

УДК 621.311

М.П.Кузнєцов, канд.фіз.-мат.наук (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)**Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми**

Надійність роботи енергосистеми залежить від відповідності виробництва електроенергії та її споживання. Баланс потужностей в енергосистемі перебуває в стані постійних малих змін випадкового характеру. Наявність вітроелектричних станцій з притаманною їм мінливістю створює додатковий вплив на стабільність енергосистеми. Визначення факторів такого впливу допоможе узгодити поточну роботу вітроелектричних станцій зі станом енергосистеми.

Ключові слова: енергосистема, вітрова електростанція, динамічна стійкість, регулювання частоти, резервна потужність.

Надежность работы энергосистемы зависит от соответствия производства электроэнергии и ее потребления. Баланс мощностей в энергосистеме находится в состоянии постоянных малых изменений случайного характера. Наличие ветроэлектрических станций с присущей им изменчивостью создает дополнительное влияние на стабильность энергосистемы. Определение факторов такого влияния поможет согласовать текущую работу ветроэлектрических станций с состоянием энергосистемы.

Ключевые слова: энергосистема, ветровая электростанция, динамическая устойчивость, регулирование частоты, резервная мощность.

Директивними документами щодо розвитку вітчизняної енергетики передбачено зростання потужностей вітроелектричних станцій (ВЕС), причому досяжні рівні в різних дослідженнях помітно варіюють. Очікується досягнення потужностей на рівні принаймні десятка гігават у перспективі найближчого десятиліття. Однак змінний та непередбачуваний характер видачі потужності, притаманний вітрової енергетиці, може призвести до негативного впливу на режими роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Це зокрема стосується стійкості динамічних процесів у системах енергопостачання і відповідно організації диспетчерського керування енергосистемами. У цих умовах набуває особливої актуальності задача забезпечення прогнозованості та керованості ВЕС відповідно до поточного режиму енергосистеми.

Основні фактори впливу ВЕС. Значне впровадження вітроенергетики, якщо воно не супроводжується технологіями акумулювання енергії, неминуче потребує регулювання поточної потужності енергосистеми, щоб збалансувати коливання енергії вітру. Баланс споживання електроенергії та регулювання частоти – основні технічні проблеми в енергосистемах зі значним рівнем впровадження вітрової енергетики.

Які характеристики ВЕС можна вважати

важливими при сумісній з ОЕС роботі? Перш за все, це поточна потужність, а також розподіл її імовірності, в тому числі мінімальне, максимальне та середнє значення, які необхідні для передбачуваності і визначення потреб у резерві; по-друге, важливим є темп зміни потужності – він впливає на стійкість енергосистеми і на параметри необхідного резерву. Значне збільшення частки ВЕС в енергосистемі буде витіснити традиційні електростанції, що ускладнить можливість регулювання частоти; зменшується також інерція системи. Отже, потрібен достатній обсяг резерву для регулювання частоти та забезпечення надійного енергопостачання у випадку втрати генерації чи навантаження. При збільшенні частки ВЕС в енергосистемі природні коливання потужності можна зрівноважити різними способами. Наприклад, сумарні коливання групи ВЕС можуть бути згладжені за рахунок географічного розподілу вітрових електростанцій у межах енергосистеми.

Практичний досвід і результати досліджень вказують, що найбільшу проблему стосовно забезпечення енергобалансу становить мінливість енергії вітру в часових рамках 1-6 годин [1]. Регулювання частоти засобами первинного резерву потужності (часовий масштаб порядку секунд) наразі не є вирішальною проблемою для інтеграції енергії вітру у великих енергосистемах, але

може створювати певний виклик для невеликих систем або для систем із високим рівнем впровадження ВЕС.

Величини необхідних вторинних резервів у кожній енергосистемі визначаються обсягом тих збурень (небалансів потужності), які має компенсувати вторинне регулювання. До числа таких збурень належать: нерегулярні коливання активної потужності, зумовлені випадковим характером навантаження; похибка регулювання балансу потужності, обумовлена розбіжністю в часі прогнозного і фактичного графіків навантаження; розрахунковий небаланс потужності. Слід зауважити, що для балансування потужності в мережі має значення колективна поведінка споживачів і всіх електрогенеруючих підприємств, незалежно від технологій генерування енергії.

Статична та коливальна стійкість. Що стосується стійкості паралельної роботи синхронних генераторів електростанцій, то традиційні методи та підходи до її аналізу достатньо вивчені. Однак, враховуючи особливості генерування електроенергії вітроелектричними установками (ВЕУ), існуюча методологічна база потребує розвитку та поширення на енергосистеми з потужними ВЕС. Постають питання щодо стійкості як самих ВЕС, так і їх впливу на стійкість існуючих електростанцій.

Відповідно до нормативних положень [2] стійкість енергосистеми – це здатність повертатися до усталеного режиму після різного роду збурень без переходу до асинхронного режиму, тобто зберегти синхронізм між електростанціями. Стійкість енергосистем визначається як статична та динамічна. Статична стійкість – це здатність енергосистем повертатися до усталеного режиму після малих збурень, за яких зміни параметрів дуже малі проти їх середніх значень; динамічна стійкість – це здатність енергосистем повертатися до усталеного режиму після значних збурень (коротке замикання, відключення будь-якого елемента енергосистеми та ін.). Отже, різниця тут у розмірах збурень та характері викликаних ними процесів, які в усякому випадку є динамічними.

Невеликі збурення (флуктуації генерації чи навантаження, перемикання в схемах тощо) кож-

ну мить відбуваються в будь-якій енергосистемі. Коливання роторів генераторів при малих збуреннях повинні бути ефективно демпфовані для того, щоб уникнути розгойдування та втрати коливальної (статичної) стійкості. Для традиційних енергосистем у якості математичного апарату при дослідженнях коливальної стійкості використовуються методи теорії якісного аналізу звичайних диференціальних рівнянь. Обчислення власних чисел матриці енергосистеми дозволяє визначити найбільш небезпечні моди коливань системи. Такі моди відповідають можливим режимам коливань, а власні числа та власні вектори дозволяють визначити частоту коливань, коефіцієнт демпфування та участь генераторів (груп генераторів) у коливаннях. Проведені дослідження показали, що для ОЕС України характерні (домінуючі) частоти коливань знаходяться в межах 0,2-1,2 Гц [3]. Це стосується генераторів, безпосередньо приєднаних до електромережі, в яких електричні коливання в мережі пов'язані з механічними коливаннями роторів. Такі підходи справедливі для ВЕУ, що видають потужність безпосередньо в мережу, і стосуються переважно локальних мереж чи автономних споживачів.

Сучасні промислові ВЕС обладнуються потужними ВЕУ мегаватного класу зі змінною швидкістю обертання, які не приєднані до загальної електромережі напряму та використовують безінерційні технології силової електроніки (інвертори) для часткового або повного інтерфейсу з енергосистемою. Отже, вони безпосередньо не приймають участі в електромеханічних коливаннях. Для аналізу коливальної стійкості енергосистем з інтегрованими ВЕС в якості малих збурень розглядається швидке скидання або зростання генерації. Наприклад, швидке скидання генерації може виникнути внаслідок раптового підвищення швидкості вітру понад 25 м/с. Це призводить до швидкого зменшення генерації з максимального рівня (при швидкостях вітру до 25 м/с) майже до нуля внаслідок спрацювання технологічного захисту ВЕУ. Іншим небезпечним режимом є швидка зміна швидкості вітру в межах від 7 до 12 м/с, адже потужність ВЕУ при цьому може змінюватися від 30 до 100% номінального значення. Слід зазначити, що зміни в потужності генерації є ду-

же слабкими збуреннями для розрахунку статичної стійкості. Однак, з урахуванням того, що зміни в потужності генерації ВЕС у часі можуть мати регулярний характер – повторюватися з певною частотою, вони представляють інтерес для перевірки коливальної стійкості у випадках, коли частота збурень збігається з однією із власних частот енергосистеми.

Для сучасних вітроустановок максимальна швидкість зміни активної потужності може досягати 10% встановленої потужності в секунду. Однак до електромережі ВЕУ зазвичай підключаються групами, а у складі ВЕС може бути кілька десятків установок. В енергосистемі одночасно працюють декілька ВЕС, рознесених на сотні кілометрів, і випадкові зміни швидкості вітру на них відбуваються несинхронно [4]. Отже, сукупна потужність групи ВЕС змінюється досить плавно. Так, за даними Міжнародної енергетичної агенції ІЕА для ВЕС в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності зі швидкістю 10-35% номінальної потужності за годину (окремі значення – до майже 40%) [1]. Проте середній темп змін – 5% на годину. Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Розмах коливань потужності для одиничних агрегатів у цілому більший, ніж для ВЕС, що займають значну територію. Так, для 1-годинного осереднення стандартне відхилення зростає десь на третину при переході від великої кількості ВЕУ (понад 250) до малої (до 14 одиниць). На більш тривалих інтервалах часу можливі суттєвіші коливання потужності; в екстремальних ситуаціях вітроустановки зупиняють повністю. Грозивий фронт звичайно потребує 4-6 годин, щоб перетнути територію в сотні кілометрів. Для такого часового масштабу актуальним є застосування різних методів прогнозування роботи ВЕС, що дозволяють завчасно підготуватися до змін їх потужності.

Як зазначено вище, сучасні ВЕУ великої потужності зазвичай безпосередньо не приймають участі в електромеханічних коливаннях. Однак при збільшенні частки ВЕС вони мають непрямий вплив на демпфувальні властивості енергосистеми. Такий вплив обумовлюється декількома факторами [3]. По-перше, в структурі генерації

відбувається заміщення синхронних генераторів потужностями ВЕС, що зменшує загальну інерцію системи. По-друге, через участь сучасних ВЕС у регулюванні напруги в режимі мінімуму навантажень робоча точка "наближених" до ВЕС синхронних генераторів зміщується в напрямку зменшення збудження, що погіршує вплив генератора на демпфування коливань. По-третє, внаслідок генерації ВЕС змінюється поточкорозподіл у мережі, що означає зміну базового режиму, який визначає початкові умови при аналізі стійкості. Крім впливу ВЕС безпосередньо на межу стійкості (параметри граничних за стійкістю режимів) найбільший вплив слід очікувати на обсяги існуючих запасів зі стійкості. Пропускна здатність перетинів в ОЕС України зазвичай обмежується з умов стійкості. Вплив ВЕС на межу стійкості незначний і пропускна здатність перетину майже не змінюється, але додаткове навантаження (або розвантаження) перетину в нормальному режимі внаслідок вітрової генерації певним чином впливає на запас стійкості як на різницю між поточним та граничним за стійкістю навантаженням перетину.

Особливості динамічної стійкості. Згідно з визначенням, динамічна стійкість – це здатність системи повертатися до усталеного режиму роботи після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівнюються зі значеннями цих параметрів [2]. Перевірка динамічної стійкості енергосистеми здійснюється для нормативних збурень, до яких відносяться: вимкнення будь-якого елемента мережі або окремих зв'язків контрольованого перетину дією основного захисту внаслідок короткого замикання чи одночасного відключення двох повітряних ліній при однофазному короткому замиканні; раптове виникнення аварійного небалансу потужності.

Динамічні властивості частоти в мережі одразу після зміни навантаження залежать від кількості синхронних генераторів, підключених до системи, і мережевих опорів, що з'єднують ці машини. Ці динамічні властивості змінюються, якщо збільшується кількість вітрових турбін. У загальному випадку можливі два гіпотетичні сценарії: зростання потужності ВЕС слідом за зростанням споживання електроенергії (тоді

кількість підключених синхронних машин, швидше за все, залишиться незмінною); збільшення потужності ВЕС відбувається за рахунок заміщення традиційних генераторів (число синхронних машин у мережі зменшиться, а середнє споживання збережеться). В результаті частота в енергосистемі погіршується, тільки якщо синхронні машини відключаються.

Стосовно впливу ВЕС на баланс енергосистеми, то саме одночасне непрогнозоване відключення значної кількості вітроустановок може спричинити аварійний небаланс. Усунення цієї загрози досягається створенням резерву потужностей та заходами прогнозування очікуваної швидкості вітру в районах розміщення ВЕС. Як показують дослідження [5], обсяг необхідного додаткового резерву становить 10-15% установленої потужності ВЕС: на обсяг резерву впливають точність прогнозу та географічна дисперсія вітростанцій.

Для стійкості самих ВЕС, що не використовують приєднані до мережі синхронні генератори, під поняттям "повертатися до усталеного режиму" слід розуміти здатність роботи без відключення від мережі при значних короткострокових спадах напруги [6]. Таким чином, для ВЕС загальноприйняте визначення динамічної стійкості зберігається, але замість підтримання синхронізму вони повинні відповідати вимогам проходження режимів короткострокових спадів напруги, які зазвичай викликані короткими замиканнями в мережі. В Україні для приєднання ВЕС потужністю більше 2 МВт відповідні правила визначають, що ВЕС повинні витримувати падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% від номінальної напруги (лінійна напруга основної гармоніки) як мінімум протягом 0,5 с без відключення [6]. Також слід зазначити, що більшість сучасних ВЕУ вже адаптовані та задовольняють зазначеним вимогам [7]. Зокрема діючі в Україні правила передбачають, що в розрахунках динамічної стійкості вузлів, до яких підключено ВЕС, треба враховувати їх відключення станційними засобами у разі значних відхилень напруги чи частоти в мережі енергосистеми з уставками спрацювання, що вибирають з урахуванням вимог виробника обладнання ВЕС. Системи керу-

вання та захисту ВЕС виконують дії, спрямовані на захист ВЕС від аварійних збурень у мережі енергосистеми, а мережу енергосистеми захищають від аварійних збурень усередині ВЕС.

З часом вітроенергетиці доведеться взяти на себе відповідальність у підтриманні напруги та частоти в енергосистемі у разі широкого впровадження ВЕС. Це технічно можливо, оскільки сучасні вітротурбіни є дійсно програмованими, і вони досить гнучкі щодо швидкого керування генеруванням активної і реактивної потужностей у проектних межах [8]. Якщо розглядати впроваджені у світовій практиці мережеві кодекси щодо роботи ВЕС, то вітростанції, аналогічно до традиційних електростанцій, мають бути здатні зробити свій внесок у підтримку частоти, в основному за допомогою безперервної модуляції вихідної активної потужності (якщо дозволяє вітер). Контролер частоти для вітроенергетики може бути розташований на рівні ВЕС, на індивідуальній ВЕУ, або на обох рівнях. ВЕС повинні виробляти енергію відповідно до зовнішньої уставки. Якщо їх наявна потужність нижча від потреб, то ВЕС працюватимуть з повною віддачею; при зміні потреб потужність ВЕС також має змінюватися з максимально допустимою швидкістю.

Висновки. Динамічні процеси в системі енергопостачання, спричинені наявністю вітрової енергетики, можуть впливати на рівень запасів статичної стійкості, коливальної та динамічної стійкості.

Вплив ВЕС на коливальну стійкість енергосистеми вважається неістотним через відсутність періодичного збурення на критичних частотах, однак слід брати до уваги непрямий вплив на демпфувальні властивості енергосистеми при значному рівні заміщення традиційної енергетики вітровою.

Вплив ВЕС на межу статичної стійкості також незначний, але додаткове навантаження (або розвантаження) перетину внаслідок вітрової генерації певним чином впливає на запас стійкості. Що стосується динамічної стійкості, то усунення загрози аварійного небалансу досягається створенням резерву потужностей та заходами прогнозування швидкості вітру в районах розміщення ВЕС.

Як показує світовий досвід, основною проблемою в енергосистемі є не стільки рівень впровадження ВЕС, як рівень флуктуацій їх потужності. Саме ця характеристика має бути контрольованою при виборі сценаріїв впровадження вітрової енергетики. Якщо коливання потужності вітрових електростанцій може бути зменшене до величини, яка не потребує значного зростання потреб у резервних потужностях і не створює великих збурень частоти, відповідно до фактичних можливостей енергосистеми, то такий обсяг вітроенергетики може бути цілком допустимим.

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 МЕВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки. НТЦЕ НЕК Укрэнерго. Введ. в дію 21.10.2012 – 36 с.

3. *Павловський В.В., Ленга О.В., Вишневський М.В.* Дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними сонячними та вітроелектростанціями. Методологічні питання. – 2012. – 22 с. // Електронний ресурс www.dmcc.com.ua.

4. *Кузнецов Н.П.* Особенности моделирования мощности ветроэлектрических станций // Альтернативная энергетика и экология. – 2014. – №23. – С. 44–48.

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

6. *Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій* потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. НКРЕ України, AF-MERCADOS EMI. – 2011. – 43 с.

7. *Лінник О.М., Кануннікова Р.С.* Проблеми впровадження вітрових та сонячних електростанцій на території Криму та вплив їх роботи на режими Кримської ЕС та ОЕС України // Відновлювана енергетика. – 2012. – №2. – С. 5–10.

8. *Tarnowski G.C.* Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration. Technical University of Denmark. PhD Thesis. – November, 2011. – 284 p.

УДК 621.548

В.М.Головко, докт.техн.наук, **В.П.Коханевич**, канд.техн.наук, **М.О.Шихайлов** (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

Аналіз систем орієнтації ротора вітроустановки малої потужності

Проведено аналіз систем орієнтації ротора вітроустановки малої потужності, визначені характеристики і параметри, що дозволяють оцінити енергетичні втрати в залежності від вибору системи орієнтації.

Ключові слова: вітроенергетика, системи орієнтації ротора, енергетичні втрати.

Проведен анализ систем ориентации ротора ветроустановки малой мощности, определены характеристики и параметры, которые позволяют оценить энергетические потери в зависимости от системы ориентации.

Ключевые слова: ветроэнергетика, системы ориентации ротора, энергетические потери.

На сьогоднішній день одними з найбільш розповсюджених та ефективних систем перетворення кінетичної енергії повітряного потоку в механічну є ротори з горизонтальною віссю обертання та лопатями аеродинамічного профілю. Максимальний відбір енергії від повітряного потоку даним типом роторів має місце за умови, коли площина обертання ротора є перпендикулярною до його напрямку. Для виконання цієї умови горизонтально-осьові вітроустановки повинні

мати у своєму складі систему орієнтації ротора за напрямком повітряного потоку.

З початку розвитку вітроенергетики було створено велику кількість варіантів систем орієнтації роторів. Дослідити весь їх загальний практично неможливо, та й недоцільно. Необхідно провести аналіз даних систем з урахуванням їх надійності, частоти використання, ефективності тощо, та визначити системи орієнтації, які пріоритетні для подальшого дослідження. Крім цього необхідно