території Об'єднаного Королівства були настільки малі, що жодна ВЕС не працювала. Іншими словами, ймовірність ситуації, коли ВЕС, особливо розподілені по значній території, не будуть взагалі генерувати ніякої потужності, дуже мала.

В цілому слід звернути увагу на значні відмінності між величинами встановленої, середньої та статистичної потужностей ВЕУ, що вимагає більш чіткого визначення. Так, коли ставиться задача про необхідність оцінки потужності ВЕС для економічних розрахунків, то найбільш доцільним є використання статистичної середньої потужності ВЕУ (ВЕС) за рік. У випадку оцінки потужності ВЕУ для задач планування режимів роботи електричної мережі рекомендується вра-

ховувати мінімальну та максимальну потужності ВЕУ з певною ймовірністю.

Варто зауважити, що вираз (1) не враховує динамічні характеристики турбіни при різких змінах швидкості вітру. Для турбін великої потужності цей фактор є менш значущим, у той час як для малих турбін із різного роду механічними пристроями для регулювання швидкості неврахування динамічних характеристик ротора може призвести до виникнення похибок при обчисленні середньої потужності при значних швидкостях вітру. На рис. 4 наведено характеристики середніх потужностей при різкозмінних швидкостях та усталеній величині (повільній зміні) швидкості вітру для турбіни *Vestas V.90* потужністю 2 МВт [12].

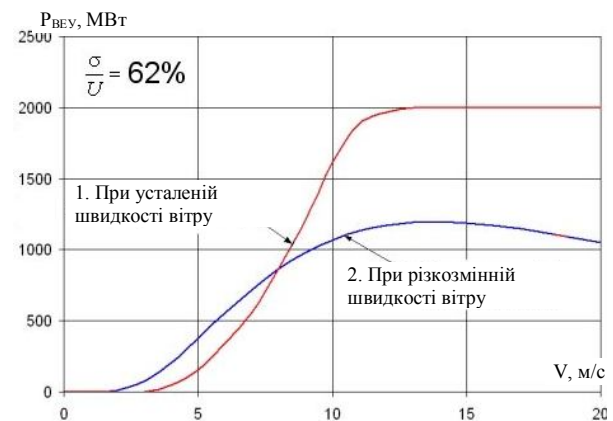


Рис. 4. Залежність вихідної потужності ВЕУ від швидкості вітру при усталеній (1) та при різкозмінній (2) швидкості вітру на прикладі турбіни *Vestas V.90* потужністю 2 МВт.

Наведені характеристики є досить типовими для більшості турбін. При середніх швидкостях вітру до 8 м/с середня потужність ВЕУ вища, ніж у ситуації при усталеній швидкості вітру. При середніх швидкостях вітру понад 8 м/с ситуація змінюється на протилежну, При цьому величини швидкості вітру досягають горизонтальної частини кривої потужності і можуть навіть досягати швидкостей, при яких проводиться відключення ВЕУ.

В цілому слід зауважити, що розподіл Вейбулла має широке застосування як основний метод для опису змін швидкості вітру в певному районі [23]. Тим не менш, для вітрових площадок із дуже низькою середньою швидкістю вітру використання розподілу Вейбулла може виявитися не досить ефективним [17], і тоді переходять до використання інших моделей [21].

Оцінка гарантованої потужності ВЕС для ОЕС України. В перспективі розвитку ОЕС України планується ввести в експлуатацію ВЕС у Кримській та Дніпровській енергосистемах загальною встановленою потужністю близько 2000 МВт. Мова йде про ті ВЕС, на встановлення яких уже видано технічні умови, і тому перспективу їх появи в ОЕС України можна розглядати як досить імовірну:

- ВЕС "НоваЕко-1" потужністю 100 МВт, що приєднується до підстанції (ПС) 220 кВ "НС-3" шляхом будівництва ПЛ 220 кВ;
- ВЕС "НоваЕко-2" потужністю 200 МВт, що приєднується до ПС 330 кВ "Островська" шляхом будівництва ПЛ 330 кВ;
- "Західно-Кримська ВЕС" потужністю 250 МВт, що приєднується до ПС 220 кВ "Донузлав" та ПС 110 кВ "Зиміно" шляхом будівництва двох дволанцюгових ПЛ 110 кВ;
- ВЕС "Бахчисарайська" потужністю 200 МВт, що приєднується до розподільчого пристрою 110 кВ ПС 220 кВ "Бахчисарай";
- ВЕС "Тургенєвська" потужністю 200 МВт;

- ВЕС "Холмогорська" потужністю 200 МВт;
- ВЕС "Казантипська" потужністю 100 МВт;
- ВЕС "Первомайська" потужністю 400 МВт, що приєднується до ПС 330 кВ "Островська";
- ВЕС "Ботієвська" потужністю 200 МВт;
- ВЕС "Приморська" потужністю 200 МВт.

При побудові моделей ВЕС в основному використовувались моделі ВЕУ *Vestas V.112*, інколи *V.90* [13]. В подальшому було прораховано сумарну статистичну потужність, яка може генеруватися всіма вказаними ВЕС. Моделювання проводилось на базі програмного забезпечення [24] при введенні характеристик ВЕУ (аналогічні представленим на рис. 2), використанні розподіли Вейбулла для опису швидкісних характеристик вітрових навантажень на всіх перерахованих площадках встановлення ВЕС. Результати моделювання з урахуванням характеристик різних вітрозон, де встановлені ВЕС, представлені на рис. 5. Під вітрозонами маються на увазі певні географічні регіони, в межах яких зміна показників вітру (швидкість, напрямок тощо) має однаковий характер.

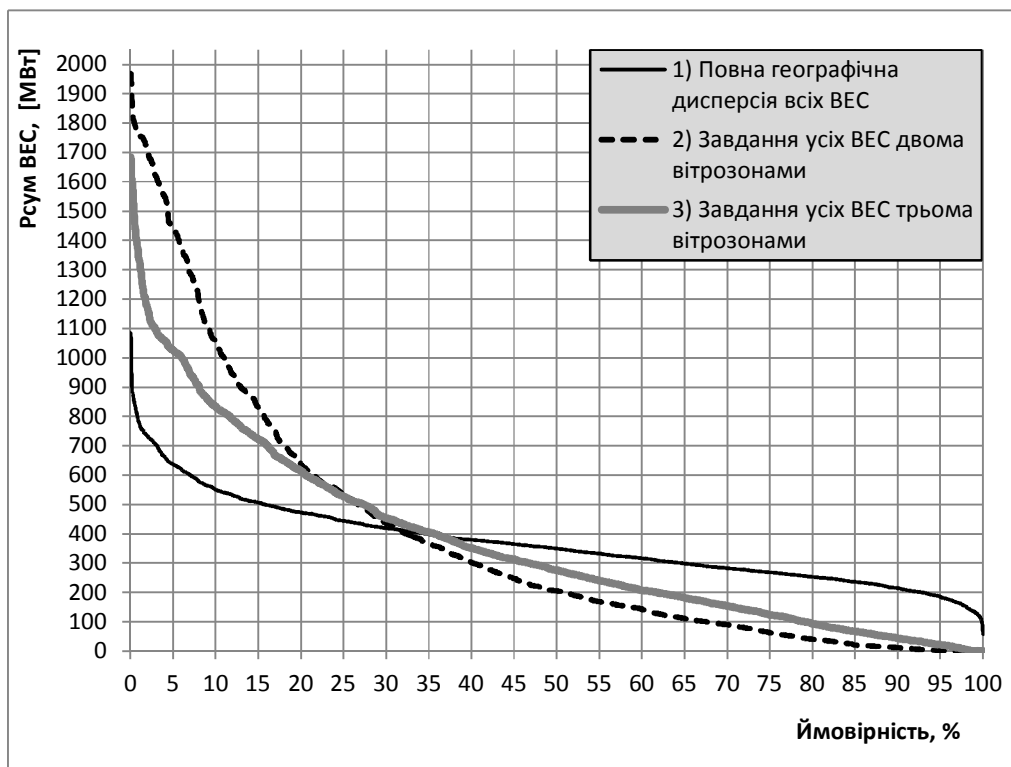


Рис. 5. Статистичні характеристики потужності ВЕС, які передбачається встановлювати в ОЕС України, сумарною потужністю 2050 МВт.

Розширення поняття "гарантована потужність ВЕС". При розробці балансів та оцінці необхідних резервів потужності в ЕС із ВЕС використовується величина гарантованої потужності. Під гарантованою потужністю географічно розподілених ВЕС будемо розуміти таку їх потужність, при якій ЕС може експлуатуватися без зниження надійності роботи. Найчастіше гарантована потужність ВЕС використовується при складанні добових балансів з урахуванням заміщення традиційної генерації. Тому до неї будемо висувати такі ж самі вимоги щодо надійності, як і до потужності, що генерується на ТЕС.

За різними оцінками коефіцієнт готовності теплових та атомних блоків лежить у досить широкому діапазоні: $0,78 \div 0,97$. Зрозуміло, що нижня границя коефіцієнта готовності відповідає генеруючим блокам із застарілим та зношеним обладнанням, а верхня – з новим або модернізованим. Так, сучасні ТЕС та парогазові установки мають коефіцієнт готовності $0,90 \div 0,95$ [4, 9]. Для подальшого аналізу приймемо величину коефіцієнта готовності не менше 0,90.

У випадку використання традиційної генерації коефіцієнт готовності в основному залежить від технічного стану обладнання та визначається кількістю і тривалістю технологічних порушень за встановлений інтервал часу. У випадку використання ВЕС коефіцієнт готовності останніх залежить не тільки від кількості та тривалості можливих технологічних порушень, а й від наявності вітру з мінімальною робочою швидкістю. Таким чином, для того щоб певна ВЕС мала коефіцієнт готовності не менше 0,90 і тим самим могла використовуватися для заміни теплових чи атомних блоків у добовому балансі потужностей, вона повинна мати коефіцієнт технологічної готовності $K_{ТГ}$ не менше 0,95 та ймовірнісний коефіцієнт наявності вітру $K_{Б}$ також не менше 0,95. Тоді еквівалентний коефіцієнт готовності ВЕС становить:

$$K_{Г} = K_{ТГ} \cdot K_{Б} = 0,95 \cdot 0,95 = 0,9025,$$

де $K_{Г}$ – технологічний коефіцієнт готовності ВЕС, що залежить від кількості відмов, аварійних ремонтів та їх тривалості; $K_{Б}$ – ймовірнісний коефіцієнт наявності вітру з мінімальною робочою швидкістю, який враховує тип ВЕС та особливо-

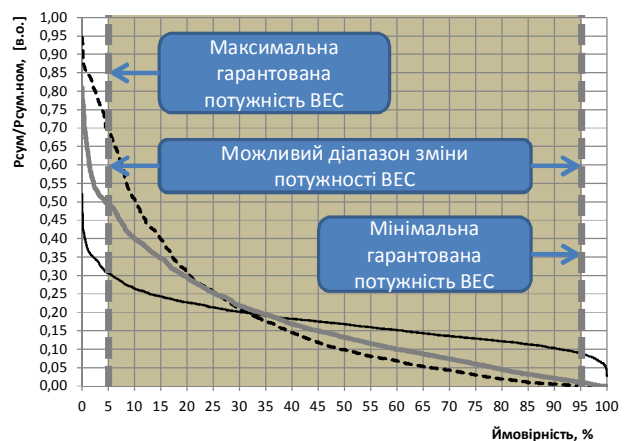
сті вітрових навантажень конкретної ділянки, де вона розташована.

Враховуючи, що дослідження надійності самих ВЕС виходить за рамки даної статті, надалі сконцентруємо увагу на визначенні гарантованої потужності ВЕС із врахуванням тільки характеристик вітрових навантажень, прийнявши технологічний коефіцієнт готовності, рівний 0,95. Тоді під гарантованою потужністю ВЕС будемо розуміти потужність, імовірність появи якої у будь-який випадково обраний момент часу становить не менше, ніж 0,95.

Авторами пропонується розширити поняття гарантованої потужності ВЕС і ввести поняття мінімальної та максимальної гарантованої потужності.

Під **мінімальною гарантованою потужністю** мається на увазі мінімальна потужність ВЕС, імовірність появи якої становить 0,95. Тобто можна стверджувати, що з імовірністю 95% потужність ВЕС буде не менша, ніж значення мінімальної гарантованої потужності. Ця потужність враховується при покритті точки максимуму навантаження в добовому графіку навантаження.

Однією з особливостей ОЕС України є, зокрема, відсутність можливості розвантаження АЕС у години проходження мінімуму добового графіка навантаження, тому використовуємо нове поняття максимальної гарантованої потужності. Це поняття пропонується використовувати в точці мінімуму графіка навантаження. Під **максимальною гарантованою потужністю** мається на увазі потужність, яка з імовірністю 95% не буде перевищена у будь-який випадково обраний момент часу. Тобто можна стверджувати, що потужність ВЕС не перевищить значення "максимально гарантованої потужності" з імовірністю 95% (рис. 6).



а



б

Рис. 6. Приклади визначення (а) та використання (б) мінімальної та максимальної гарантованої потужності ВЕС.

Такий розділ обумовлений тим, що в точці максимуму навантаження необхідно розв'язати задачу покриття максимуму навантаження, а в точці мінімуму навантаження, враховуючи зазначені особливості структури генерації в ОЕС України, необхідно забезпечити відповідні потужності для компенсації надлишків активної потужності.

З урахуванням зроблених визначень проведемо дослідження отриманих кривих на рис. 5. Аналіз результатів показав, що значення "мінімально гарантованої потужності" для випадку 1 становить 132,0 МВт, а максимально гарантованої – 690,0 МВт. В даному випадку використовувалось припущення, що характеристики вітру на всіх площадках розташування ВЕС взагалі не корелюються між собою. Але, як зрозуміло, такої ситуації в реальних умовах (наприклад, в АР Крим) бути не може, тому що, враховуючи відносно невеликі відстані між площадками ВЕС, характеристики вітру на них не можуть бути повністю незалежними і некорельованими. Тому з метою порівняння було виконано стохастичне моделювання за методом Монте-Карло для випадку повної кореляції характеристик вітру для АР Крим (випадок 2, рис. 5). Тобто робилось припущення, що швидкість та напрямок вітру в Криму скрізь однакові і змінюються за однаковими законами.

Порівняння результатів статистичних розрахунків для ОЕС України (рис. 5) свідчить про їх значну відмінність. Зрозуміло, що параметри вітру в АР Крим та Запорізькій області не можуть бути повністю однаковими чи повністю незалеж-

ними для всіх площадок ВЕС. Дослідження кореляції вітру між різними ВЕС АР Крим потребує додаткових статистичних досліджень. В роботі виконувалося формування характеристик вітру в АР Крим двома вітросонами: "Західною" та "Східною", що відповідають певним географічним зонам АР Крим. Результати наведено на рис. 5 (випадок 3). Узагальнююча інформація стосовно результатів моделювання наведена в таблиці 1.

Таблиця 1.

	Мінімальна гарантована потужність ВЕС, не менше, МВт	Максимальна гарантована потужність ВЕС, не більше, МВт
Повна географічна дисперсія ВЕС	132,0	690,0
Задання ВЕС в АР Крим однією зоною по зміні вітру	1,5	1430,0
Задання ВЕС в АР Крим двома вітросонами: "Західною" та "Східною"	24,5	1020,0

Таким чином, при практичному застосуванні отриманих даних необхідно розуміти, що вони спрямовані на довгострокове прогнозування генерації ВЕС. Це дозволяє виконати стратегічне планування регулюючих потужностей. При веденні диспетчером режиму в конкретний день будуть використовуватися відповідні комплекси короткострокового прогнозування, які дозволять із досить великою точністю (розкид значень не більше 10%) визначити генерацію ВЕС на день та/або годину вперед. Таким чином вирішена задача стратегічної оцінки стохастичного характеру потужності, що генерується ВЕС в ОЕС України, яка дозволяє виконувати планування розвитку та проведення оцінки маневреності традиційної генерації.

Висновки. Для реалізації процедур довго- та середньострокового прогнозування генерування ВЕС у структурі ЕС запропоновано механізм врахування стохастичного характеру вітрових навантажень. Одна із основних проблем, що виникає при застосуванні ВЕС – це оцінка необхідних резервів активної та реактивної потужності, які необхідно підтримувати на традиційних джерелах електроенергії. При цьому в деяких країнах енер-

гія вітру вже зараз задовольняє від 20% до 40% електричних навантажень без погіршення показників надійності ЕМ, а вартість електричної енергії зросла незначно.

1. Для оцінки стохастичного характеру потужності, що може надходити від вітростанцій, використано статистичний підхід на базі методу Монте-Карло та розподілу Вейбулла. Отримані за вказаним підходом результати щодо гарантованої потужності ВЕС відрізняються від середньостатистичної потужності ВЕС. Якщо необхідно оцінити обсяг потужності ВЕС для економічних розрахунків, тоді доцільно використовувати статистичну середню потужність ВЕС за рік. У випадку оцінки потужності ВЕС для задач планування режимів роботи електричної мережі рекомендується враховувати потужність ВЕС з певною ймовірністю.

2. Потужність ВЕС необхідно враховувати при плануванні режимів роботи енергосистем, особливо при складанні перспективних балансів потужності, керуючись принципом сталості рівня надійності експлуатації енергосистем. Тому, враховуючи те, що ВЕС за економічними та екологічними критеріями, в першу чергу, повинні замінювати в балансі потужності теплові станції, надійність експлуатації ВЕС повинна бути не нижче надійності експлуатації ТЕС. Таким чином, запропоновано під гарантованою потужністю ВЕС розглядати потужність, ймовірність появи якої у будь-який випадково обраний момент часу становить не менше, ніж 0,95.

3. Враховуючи особливості ОЕС України щодо покриття точок графіка добового навантаження (АЕС не виводяться із добового балансу потужностей), вперше запропоновано розділяти гарантовану потужність ВЕС на мінімальну та максимальну потужності. Під мінімальною гарантованою потужністю мається на увазі мінімальна потужність ВЕС, ймовірність появи якої становить 0,95. Цю потужність рекомендується враховувати при покритті точки максимуму навантаження добового графіка потужності. Під максимальною гарантованою потужністю мається на увазі потужність, яка з ймовірністю 95% не буде перевищена у будь-який випадково обраний момент часу. Цю потужність рекомендується враховувати при "балансуванні" точки мінімуму навантаження, коли

регулюючі потужності переводяться у режим споживання надлишків електричної енергії в ОЕС України.

Таким чином, за сучасних технологій ВЕС можуть бути спроектовані та керовані так, щоб задовольняти усім вимогам експлуатації ЕС: підтримувати бажаний режим проходження провалів напруги, виконувати регулювання реактивної потужності та напруги в своїй мережі та приймати участь у системному регулюванні активної потужності та частоти тощо. Хоча експлуатація великої кількості ВДЕ є досить складною та дорогою, можна стверджувати, що немає жодної нездоланної технічної перешкоди, через яку не можна було б мати в ОЕС України значну частку відновлюваних джерел генерації електроенергії.

1. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Оцінка резервів реактивної потужності в ОЕС України з урахуванням проблеми забезпечення стійкості за напругою // Техн. електродинаміка. Тем. випуск. Проблеми сучасної електротехніки. – 2010. – Ч. 3. – С. 53–56.

2. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зайченко В.Б. Аналіз режимів роботи мереж "київського кільця" за напругою в поточній та перспективній схемах ОЕС України // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 5. – С. 39–46.

3. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.

4. Инвестиционная программа ОАО "ОГК-1" II Международная конференция "Инвестиционные проекты Большого Урала-2007" режим доступа: <http://www.ogk1.com/ppt/presentation19/presentation19.pdf>

5. Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009

6. Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Танкевич С.М., Гончаренко І.С. Особливості стохастичного моделювання вітряних електричних станцій // Техн. електродинаміка. Тем. випуск. Силова електроніка та енергоефективність. – 2012. – Ч. 1. – С. 25–29.

7. Павловський В.В. Предельные режимы энергосистем. Метод Монте-Карло / В.В.Павловский, А.В.Левконюк // Наукові праці Інституту електродинаміки. – 2008. – № 19. – С. 24–33.

8. Перфильев Д.К., Койвунени А., Перхонен О., Бакман. Динамическое моделирование работы ветроагрегатов в условиях сложного рельефа местности // Электричество. – 2012. – № 5. – С. 18–22.

9. РУП "Минскэнерго", режим доступа: <http://www.minskenergo.by/Index.asp>

10. Уцяповський К.В., Зайченко В.Б., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Теличко Р.К., Стелюк А.О. "Бузькі місця" за напругою та планування резервів з реактивної потужності в ОЕС України // Новини енергетики. – 2010. – № 6. – С. 38–45.
11. Boyle G. "Renewable Electricity and the Grid. The Challenge of Variability", September 2007, Earthscan
12. Calculating the mean power. Режим доступу: http://www.wind-power-program.com/mean_power_calculation.htm
13. Characteristics of wind turbines Vestas. Режим доступу: <http://www.vestas.com>
14. Holttinen H., B. Lemström, P. Meibom, and other, "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power. State-of-the-art report", VTT Technical Research Centre of Finland, 2007.
15. Ignacio J Ramirez-Rosado, L. Alfredo Fernandez-Jimenez, Cláudio Monteiro, Joao Sousa, Ricardo Bessa, "Comparison of two new short-term wind-power forecasting systems", Renewable Energy (2009)
16. Juban J., L. Fugon, G. Kariniotakis, "Uncertainty Estimation of Wind Power Forecasts", EWEC 2008, Brussels, Belgium.
17. Joseph P, Hennessey J, Some aspects of wind power statistics, Journal of Applied Meteorology 16 (1977) 119-128.
18. Milborrow D., "Managing Variability", A report to WWF-UK, RSPB, Greenpeace UK and Friends of the Earth EWNI, 24 June 2009.
19. Milligan M., "Modelling Utility-Scale Wind Power Plants. Part 2: Capacity Credit", Wind Energy. – Volume 3. – Issue 4. – P. 167-206, 2001.
20. Mur Amada J., A.A. Bayod Rujula, "Characterization of Spectral Density of Wind Farm Power Output", 9th Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU'2007), Barcelona, 2007. ISBN 978-84-690-9441-9.
21. Ramirez P, Carta JA, The use of wind probability distributions derived from the maximum entropy principle in the analysis of wind energy a case study, Energy Conversion and Management 47 (2005) 2564-2577.
22. Reseau de transport d'electricite. Generation Adequacy Report on the electricity supply – demand balance in France, 136 p.
23. Patel MR, Wind and Solar Power Systems (1999) CRC Press.
24. Power systems analysis software DlgSILENT PowerFactory. Режим доступу: http://www.digsilent.de/Software/DlgSILENT_PowerFactory/PFv14_Software.pdf.
25. Snieckus D., "Myth of wind variability problems debunked", Recharge News, July 9 2009.
26. Stacy Feldman, "The Wind Power Variability Myth Gets Debunked, Again", SolveClimate, Jul 17th, 2009.
27. Waewsak1 J.,*, C. Chancham1, M. Landry2 and Y. Gagnon2 An Analysis of Wind Speed Distribution at Thasala, Nakhon Si Thammarat, Thailand // Journal of Sustainable Energy & Environment 2 (2011) 51–55.
28. Wind Performance Map of Europe. Режим доступу: <http://www.3tier.com>

**ХІ МІЖНАРОДНА СПЕЦІАЛІЗОВАНА ВИСТАВКА
ЕНЕРГЕТИКА В ПРОМИСЛОВОСТІ-2013**

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА І ЕНЕРГЕТИЧНЕ ОБЛАДНАННЯ • ПРОМИСЛОВА ЕЛЕКТРОТЕХНІКА • СИЛОВА ЕЛЕКТРОНІКА В ЕНЕРГЕТИЦІ
ПРОМИСЛОВЕ ОСВІТЛЕННЯ • АСУ ТП, КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ І ДІАГНОСТИКА • КАБЕЛЬ. АРМАТУРА. ДРОТИ

**ХІ МІЖНАРОДНИЙ ФОРУМ
ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ КОМПЛЕКС УКРАЇНИ:
СЬОГОДЕННЯ ТА МАЙБУТНЄ**



МІЖНАРОДНИЙ ВИСТАВКОВИЙ ЦЕНТР
Україна, 02660
Київ, Броварський пр-т, 15
М "Лівобережна"
тел./факс: (044) 201-11-57
e-mail: nsilova@iec-expo.com.ua
www.iec-expo.com.ua
www.tech-expo.com.ua

ОРГАНІЗАТОРИ:
Міністерство енергетики
та вугільної промисловості України
Міжнародний виставковий центр

Офіційне видання форуму: 
Технічний партнер: 

**24-26
вересня**