

УДК 621.311

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

Поточна потужність енергосистеми України та можливий вплив вітрових електростанцій

Потужність споживання та відповідного генерування електричної енергії перебувають у стані постійних змін, що носять випадковий характер. Інтегрування вітрових електростанцій до енергосистеми вносить додатковий фактор випадковості. Вплив ВЕС на обсяг потреб у резервних потужностях залежить від сукупної потужності ВЕС, місць їх розташування, точності прогнозу, пори року. Характер впливу ВЕС можна оцінити на прикладі фактичних даних про роботу ОЕС, а також синхронних даних про швидкість вітру в різних регіонах України. Застосування прийнятих у світовій практиці методів аналізу вказує на відносно незначний характер такого впливу.

Ключові слова: енергосистема, електроспоживання, вторинний резерв потужності, вітрова електростанція.

Потребляемая мощность и соответствующее генерирование электрической энергии находятся в состоянии постоянных изменений, носящих случайный характер. Интегрирование в энергосистему ветровых электростанций вносит дополнительный фактор случайности. Влияние на объем потребностей в резервных мощностях зависит от совокупной мощности ВЭС, мест их расположения, точности прогноза, времени года. Характер влияния ВЭС можно оценить на примере фактических данных о работе ОЭС, а также синхронных данных о скорости ветра в разных регионах Украины. Применение принятых в мировой практике методов анализа указывает на относительно незначительный характер такого влияния.

Ключевые слова: энергосистема, электропотребление, вторичный резерв мощности, ветровая электростанция.

Негативний вплив вітрової енергетики на роботу об'єднаної енергосистеми (ОЕС) полягає у збільшенні нестабільності її роботи. Неперервне регулювання рівня генерації, або первинне регулювання, забезпечує стабільність частоти змінного струму в електромережі. ВЕС практично не залучені до цього процесу; вважається за краще використовувати їх можливості без обмежень як безпаливне та екологічне джерело енергії. Термін помітних змін у поточній потужності ВЕС – декілька хвилин, а часовий проміжок, на якому суттєво помітний вплив непостійності ВЕС – декілька годин [1].

Процес зміни активної потужності спеціально виділених електростанцій для компенсації небалансу потужності, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання, – завдання вторинного регулювання частоти та потужності [2]. Відповідно до вітчизняних нормативів, створюється резерв вторинного регулювання (вторин-

ний резерв), що відповідає значенню максимально можливої зміни потужності енергоблоку (агрегату), електростанції, ОЕС, зазвичай під дією систем автоматичного регулювання або за командами диспетчера НЕК "Укренерго" на завантаження або розвантаження (відповідно резерв на завантаження і розвантаження). Діапазоном вторинного регулювання є арифметична сума поточних резервів вторинного регулювання енергоблоків (агрегатів) на завантаження і розвантаження.

Оцінка вторинного резерву потужності.

Відповідно до [2] величина необхідного резерву вторинної регулюючої потужності в ОЕС має бути достатньою для компенсації:

- нерегулярних коливань небалансу потужності;
- динамічної похибки регулювання балансу потужності в години змінної частини графіка навантаження;
- найбільш імовірної аварійної втрати генерації або споживання (принцип надійності N-1) в ОЕС.

Небаланс, який спричинений вимкненням найбільш потужного енергоблоку або вузла електроспоживання і який відповідно до критерію надійності $(N-1)$ має компенсуватися вторинним і третинним резервами в ОЕС, називається розрахунковим небалансом потужності ОЕС.

Величина мінімального резерву вторинного регулювання R визначається за формулою $R = \pm \sqrt{aP_{\max} + b^2} - b$, якщо вона не менше (за модулем) величини розрахункового небалансу потужності ОЕС, де P_{\max} – максимум навантаження в ОЕС, МВт; $a = 10$ МВт і $b = 150$ МВт – емпірично підібрані коефіцієнти. Виходячи з максимального рівня споживання 32 тис. МВт (дані 2012-3013 рр.), розрахунковий рівень вторинного резерву в Україні мав би становити $R=435$ МВт. До речі, в технічних вимогах СНД [3] за умови сумісної роботи енергосистем для України зазначено рівень 375 МВт.

У разі, якщо розрахунковий небаланс потужності в ОЕС, пов'язаний із втратою генерації, більше величини R , то величина вторинного резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Отже R порівнюється:

- з величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблоку в ОЕС, коли в напрямі завантаження необхідно постійно підтримувати резерв вторинного регулювання;

- з величиною потужності найбільш потужного вузла електроспоживання, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі, тобто в напрямі розвантаження необхідно постійно підтримувати резерв вторинного регулювання для компенсації втрати цього вузла.

Остаточна величина вторинного резерву визначається як найбільша за модулем величина з цих складових, при цьому діапазон вторинного регулювання може бути несиметричним. Для ОЕС України прийнято за доцільне використовувати розрахунковий діапазон вторинного регулювання для компенсації найбільш імовірної аварійної втрати генерації або споживання, який за прогнозними даними [2] має становити:

- на завантаження – 1000 МВт;

- на розвантаження – 500 МВт.

В ОЕС України резерв вторинного регулювання орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менш ніж на 30 енергоблоках ТЕС потужністю 300 і 200 МВт, а також на агрегатах ГЕС.

Якщо виходити із зазначених у нормативі підходів, то наявність ВЕС у складі енергосистеми ніяк не впливатиме на величину необхідного резерву, поки потужність окремої вітростанції не перевищуватиме 1000 МВт. Зауважимо, що наразі ВЕС завдяки модульному способу комплектації будуються окремими чергами, як правило, потужністю до 100 МВт, які внаслідок просторової протяжності (розміри ділянок однієї черги сягають декількох кілометрів) мають різні точки підключення до електромережі і, відповідно, сприймаються енергосистемою як різні об'єкти, потужність яких не перевищує діапазону вторинного регулювання. Однак на практиці наявність ВЕС із їх залежністю від швидкості вітру все ж здатна створити помітний негативний ефект, і тому при значному рівні інтегрування ВЕС до об'єднаної енергосистеми їх вплив пом'якшують запровадженням додаткових резервних потужностей, здатних компенсувати неконтрольоване зростання чи спадання потужності ВЕС при коливаннях швидкості вітру. На підставі європейського досвіду з інтегрування значних обсягів вітроенергетики (10% і більше від загальної потужності енергосистеми) розглядаються два основні фактори, що визначають особливості роботи ВЕС: поточну нестабільність їх потужності та похибку прогнозу змін потужності [4–6].

Для оцінки впливу нестабільності роботи ВЕС розглядаються два масиви даних як часові ряди: варіації (тобто зміна за певний час, частіше за годину) потужності ОЕС без урахування наявності ВЕС та з їх урахуванням. Далі оцінюється рівень збільшення варіативності при урахуванні ВЕС, який і обумовить додаткову потребу в резервних потужностях. Збільшення потреб у резерві оцінено двома способами: використання середньоквадратичного відхилення (σ), збільшеного в 3,3 рази, або використання максимальних (з імовірністю 99,9%) значень як необхідного рівня достовірності для системи до і після інтеграції

вітрової енергії: $\sigma_1 = [\sigma(P_{OEC+BEC}) - \sigma(P_{OEC})]$. Тут використано той факт, що для нормального розподілу випадкової величини рівень $3,3\sigma$ відповідає імовірності більше 99,9% (при двосторонньому обмеженні). Це означає, що для одного року, при погодинній фіксації даних, протягом близько 8 годин не буде забезпечено необхідний рівень резерву (4 години максимального зростання та 4 – зниження споживання). Якщо характер розподілу невідомий або значно відрізняється від нормального, то просто підраховуються 99,9% ряду значень варіації, взятих із реальних спостережень або математичної моделі. Отже, спочатку обчислюється стандартне відхилення часового ряду для варіацій навантаження на енергосистему. Порівнюючи значення $3,3\sigma$ (або 99,9-відсотковий рівень) для варіацій навантаження традиційної ОЕС та енергосистеми з доданою вітровою енергією, отримуємо додаткові потреби в резерві. Зокрема, за оцінками фахівців ООН для Казахстану при максимальній потужності енергосистеми 23 тис. МВт та інтегруванні 2 тис. МВт вітрової енергії потреба в додаткових резервах внаслідок нестабільності становить близько 80 МВт [6]. При цьому результат розрахунків за стандартним відхиленням удвічі нижчий, ніж за імовірністю, що свідчить про відхилення розподілу варіацій від нормального закону. Таке збільшення резервних вимог розраховане для крайніх випадків. У середньому прибавка складає приблизно 25 МВт. До того ж можна передбачати можливість найбільших змін вітрової енергії хоча б за день наперед до їх настання.

Інша складова, яку треба додатково врахувати, – це похибка при прогнозуванні потужності ВЕС. Як зазначено в [1], завчасний прогноз погоди здатний передбачити очікувану потужність ВЕС та підготувати традиційні електростанції, що мають тривалий час вводу потужності. Небаланси потужності викликані помилками прогнозу в графіках і коливаннями в проміжки часу менше години (15 хв – термін вводу в дію вторинного резерву). Точність прогнозу споживання в енер-

госистемі за різними оцінками становить близько 1,5% потужності, а точність прогнозу потужності ВЕС – 6-14%, в Україні – близько 10% їх номінальної потужності [7]. Вважається, що похибки прогнозу споживання та вітру суть незалежні випадкові величини. Отже, далі використовується те ж правило $3,3\sigma$ для суми похибок прогнозу ОЕС та ВЕС: $\sigma_2 = \sqrt{(1,5\%P_{OEC})^2 + (10\%P_{BEC})^2}$.

Для Казахстану ця величина оцінена також в 80 МВт, тобто загальна потреба в додаткових резервах, спричинених наявністю ВЕС загальною потужністю 2 тис. МВт, становить приблизно 160 МВт (а загальні показники казахської енергосистеми близькі до українських).

Характер потужності вітчизняної ОЕС.

Застосуємо аналогічний підхід до вітчизняної ОЕС. Для дослідження використано дані останніх років щодо споживання електроенергії, для врахування сезонних змін розглядаються окремо зимові та літні дані (місячні обсяги). Імовірна дія ВЕС оцінюється по 30-хвилинних записах швидкості вітру, зроблених синхронно з відповідними даними щодо споживання, для розосередженої по півдню України групи ВЕС [8]. Для прикладу взято дані лютого 2012 р. (характерний аномально низькими температурами та високим рівнем споживання електроенергії) та червня 2013 р. В якості зразка вітроелектричних установок використано типові енергетичні характеристики ВЕУ мегаватного класу (3 МВт). В табл. 1 наведено фактичні дані роботи ОЕС та гіпотетичні, якби до енергосистеми було інтегровано групу ВЕС загальною потужністю 2 тис. МВт (2 ГВт). Крім власне потужності наведено дані щодо випадкових стрибків потужності, тобто зміни потужності (зростання чи спаду) за одиничний часовий проміжок (у даному випадку 30 хв) без урахування традиційного добового ходу, зображеного на рис. 1. Крім середньоквадратичного відхилення (СКВ) стрибків у таблиці наведено їх максимальні по модулю значення з імовірністю 99,9% та 95,0%.

Таблиця 1. Показники потужності ОЕС та розподілу фактичних стрибків (ГВт)

Генерація	Максимальна потужність ОЕС	Середня потужність ОЕС	СКВ стрибків	Максимум стрибків 99,9%	Максимум стрибків 95%
Червень, лише ОЕС	21,65	18,51	0,333	0,85	0,69
ОЕС+ ВЕС 2 ГВт	22,55	18,85	0,362	0,96	0,73
Лютий, лише ОЕС	31,78	26,44	0,380	0,93	0,76
ОЕС+ ВЕС 2 ГВт	33,14	27,11	0,400	1,03	0,79

Наведені тут фактичні дані стосовно роботи вітчизняної енергосистеми стосуються в основному традиційних електростанцій, оскільки рівень впровадження нетрадиційних джерел енергії (сонячної та вітрової) становив менше одного відсотка загального виробництва електроенергії (від 0,3% у 2012 р. до 0,8% на початок 2014 р. за даними НЕК "Укренерго").

Аналіз нестабільності споживання дає наступні результати:

- для червня додатковий резерв при наявності ВЕС сумарною потужністю 2 ГВт за стандартним відхиленням становить 95 МВт, за імовірністю 99,9% – 110 МВт, за імовірністю 95,0% – 40 МВт (відповідний квантиль нормального розподілу 1,96 дає значення 56 МВт);

- для лютого додатковий резерв при наявності ВЕС сумарною потужністю 2 ГВт за стандартним відхиленням становить 66 МВт, за імовірністю 99,9% – 100 МВт, за імовірністю 95,0% – 30 МВт (за квантилем нормального розподілу 1,96 мало б бути 39 МВт). Отже фактичний розподіл імовірності близький до нормального.

Як бачимо, влітку варіації потужності ОЕС виявились більшими за зимові, але при цьому загальна потужність значно менша, тобто енергосистема має більший діапазон регулювання. В цілому результати впливу нестабільності ВЕС аналогічні розрахованим для Казахстану.

Стрибки потужності притаманні ОЕС упродовж доби відповідно до традиційних коливань споживання енергії. Характер зміни потужності протягом доби є типовим протягом усього року з сезонною зміною середньої потужності (залежно від температури повітря) та зсувом екстремумів через зміну тривалості світлового часу (рис. 1).

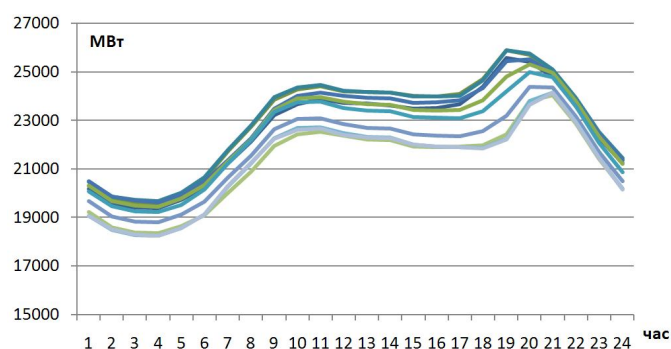


Рис. 1. Поведінка осередненого за 10 днів добового ходу потужності ОЕС (з кроком у два дні) у весняний сезон.

Стрибки потужності (табл. 1) було розраховано за виключенням прогнозованих змін: потужність ОЕС можна представити виразом: $L(t)=\mu(t)+X(t)$ з осередненою (трендовою) складовою $\mu(t)$, відповідною до даного сезону, та стохастичною складовою $X(t)$, що описує нерегулярні зміни потужності впродовж доби, де випадкові стрибки $\Delta(t_k)=X(t_k)-X(t_{k-1})$. Оскільки нас цікавить вплив ВЕС, що характерний випадковими стрибками потужності, ми оцінюємо додаткову нестабільність ОЕС саме по цьому фактору, ігноруючи притаманні енергосистемі добові зміни. Оскільки характер цих змін досить плавний, таку форму добового ходу потужності можна вважати прогнозованою; натомість, випадковий характер мають короткострокові коливання навколо трендової кривої $\mu(t)$ (рис. 2).

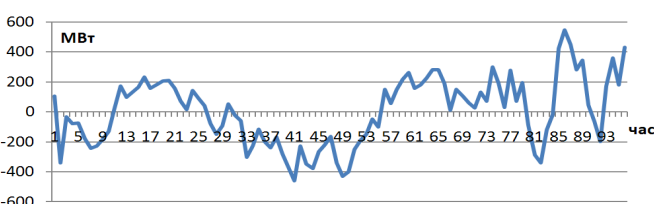


Рис. 2. Приклад випадкової складової потужності ОЕС (інтервал часу 15 хв).

Гістограма випадкового процесу $X(t)$ вказує на близькість до нормального розподілу, але з обмеженнями мінімальних та максимальних значень. Розподіл річного масиву середньодобових потужностей ОЕС має два максимуми, що відповідають зимовому та літньому часу (рис. 3).

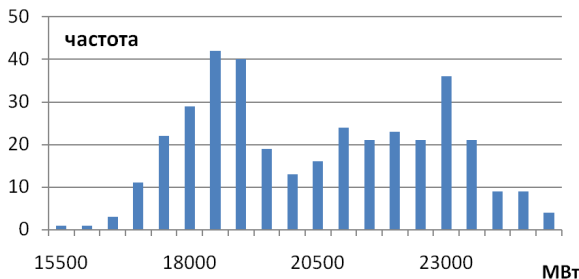


Рис. 3. Розподіл середньодобових значень потужності ОЕС.

Протягом короткого терміну часу середньодобова потужність знаходиться в певних межах поблизу значення, характерного для даного сезону. Ширина меж дещо більша в періоди зміни кліматичних умов (весна, осінь), у вужчих – в час сталої погоди (зима, літо).

Що стосується точності прогнозу, виходячи з оцінок σ_2 для похибки добових прогнозів можемо отримати додаткові потреби в резерві (за правилом $3,3\sigma$): 185 МВт влітку та 132 МВт взимку (точність прогнозу вважалась однаковою, але базовий рівень різний). Отже, загальна потреба в додаткових резервах, спричинена наявністю ВЕС сумарною потужністю 2 тис. МВт, становить від 200 до 280 МВт, тобто до 14% номінальної потужності ВЕС.

Потреба в додаткових резервах у залежності від інтегрованої потужності ВЕС та точності прогнозу зображена на рис. 4. Точність прогнозу потужності ВЕС – від 6% до 15% номінальної потужності.

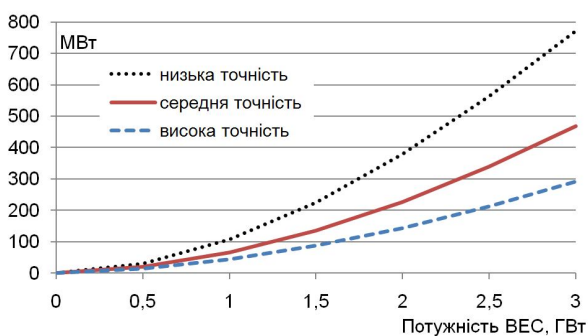


Рис. 4. Потреба в додаткових резервах при різній точності прогнозу ВЕС.

Що стосується гарантованої потужності ВЕС, із розглянутого прикладу в червні з імовірністю 95% потужність групи ВЕС (2 ГВт) знаходиться в межах від 1% до 60% номінальної потужності, у лютому від 2% до 83% (рис. 5). Для еквівалентної за потужністю одиночної ВЕС діапазон імовірності значно ширший (вплив так званої географічної дисперсії).

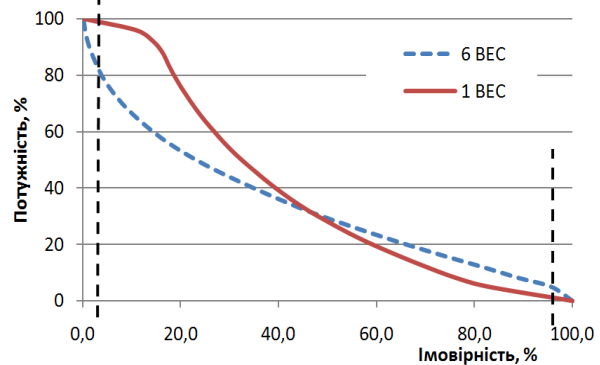


Рис. 5. Розподіл імовірності певних значень потужності ВЕС.

Математичне моделювання роботи ОЕС.

Оскільки розглянуті результати є наслідком аналізу окремих реальних даних, для їх узагальнення та перспективного прогнозування необхідно розробити математичну модель процесу генерування електроенергії в ОЕС. Результатом моделювання має бути оцінка додаткової невизначеності, що вноситься внаслідок наявності ВЕС. Приклад такої моделі наведено в роботі [9], можливий небаланс потужності описано виразом:

$D(t_k) = \sigma_0 \cdot \varepsilon + \delta(t_k)$, де σ_0 – стандартне відхилення похибки прогнозування потужності ВЕС; $\delta(t)$ – технічно обумовлена неточність балансування. Величина $\delta(t)$ залежить від маневрових можливостей генерації (допустимої швидкості зміни потужності), а також від того, наскільки точно прогнозовано поведінку навантаження і передбачено використання відповідних резервних потужностей. Стрибки споживання $\Delta(t)$ – це випадкова величина, що характеризує часову нестабільність потужності ОЕС. Її розподіл близький до нормального. Випадкова величина $\delta(t) = \Delta(t) \pm \pi_{max}$ як лінійно залежна має такий же розподіл. Тут π_{max} – максимально допустимий за часовий інтервал $(t_{k+1} - t_k)$ стрибок потужності електростанцій, тобто непередбачувана величина варіацій потужності. Наявність ВЕС збільшує

складову $\delta(t)$; величина цього збільшення може бути визначена статистично, моделюванням значного числа реалізацій. Слід враховувати, що у рівнянні небалансу при цьому додаються нові випадкові величини, що стосуються ВЕС, але результуюче СКВ визначається за правилом складання дисперсій (правилом паралелограма), а не простим складанням. Аналогічний підхід використовується в підході європейських фахівців, тільки там точність прогнозу споживання виділена зі складу $\delta(t)$ і розглядається разом з точністю прогнозу ВЕС σ_2 . Отже, запропонована в [9] математична модель методологічно узгоджується зі світовою практикою.

Висновки. Нестабільність та слабка прогнозованість роботи ВЕС спричиняють додаткову потребу у вторинних резервах потужності ОЕС. Існуючі нормативні документи не враховують особливостей вітрової енергетики. Проте у світовій практиці розроблено методи розрахунку цих додаткових потреб на підставі аналізу статистичних даних про роботу ВЕС та ОЕС в цілому. Застосування цих методів до вітчизняних реалій вказує, що додаткові резерви становлять близько 14% номінальної потужності інтегрованих ВЕС за умови їх розосередження по території України та застосування сучасних методів прогнозування. Математичне моделювання потужності ОЕС узгоджується зі статистичними підходами і

дозволяє узагальнити висновки для різних сценаріїв побудови вітростанцій, сезонних змін у рівнях споживання електроенергії та вітрових умовах.

1. *Design and operation of power systems with large amounts of wind power.* IEA WIND Task 25, Final report. Helsinki, 2009. – 232 p.

2. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 "Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова", 2009. – 56 с.

3. *Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков.* – М.: КОТК, 2006. – 9 с.

4. *Кузнецов М.П.* Забезпечення електроенергетичного балансу при наявності вітрових електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2014. – № 2. – С.60–64.

5. *Eleanor Denny B.A.* A Cost Benefit Analysis of Wind Power. Thesis for the Ph. D degree, University College Dublin. – 2007. – 192 p.

6. *Оценка энергосистемы для целей развития ветроэнергетики в Казахстане.* Проект ПРООН/ГЭФ. Финальный отчет. – Астана, 2011. – 65 с.

7. *Кузнецов М.П.* Вдосконалення моделі прогнозування потужності ВЕС з урахуванням напрямку вітру // Відновлювана енергетика. – 2011. – № 2. – С.45–52.

8. *Кузнецов М.П., Кармазін О.О.* Вплив просторової дисперсії на сумарну потужність групи ВЕС // Відновлювана енергетика. – 2013. – №3. – С.62–67.

9. *Кузнецов М.П.* Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями // Відновлювана енергетика. – 2014. – №1. – С. 59–64.