

УДК 621.311

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

Забезпечення електроенергетичного балансу при наявності вітрових електростанцій

Забезпечення поточного балансу виробництва та споживання електроенергії потребує створення резервних потужностей, здатних компенсувати непередбачені зміни навантажень на енергосистему. Наявність вітрових електростанцій, які мають змінний характер роботи, створює додаткові вимоги до резервування. Математичне моделювання роботи енергосистеми дозволяє оцінити реальні потреби у додаткових резервах для уникнення надмірних витрат.

Ключові слова: енергосистема, енергобаланс, первинний резерв потужності, вторинний резерв потужності, вітрова електростанція, математична модель.

Обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии требует создания резервных мощностей, способных компенсировать непрогнозируемые изменения нагрузок на энергосистему. Наличие ветровых электростанций, которые имеют переменный характер работы, создает дополнительные требования к составу резерва. Математическое моделирование работы энергосистемы позволяет оценить реальные потребности в дополнительных резервах во избежание чрезмерных расходов.

Ключевые слова: энергосистема, энергобаланс, первичный резерв мощности, вторичный резерв мощности, ветровая электростанция, математическая модель.

Баланс електроенергії енергосистеми – це система показників, що характеризує відповідність споживання електроенергії (з урахуванням витрат на власні потреби і витрат в електричних мережах) та величини генерування електроенергії (з урахуванням перетоків потужності з інших енергосистем). При цьому рівень споживання постійно змінюється в певному околі. Аналогічно баланс потужності розглядається як система показників, що характеризує відповідність суми значень навантаження на енергосистему (і деякої резервної потужності) величині наявної потужності енергосистеми. При цьому робота генеруючих потужностей енергосистеми обмежується технологічними рамками і має певну надійність, визначену можливістю аварій та відмов. Резервна потужність має якраз забезпечити безперебійне енергопостачання, яке задовольняло б поточні потреби усіх споживачів. Отже, визначення необхідного резерву потужності повинне ув'язуватися з випадковим характером споживання та генерування електроенергії.

Визначення резерву потужності. Повний резерв потужності енергосистеми розглядається як резерв активної потужності, рівний різниці між номінальною потужністю енергосистеми і

навантаженням на неї в момент річного максимуму, при забезпеченій нормальній якості електроенергії та з урахуванням перетоків між різними енергосистемами.

Розрахунковий резерв потужності, необхідний для забезпечення нормальної роботи енергосистеми в процесі її розвитку та експлуатації, включає в себе аварійний, навантажувальний і ремонтний резерви потужності. Зокрема вирізняють: первинний аварійний резерв, необхідний для негайного сприйняття аварійного зниження частоти; вторинний резерв, необхідний для покриття нормальних і аварійних небалансів потужності; навантажувальний резерв, необхідний для сприйняття випадкових коливань навантаження енергосистеми, який визначається перевищенням нерегулярного максимуму навантаження над прогнозним. В Україні час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має становити кілька секунд, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути задіяний не більш ніж за 30 с. Вторинне регулювання має починатися після дії первинного і закінчуватися не пізніше, ніж через 15 хвилин після виникнення небалансу потужності.

Наявність у складі енергосистеми значної кількості ВЕС з їх природними перепадами потужності, залежними від швидкості вітру, створює додаткові вимоги до розміру та складу резервів. Практичний досвід і результати досліджень вказують, що найбільшу проблему становить мінливість енергії вітру в часових рамках 1-6 годин [1]. Регулювання частоти струму (часовий масштаб порядку секунд) у даний час не є вирішальною проблемою для інтеграції енергії вітру у великих енергосистемах, але може створювати певний виклик для невеликих систем, і може стати складним завданням для систем з високим рівнем впровадження ВЕС у майбутньому. Важливим є те, що збільшення вимог до обсягу резервів не обов'язково означає необхідність нових інвестицій. Потреба резервів, спричинена вітровою енергетикою, є найбільшою, коли ВЕС мають високу продуктивність. Проте у таких ситуаціях традиційні електростанції працюють на заниженому рівні, отже вони можуть виступати в якості резервів і збільшити свою продуктивність при зменшенні енергії вітру. Це повинно враховуватися при визначенні збільшених меж резервування.

Вплив ВЕС в основному проявляється в масштабі часу від 10 хвилин до декількох годин. Коливання потужності ВЕС на короткому часовому проміжку (до хвилини) незначні і не впливають на відповідний резерв. При зростанні частки ВЕС збільшуються вимоги до резерву категорії 20 хвилин – 1 година. Величини необхідних вторинних резервів у кожній енергосистемі визначаються обсягом тих збурень (небалансів потужності), які має компенсувати вторинне регулювання. До числа таких збурень відносяться: нерегулярні коливання активної потужності, зумовлені випадковим характером навантаження; похибка регулювання балансу потужності, обумовлена розбіжністю в часі прогнозного і фактичного графіків навантаження; розрахунковий небаланс потужності.

Баланс між виробництвом і споживанням забезпечується контрольованими змінами активної потужності у відповідь на відхилення. Розглядаються наступні потужності: $P_{kn}(t)$ – доступна потужність (гнучкість), що може зростати з k -ї години до t -ї відповідно до того, як зростає чисте

навантаження (споживання мінус потужність ВЕС). Доступна гнучкість не дорівнює необхідному резерву, оскільки зміни рівня споживання можуть бути частково передбачені. $P_{kf}(t)$ – чисте прогнозоване навантаження; $P_{kr}(t)$ – доступні потужності, що можуть швидко зростати з k -ї години до t -ї; тоді $P_{kn}(t)$ мінус $P_{kf}(t)$ – передбачувана похибка (чисте фактичне навантаження мінус чистий прогноз навантаження). Величина $P_{kr}(t)$ відображає можливий резерв. "Чисте" означає без урахування ВЕС.

Різниця між гнучкістю $P_{kn}(t)$ та резервом $P_{kr}(t)$ в тому, що $P_{kn}(t)$ відображає загальні зміни потужності, а $P_{kr}(t)$ включає лише непрогнозовану частину змін (рис. 1).

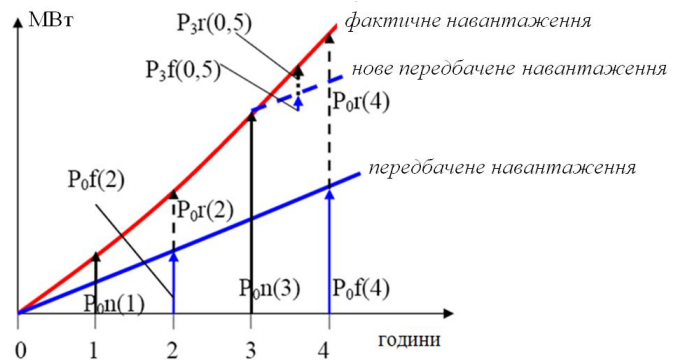


Рис. 1. Зміна потреби в резерві залежно від прогнозу навантаження.

Як показано на рис. 1, потреба в резерві зростає по мірі відхилення фактичного навантаження від передбаченого, тобто $P_{0r}(4) > P_{0r}(2)$. Проте оновлення прогнозу на 3-й годині суттєво зменшує поточну потребу в резерві $P_{3r}(0,5)$. Передбачуваність означає, що існують електростанції з тривалішим часом запуску, які можуть бути ввімкнені завчасно і готові до роботи в період $k+t$.

Потужності $P_{kn}(t)$ та $P_{kr}(t)$ суттєво пов'язані з часовим діапазоном зміни робочої потужності електростанцій. Розглядається первинний резерв $P_{kr1}(t)$ (до хвилини) та вторинний $P_{kr2}(t)$ (до 15 хвилин), тобто зазначені електростанції можуть збільшити виробництво досить швидко, коли енергія вітру зменшується та/або збільшується навантаження. Гнучкість і резерв в енергосистемі при наявності ВЕС часто більше залежать від діапазону регулювання і швидкодії резервних станцій, ніж від наявності додаткових генеруючих потужностей – може бути необхідна швидка змі-

на потужності, а наявність додаткових, але повільних електростанцій у цій ситуації не допоможе. Величина доступного резерву залежить від часових рамок. Так, якщо є достатній 2-годинний резерв $P_{kr}(2)$, то він включає і достатній 1-годинний резерв $P_{kr}(1)$, оскільки вони перекриваються. Є перекриття і між первинним та вторинним резервами. Так, якщо прогнозоване навантаження продовжує зростати, то вторинний резерв компенсує лише ту частку потужності, яка не компенсована первинним резервом, тобто нема необхідності мати одночасно $P_{kr1}(t)$ та $P_{kr2}(t)$ для покриття тієї ж невизначеності.

У багатьох реальних енергосистемах існують зв'язки з сусідніми системами, і при визначенні потреб у резервах слід враховувати обсяг і швидкодню обміну енергією. Існує також взаємодія між власне "резервом" та ринковими умовами поставок електроенергії. Так, якщо навантаження можна відносно точно передбачити на певний час (наприклад, за 24 години), то можна укласти тільки 24-годинні угоди на поставку енергії. Якщо ж така точність недосяжна, має бути доступ до альтернативного постачальника. Це не мінливість енергосистеми, а похибка прогнозування споживання. Тобто в цьому випадку "24-годинний резерв" є не фізичною величиною, а ринковою потребою. Щоправда, більшість електростанцій вмикаються за 4-6 годин, тому нема потреби в 24-годинній інформації.

За наявними методиками величина мінімального резерву вторинного регулювання R визначається залежно від максимуму навантаження в даній енергосистемі, наприклад, з використанням емпіричних коефіцієнтів [2, 3]:

$$R = \pm \sqrt{aP_{\max} + b^2} - b, \text{ або } R \geq 6\sqrt{P_{\max}}, \quad (1)$$

де P_{\max} – максимальне навантаження в даній енергосистемі; коефіцієнти a та b підібрані з практики. При цьому R має бути не менше (по модулю) розрахункового небалансу потужності енергосистеми, при якому можливе спрацювання систем аварійної автоматики. Далі R порівнюється з величиною встановленої потужності найбільшого

енергоблоку в енергосистемі та величиною потужності вузла найбільшого електроспоживання. Підсумкова величина вторинного резерву визначається як найбільша за модулем величина з цих складових, при цьому діапазон вторинного регулювання може бути несиметричним стосовно навантаження та розвантаження енергосистеми.

Зауважимо, що дані методики розроблено для традиційних енергосистем. При наявності ВЕС потреба у збільшенні резерву оцінюється переважно статистичними методами, що враховують мінливість вітроенергетики, помилки прогнозу щодо енергії вітру та навантаження. Статистичний підхід базується на розрахунках імовірності певних рівнів потужності, похибок прогнозування і визначенні функцій щільності розподілу імовірності. Прогноз навантаження звичайно не чутливий до горизонту прогнозування, а пропорційний поточному навантаженню; похибка прогнозу вітру зростає зі збільшенням горизонту.

Моделювання роботи енергосистеми. Якщо моделювати похибки прогнозу незалежними нормальними випадковими величинами з нульовим середнім, то дисперсії похибок потужності ВЕС та споживання складаються. Об'єднуючи мінливості вітру та навантаження і розглядаючи збільшення сумарної дисперсії значень (тобто можливого небалансу потужності), часто використовують метод 3σ – це означає, що 3-кратне стандартне відхилення може бути прийняте в якості довірчого рівня для оцінки того, яка випадкова складова повинна бути покрита резервами (замість 3 можуть використовувати значення від 2 до 7) [4]. Також у ізольованих системах можуть визначатися імовірнісні рамки для можливих ситуацій. Визначається процент імовірності того, що можна вважати безпечною ситуацією (рис. 2). При цьому не завжди можна побудувати коректну функцію щільності розподілу. Так, гіпотези про нормальний чи логнормальний розподіли зіштовхуються з наявністю фізичних обмежень щодо потужності реальних ВЕС; тоді будується симуляційна математична модель і виконується статистична обробка набору можливих реалізацій моделі (методи типу Монте-Карло).

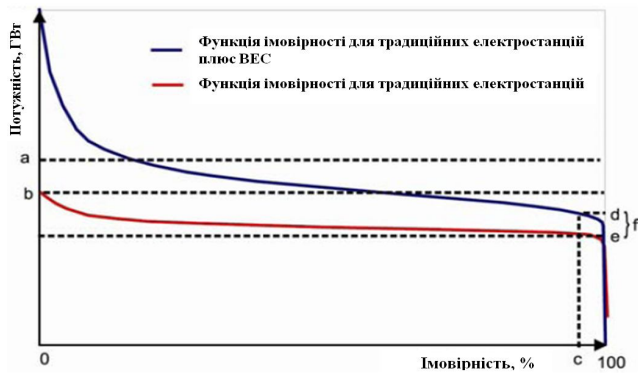


Рис. 2. Розподіл імовірності можливих значень потужності енергосистеми: *a* – встановлена потужність традиційних електростанцій; *b* – доступна потужність традиційних електростанцій; *c* – допустимий рівень гарантованого забезпечення потужності; *d* – гарантований рівень потужності ОЕС з інтегрованими ВЕС; *e* – гарантований рівень потужності ОЕС без ВЕС; *f* – гарантована потужність ВЕС.

При моделюванні впливу ВЕС на енергосистему треба зважати на такі речі: чи заміщають ВЕС інші станції; яка географія розташування ВЕС; які часові рамки коливань потужності та прогнозування слід брати до уваги; як узгоджені невизначеності в прогнозі роботи ВЕС та споживанні, чи однаковий статистичний підхід до їх опису; наскільки детально моделюється робота традиційних електростанцій та мереж.

Математична модель споживання електроенергії розглядається як сума певної функції від часу, що характеризує осереднене по годинах доби навантаження на енергосистему, та певний непрогнозований випадковий процес. Середнє значення визначає неперервну зміну базового навантаження, імітуючи його типові характеристики; стохастичний процес вибирається у відповідності з припущеннями щодо характеру зміни споживання енергії і вважається нормально розподіленим [5]. Аналогічно моделюється робота традиційної енергетики. Характеристики випадкового процесу визначаються виходячи зі статистичної інформації щодо реальної роботи енергосистеми. Представлення потужності ВЕС також використовує детерміновану (осереднену) та випадкову складові, проте в цьому випадку моделювання потребує знання вітрового потенціалу в регіонах розташування, кореляції вітрових потоків на різних площадках. До статистичних характеристик випадкової складової входить зокрема середньоквадратичне відхилення (СКВ). Для ВЕС

перепад потужностей від нуля до номінальної потужності можливий у любий день, проте СКВ для окремого дня відрізняється від СКВ місячного набору даних у 1,5-2 рази, див. таблицю 1:

Таблиця 1. Регіональний зріз СКВ (для ВЕУ 3 МВт)

Регіон	Середня потужність	СКВ добова	СКВ між-добова	СКВ місячна
1. Дніпропетровськ	0,95	0,57	0,85	1,03
2. Донецьк	1,04	0,52	0,94	1,07
3. Кривий Ріг	0,91	0,60	0,76	0,97
4. Луганськ	0,87	0,58	0,72	0,93
5. Одеса	1,09	0,69	0,76	1,03
6. Сімферополь	1,12	0,66	0,91	1,12

Мінливий характер вітрової потужності має також сезонні відмінності; при цьому відносні відхилення при зростанні середньої прогнозованої потужності ВЕС зменшуються, а абсолютні значення дисперсії досить стабільні. Що стосується перепадів потужності, що спостерігалися на вітчизняних ВЕС, то різниця для 10-хвилинних та 1-годинних середніх значень незначна: так, у районі с.Ботієве (Приазов'я) в найбільш вітряний період середні за 10 хвилин стрибки становили 4,4% номінальної потужності, а середні за годину – 6,2% (рахуючи по перепадах швидкості вітру), або 5,2% по фактичній потужності ВЕС; максимальні стрибки потужності становили відповідно 16% за 10 хвилин та 20% за годину.

При синхронному складанні 10-хвилинних записів потужностей двох ВЕС, розташованих у різних регіонах, отримуємо: максимальний стрибок з імовірністю 0,95 у районі Краснодона – 18,5% номінальної потужності; в Ботієвому – 16,2%; для двох станцій одночасно – 11,4% сумарної потужності. Тут проявляється ефект географічної дисперсії – при віддаленні площадок ВЕС їх кореляція зменшується, а графік сукупної потужності згладжується. Проте це стосується швидких змін у хвилинному вимірі; середньодобові значення корелюють досить помітно. Отже, пропонується для значної кількості ВЕС добові коливання їх потужностей моделювати індивідуально, а міждобові складові додаються як частково корельовані. Якщо кількість ВЕС продовжує

зростати, їх загальну потужність можна представити як нормально розподілену (в силу центральної граничної теореми), кореляція може вважатися оберненою до відстані між окремими ВЕС, відповідно розраховуються результуючі показники стохастичності сумарної потужності як випадкового процесу.

При моделюванні групи з n ВЕС їх потужність можна представити:

$$W_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n W^{(i)}(t), \quad (2)$$

$$W^{(i)}(t) = w^{(i)}(t) + U^{(i)}(t) + \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j, n \gg 1.$$

Сумарна дисперсія визначатиметься виразом:

$$D[W_{\Sigma}(t)] = \sum_{i=1}^n D[U^{(i)}(t)] + \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^n \sigma_{ij} \right)^2 = D_t + D_0. \quad (3)$$

Тут складова D_0 не залежить від часу і характеризує міждобову мінливість, а її параметри σ_{ij} визначаються з урахуванням географічної дисперсії [6].

Стосовно точності передбачення: за результатами численних досліджень стандартна похибка добового прогнозу потужності ВЕС знаходиться на рівні 10% номінальної потужності, або від 7% до 14%. Для сумарної потужності ВЕС прогноз точніший при охопленні великих територій. Так, для регіону розмірами до 800 км відносна похибка зменшується вдвічі порівняно з локальною площадкою, а для 1500 км – втричі, за рахунок вирівнювання графіка сумарної потужності та взаємної компенсації похибок для окремих ВЕС [1]. 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 не перевищують 2-3 доби. Як показують розрахунки, величина стандартного відхилення добового прогнозу потужності вітчизняних ВЕС при застосуванні прогресивних методик становить близько 10% номінальної потужності ВЕС [7]. При цьому точність прогнозування вітру вносить найбільший вклад у величину небалансу електрозабезпечення. Так, при зростанні похибки прогнозу з 5% до 15% від номінальної потужності додаткова величина небалансу, спричинена ВЕС, збільшиться від 17% до 45% початкового значення.

Стосовно точності прогнозу поточного споживання електроенергії, за даними [8] середня похибка становить 1,5% від пікового навантаження. Однак потужність, необхідна для резервного електропостачання, залежить від максимальної похибки, а не лише середньої, для чого потрібно знати функцію розподілу щільності ймовірностей для помилок прогнозу.

Висновки. Забезпечення поточного балансу виробництва та споживання електроенергії потребує створення резервних потужностей, здатних компенсувати непередбачені зміни навантажень на енергосистему. Наявність вітрових електростанцій, які мають змінний характер роботи внаслідок залежності від швидкості вітру, створює додаткові вимоги до складу та обсягу резервних потужностей. Ці вимоги стосуються передусім потужностей вторинного резерву, які повинні мати маневрові можливості, відповідні режимам роботи ВЕС. Математичне моделювання дозволяє врахувати випадкові фактори, що супроводжують виробництво та споживання електроенергії, та оцінити імовірність безпечних режимів роботи. Це дозволяє адекватно описати можливі режими роботи енергосистеми та оцінити реальні потреби в резервних потужностях для уникнення надмірних витрат.

1. *Design and operation of power systems with large amounts of wind power.* IEA WIND Task 25, Final report. Helsinki, 2009. – 232 p.
2. *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 г. – 9 с.
3. *Методика определения минимально необходимых объемов резервов активной мощности ЕЭС России.* – Москва, 2012. – 14 с.
4. *Eleanor Denny B.A.* A Cost Benefit Analysis of Wind Power. Thesis for the Ph.D degree, University College Dublin, 2007. – 192 p.
5. *Кузнецов М.П.* Моделювання параметрів роботи енергосистеми, які носять випадковий характер // Відновлювана енергетика. – 2012. – №3. – С. 5–9.
6. *Кузнецов М.П., Кармазін О.О.* Вплив просторової дисперсії на сумарну потужність групи ВЕС // Відновлювана енергетика. – 2013. – №3. – С. 62–67.
7. *Кузнецов М.П.* Вдосконалення моделі прогнозування потужності ВЕС з урахуванням напрямку вітру // Відновлювана енергетика. – 2011. – № 2. – С. 45–52.
8. *Оценка энергосистемы для целей развития ветроэнергетики в Казахстане.* Проект ПРООН/ГЭФ. Финальный отчет. Астана, 2011. – 65 с.