

УДК 621.311

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

Вплив вітрової енергетики на статичну стійкість енергосистеми

Змінний та неконтрольований характер вітрової енергії може спричинити негативний вплив на стійкість енергосистеми при значному обсязі потужностей ВЕС. Характер впливу залежить від таких характеристик, як темп та розмах випадкових коливань генерованої потужності. Визначення імовірних параметрів роботи ВЕС дозволяє оцінити безпечні рівні впровадження вітрової енергетики та заходи щодо підвищення стійкості енергосистеми.

Ключові слова: енергосистема, вітроелектростанція, статична стійкість, нормативні збурення, післяаварійний режим.

Переменный и неконтролируемый характер ветровой энергии может оказать негативное влияние на устойчивость энергосистемы при значительном объеме мощностей ВЭС. Характер воздействия зависит от таких характеристик, как темп и размах случайных колебаний генерируемой мощности. Определение возможных параметров работы ВЭС позволяет оценить безопасные уровни внедрения ветровой энергетики и меры по повышению устойчивости энергосистемы.

Ключевые слова: энергосистема, ветроэлектростанция, статическая устойчивость, послеаварийный режим.

Інтеграція ВЕС великої потужності в енергосистему породжує ряд проблем. В основному вони пов'язані з конструктивними особливостями вітроелектричних установок і непостійністю енергоносія, тобто вітру. Поява сучасних ВЕУ з високими вежами і застосування складних систем управління дозволили досягти більш стабільної генерації електроенергії і, як наслідок, позбавитися від деяких проблем, що виникають при роботі потужних ВЕС у складі енергосистеми. Це дозволило інтегрувати в енергосистеми багатьох країн вітроенергетичні потужності, співмірні зі встановленою потужністю електростанцій на органічному паливі.

Згідно досвіду багатьох країн, певну частку виробленої ВЕС електроенергії енергосистема може поглинати практично без будь-яких проблем, при перевищенні ж цієї величини виникають труднощі як мережевого, так і режимного характеру. У деяких публікаціях ця величина оцінюється як 10% від загального споживання електроенергії.

Нормативні збурення активної потужності. Особливості впливу ВЕС на стійкість енергосистеми визначаються тими збуреннями, які спричинені неконтрольованим характером вітрової енергії. Мова йде про статичну та динамічну стійкість [1], причому статична стійкість обумовлена меншими збуреннями, отже її

порушення може виникнути в першу чергу. Відповідно до нормативних вимог СОУ-Н "Стійкість енергосистем. Керівні вказівки" [2], розрахунки статичної стійкості енергосистем здебільшого можна виконувати з перевіркою тільки аперіодичної стійкості. Коливальна стійкість є особливим видом статичної стійкості; зокрема, порушенням стійкості може бути саморозхитування, викликане малими збуреннями в електроенергетичній системі (насамперед тими, що виникають на її власній частоті). Як показують дослідження [3], власні частоти енергосистеми України знаходяться на рівні 1 Гц.

При аналізі впливу ВЕС на коливальну стійкість енергосистеми належить виявити наявність періодичного збурення. Для цього слід проаналізувати наявні масиви вимірів швидкостей вітру та сформувані можливі збурення. Як показують дослідження статистичних даних, періодична складова швидкості вітру спостерігається лише в добовому вимірі, при цьому її амплітуда незначна порівняно з нерегулярною складовою (рис. 1).

Отже, вплив ВЕС на коливальну стійкість енергосистеми можна вважати неістотним через відсутність періодичного збурення на критичних частотах. Суттєвим може вважатися такий фактор, як раптове виникнення аварійного небалансу потужності, спричинене вимкненням генератора чи блока генераторів, або раптова значна зміна

перетоку потужності через контрольований перетин (таблиця 2 СОУ-Н [2]). Найбільш цікавими з цієї точки зору видаються такі зміни швидкостей вітру, для яких характерні значні стрибки потужності ВЕУ – стрімке зростання чи аварійне відключення. Як показують дослідження швидкостей вітру на різних площадках у місцях переважного будівництва ВЕС в Україні, частість великих (понад 20 м/с) швидкостей вітру є незначною навіть на висотах порядку 100 м (висота осі ротора сучасних ВЕУ). Натомість швидкості в діапазоні

5-9 м/с є найбільш поширеними (рис. 2). Отже, раптове вимкнення ВЕС є менш імовірним, ніж просто коливання потужності. До того ж вимкнення окремих ВЕУ при перевищенні максимально допустимої швидкості вітру відбуваються індивідуально, а в масштабах станції таке відключення буде поагрегатним, поступовим. Виняток становитимуть випадки аварійного вимкнення усієї ВЕС, але така імовірність характерна для електростанцій будь-якого типу.

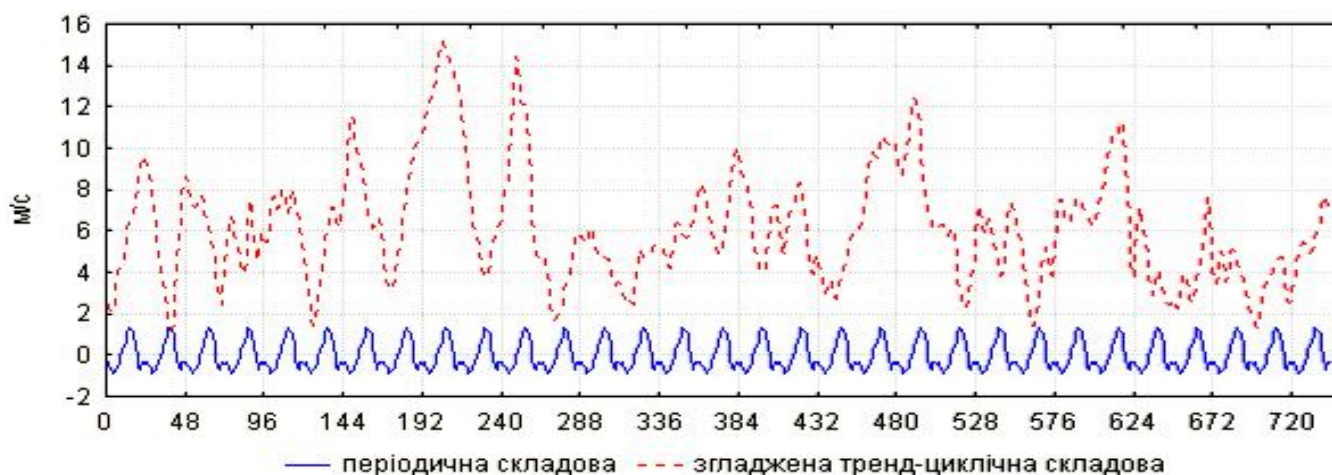


Рис. 1. Виділення періодичної складової швидкості вітру з місячного часового ряду.

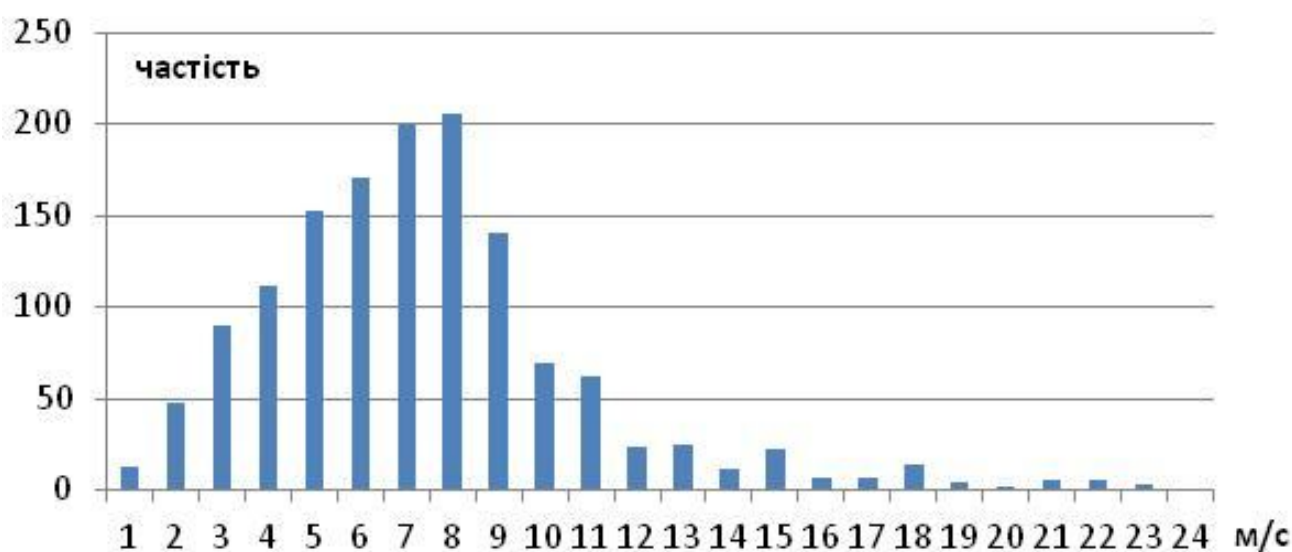


Рис. 2. Приклад гістограми швидкостей вітру (Одеса, лютий 2012 р.).

Запас статичної стійкості. Крім впливу ВЕС безпосередньо на межу стійкості (параметри граничних за стійкістю режимів), найбільший вплив слід очікувати на існуючі запаси зі стійкості. Хоча 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, який визначається як різниця між поточним та граничним за стійкістю навантаженням перетину [3]. При перевищенні активною потужністю максимально допустимого значення виникає перехідний режим – від початку збурення до закінчення електромагнітних та електромеханічних процесів, викликаних цим збуренням, який протікає між нормальним та післяаварійним режимами. Післяаварійний режим – усталений режим, який характеризується зниженими запасами стійкості. Його тривалість визначається часом, необхідним диспетчеру для зміни режиму із забезпеченням нормативних запасів зі стійкості (як правило, не більшим ніж 20 хв). Протягом цього часу виникнення додаткових збурень (тобто накладання розрахункових аварій на аварію) не розглядається [2]. Згідно з вимогами до стійкості енергосистем установлюють групи збурень, за яких необхідно забезпечувати нормативні запаси статичної стійкості в післяаварійних режимах. Отже, при оцінці впливу ВЕС на стійкість енергосистеми належить установити, наскільки суттєві збурення може спричинити змінний характер їх поточної потужності, і чи можливо буде при цьому забезпечити нормативні запаси стійкості.

Під час експлуатації для контролю за дотриманням нормативних запасів статичної стійкості, як правило, використовують значення поточних перетоків активної потужності. Відповідно до СОУ-Н [2], вплив перепадів потужності на стійкість визначається за таким показником, як коефіцієнт запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині:

$$K_p = (P_{ГР} - P - \Delta P) / P_{ГР}, \quad (1)$$

де $P_{ГР}$ – активна потужність, яка передається через контрольований перетин у граничному за

статичною стійкістю режимі, МВт; P – перетік потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, $P > 0$, МВт; ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в контрольованому перетині, МВт.

Під впливом нерегулярних коливань перетік змінюється в межах $P \pm \Delta P$.

Зазначений коефіцієнт запасу є досить інформативним і має узагальнений характер, дозволяючи контролювати віддаленість поточного режиму від межі стійкості [4]. Відповідно до [2] K_p має бути не меншим, ніж 0,2 в нормальному чи об'явленому режимі та 0,08 у післяаварійному режимі. Отже, для контрольованого перетину можна визначити максимально допустимий перетік активної потужності, що дорівнює:

$$P_{MD} = P_{ГР} (1 - K_p) - \Delta P. \quad (2)$$

Для дотримання нормативного значення K_p оперативно-диспетчерський персонал має забезпечувати умову: $P \leq P_{MD}$.

Значення ΔP в перетині звичайно визначають за результатами вимірювань (нерегулярні коливання мають період від 2 хв до 60 хв); за відсутності вимірювань їх розраховують за формулою:

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (3)$$

де P_{H1} , P_{H2} – сумарні потужності навантаження (для режиму максимальних навантажень) із кожної зі сторін перетину, МВт; $K=1,50$ – за ручного регулювання перетоку потужності в перетині; $K=0,75$ – за автоматичного регулювання та обмеження перетоку.

Нехай формули (1)–(3) визначають роботу "чистої" енергосистеми (без помітної участі ВЕС). Теоретично найбільше значення нерегулярної (випадкової) складової ΔP відповідно до формули (3) досягається при умові: $P_{H1}=P_{H2}=P_H$. Наприклад, якщо $P_H=30$ ГВт (вся енергосистема України) і $K_p=0,2$ (навантаження близьке до максимально допустимого), то $\Delta P = 0,003 \cdot P_H = 92$ МВт. Для обмеженого перетину, наприклад, при $P_H=1$ ГВт, і при ручному регулюванні одержимо: $\Delta P = 0,034 \cdot P_H = 34$ МВт.

Як бачимо, відносний розмах випадкових коливань потужності теоретично зростає при зменшенні потужності в контрольованих перерізах і становить 1-4%.

Характер випадкових коливань потужності. Аналіз фактичних змін поточної потужності енергосистеми України показує наявність стійкої добової кривої для осередненого рівня споживання, характер якої залежить від пори року (тривалості світлового часу, температурного режиму тощо). Оскільки характер осередненої кривої досить плавний [5], таку форму добового ходу потужності можна вважати прогнозованою; випадковий характер мають нетривалі коливання навколо цієї кривої (рис. 3):

На рис. 3 зображено добовий відрізок часу (місяць лютий, максимум споживання), повна потужність знаходилась у певних межах, а випадкова складова не перевищувала 3% осередненого значення, причому з імовірністю 0,95 була меншою за 2%. Очевидно, осереднена потужність розглядається як функція часу: $P = P(t)$.

Робота ВЕС також характеризується наявністю деякої середньої потужності P_W та стохастичної складової ΔP_W , поточна потужність розглядається як функція часу. В нормальному режимі середня потужність може вважатися добре прогнозованою на короткотривалу перспективу і має враховуватися як контрольований параметр: $P = P_H + P_W$. Які ж обмеження мають бути накладені на стохастичну складову? Нехай саме раптова зміна потужності ВЕС спричинила вихід за межу статичної стійкості. Тоді допустима стохастична складова потужності ВЕС визначає величину аварійно допустимого перетоку в перетині. Врахуємо, що аварійний небаланс потужності, спричинений вимкненням генератора або

групи генераторів, або раптова значна зміна перетоку потужності належать до групи збурень, за яких необхідно забезпечувати як нормативні запаси статичної стійкості в післяаварійних режимах, так і динамічну стійкість, причому мінімальні значення коефіцієнтів запасу з активної потужності в перетинах нормують за умови статичної стійкості енергосистеми.

Враховуючи мінімальні значення коефіцієнта запасу статичної стійкості в нормальному та післяаварійному режимах (0,2 та 0,08), з (1) отримаємо максимально допустиму величину стохастичної складової:

$$\Delta P_W \leq 0,12 \cdot P_{GP} = 0,15 \cdot P_H. \quad (4)$$

Поточне значення стохастичної складової залежить від того, що вважати контрольованим перетином і яка кількість вітроустановок знаходиться за ним. Як показують дослідження [6], одинична ВЕС може змінювати потужність від нуля до номінального значення, причому ці значення мають певну ненульову імовірність. Отже, стохастична складова може вважатися рівною номінальній потужності ВЕС. Тоді умова (4) визначає обсяги вітрової енергетики, що можуть бути впроваджені без порушення вимог до стійкості енергосистеми (за умови, що інших збурень під час раптової зміни потужності ВЕС не відбувається). Однак при зростанні кількості ВЕС та їх розосередженості з'являється певна обмежена область гарантованих значень сумарної потужності, а нульові та номінальні потужності мають неістотну імовірність. Таким чином, при збільшенні умовного контрольованого перетину і зростанні за ним кількості ВЕС зростає постійна складова потужності P_W , натомість відносна частка стохастичної складової ΔP_W зменшується, і умова (4) виконується з більшою імовірністю.



Рис. 3. Приклад добового ходу потужності ОЕС (інтервал часу 15 хв).

Дослідження впливу ВЕС на конкретний контрольований перетин має виконуватись за умови виконання вимог до стійкості (2) з певною імовірністю, адже як робота енергосистеми, так і ще більшою мірою поточна потужність ВЕС описуються випадковими величинами. При складанні потужностей традиційної енергосистеми та ВЕС їх екстремуми можуть співпасти тільки випадковим чином, як для незалежних випадкових величин. Кореляція між відхиленнями (стрибками) цих потужностей відсутня [6]. Отже, виконання умови (4) має стосуватися різниці між випадковими складовими потужності енергосистеми з інтегрованими ВЕС та "чистої" енергосистеми:

$$\Delta P_{H+W} - \Delta P \leq 0,12 \cdot P_{GP} = 0,15 \cdot P_H. \quad (5)$$

Як показує досвід, зміна потужності ВЕС не може відбуватися миттєво. Так, за даними Міжнародної енергетичної агенції (IEA), для ВЕС в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності зі швидкістю 10-35% номінальної потужності за годину (окремі значення – майже до 40%) [7]. Проте середній темп змін – 5% на годину (мова йде про групи вітростанцій в окремих регіонах). Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Стосовно енергосистеми, тривалість неконтрольованої зміни потужності не регламентується, нормативні збурення у вигляді короткого замикання чи відключення енергоблоку відбуваються практично миттєво, а тривалість післяаварійного режиму визначається часом,

необхідним для забезпечення нормативних запасів зі стійкості (до 20 хв). Граничні перетоки визначають з урахуванням перевантаження устаткування, яке допускається протягом 20 хв. Отже, за збурення можна вважати зміни потужності тривалістю до 20 хв. За цей час потужність ВЕС може змінитись приблизно на 15% від номінального значення, що й можна вважати за неконтрольовану (стохастичну) складову ΔP_W . При зростанні кількості ВЕС та ареалу їх розташування випадкові коливання їх сумарної потужності відбуваються плавніше, ніж у випадку одиночної ВЕС.

Фактичні величини середніх значень та випадкових складових потужності ОЕС України в цілому наводяться зокрема в [5, 6, 8]. Аналіз місячних обсягів даних, фіксованих з годинним інтервалом, вказує на зміну потужності енергосистеми в межах $\pm 20\%$ середнього значення, а з імовірністю 0,95 – $\pm 16\%$, тоді як одиничні неконтрольовані стрибки потужності за годину становлять близько 4%, а з імовірністю 0,95 – 3%, або 0,9 та 0,7 ГВт відповідно (взимку абсолютні значення дещо більші, а відносні – менші, ніж влітку).

Якщо розглядати енергосистему з інтегрованими ВЕС сумарною потужністю до 2 ГВт (відповідно до планів на 2020 рік), то одиничні стрибки потужності за годину зростають до 1,0 ГВт (з імовірністю 0,95 – до 0,8 ГВт). Приклад коливань поточної потужності для групи ВЕС 2 ГВт з характерним темпом змін і розмахом відхилень зображено на рис. 4.

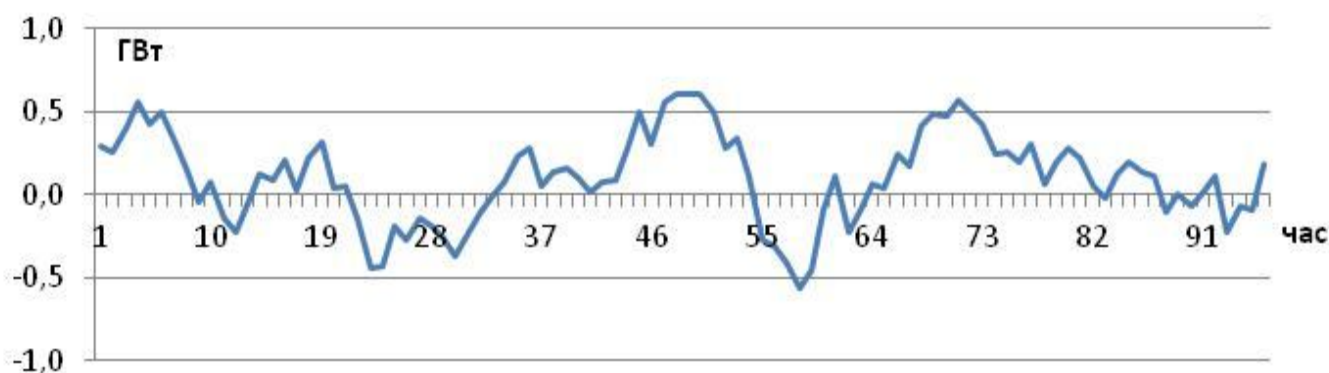


Рис. 4. Приклади фактичної зміни потужності ВЕС з інтервалом 15 хв.

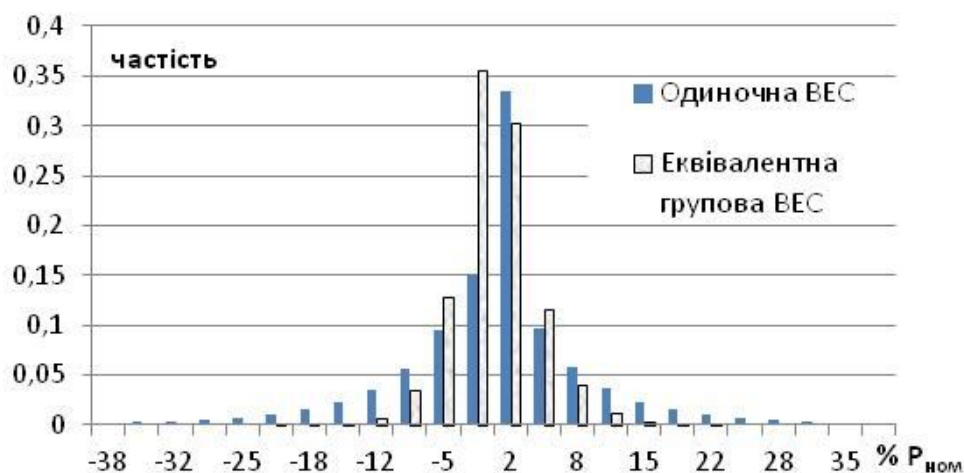


Рис. 5. Приклад гістограми розподілу стрибків потужності ВЕС.

Для вітчизняних ВЕС, розташованих уздовж північного узбережжя Азовського та Чорного морів, розподіл амплітуди стрибків потужності одиначної ВЕС та еквівалентної сумарної потужності для групи з 6-ти ВЕС має характер, зображений на рис. 5 (у відсотках до номінальної потужності ВЕС). Використано метод імітаційного моделювання, часовий інтервал 15 хв. Якщо максимальний стрибок потужності одиначної ВЕС досягає 38% номінальної потужності та з імовірністю 0,95 не перевищує 25%, то для групової ВЕС максимальні стрибки не вищі за 20%, а з імовірністю 0,95 – 10%.

Дані значення розглядаються як максимально можливі. Середня потужність ВЕС знаходиться, як правило, в межах 20-40% від номінальної потужності. Якщо порівняти з розмахом одноденних стрибків потужності, то зокрема для ВЕС у Запорізькій обл. його величина за зимові місяці в середньому становила 5% номінальної потужності, максимум 39% та 19% з імовірністю 99,9% і 95% відповідно. Розмах стрибків зі зміною часового інтервалу від 15 хв до 1 год змінюється незначно, що відповідає тезі про стаціонарний характер стохастичних короткотермінових значень потужності. Якщо в якості прикладу розглянути окремо взятий перетин із середньою потужністю 1 ГВт, в якому знаходиться одиначна ВЕС, то при розглянутих вище умовах її номінальна потужність (з вимог статичної стійкості) не повинна перевищувати 400 МВт за найнесприятливіших обставин (4), але за виконання умов стосовно

відсутності нових аварій та належного прогнозування швидкості вітру.

Звичайно, при первісно малих запасах стійкості та низькій здатності енергосистеми до регулювання вимоги щодо додаткового джерела неконтрольованої потужності можуть бути більш жорсткими; це проблеми, не пов'язані з вітровою енергетикою. До того ж, у розрахунках динамічної стійкості вузлів, до яких підключено ВЕС, треба враховувати їх можливе відключення станційними засобами у разі значних відхилень напруги та/або частоти в мережі енергосистеми, з уставками спрацьовування, що вибирають з урахуванням технічних вимог виробника обладнання ВЕС, як передбачено СОУ-Н [2]. Це збільшує імовірність раптового вимкнення окремої вітростанції (для їх групи одночасне вимкнення є малоймовірним). Виходячи з потреб у забезпеченні стійкості, умови вимкнення ВЕС мають бути певним чином регламентованими; прикладом регламентації є вимоги до ВЕС та СЕС потужністю більше 150 кВт [9], яким мають відповідати умовки виробника обладнання.

Висновки. Вимоги щодо статичної стійкості енергосистеми накладають певні обмеження на обсяги інтегрованих вітростанцій. Проте навіть за виконання цих обмежень можливо безпечно впроваджувати досить значні обсяги ВЕС, більші від планованих в Україні на ближчу перспективу. Однак навіть при незначних обсягах вітрової енергетики потрібно дотримуватись певних правил, що знижують ризики аварійних ситуацій:

при проектуванні ВЕС попередньо розраховувати показники стійкості в можливих перетинах, уникати високих концентрацій ВЕС на обмеженій території, забезпечувати прогнозування швидкості вітру, узгоджувати уставки спрацьовування ВЕС з операторами мереж.

1. Кузнєцов М.П. Фактори впливу вітрової енергетики на стійкість енергосистеми // Відновлювана енергетика. – 2015. – № 2. – С. 51–55.

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

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

4. Буткевич О.Ф., Левколюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначеності допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 51–58.

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

6. Кузнєцов М.П. Гарантовані рівні участі ВЕС в покритті потужності енергосистеми // Відновлювана енергетика. – 2015. – № 1. – С. 43–48.

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

8. Кузнєцов М.П. Особливості моделювання потужності вітрових електростанцій, розташованих на обмеженій території // Відновлювана енергетика. – 2014. – №4. – С. 57–61.

9. 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.

УДК 621.548

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

Вплив параметрів системи орієнтації ротора з використанням конструктивної схеми підпружиненого хвоста на статичні характеристики вітроустановки

Запропоновано математичну модель системи орієнтації ротора за допомогою флюгерної площини та з використанням конструктивної схеми підпружиненого хвоста. На її основі отримано статичні характеристики та криві потужності з урахуванням конструктивних параметрів, що дозволяє в процесі проектування вибрати параметри даної системи, які забезпечують мінімальні енергетичні втрати.

Ключові слова: вітроенергетика, система орієнтації ротора, статичні характеристики.

Предложена математическая модель системы ориентации ротора с помощью флюгерной плоскости и с использованием конструктивной схемы подпружиненного хвоста. На ее основе получены статические характеристики и кривые мощности с учетом конструктивных параметров, что позволяет в процессе проектирования выбрать параметры данной системы, которые обеспечивают минимальные энергетические потери.

Ключевые слова: ветроэнергетика, система ориентации ротора, статические характеристики.

Розвиток галузі малої вітроенергетики потребує постійного удосконалення вітроустановок у цілому та їх окремих складових частин, зокрема, систем орієнтації роторів. В роботі [1] були визначені як найбільш використовувані системи орієнтації, так і критерії для їх оцінювання. В процесі конструювання системи орієнтації перед розробником стоїть задача вибрати такі її пара-

метри, які дозволять забезпечити мінімальні енергетичні втрати.

В даній роботі для розгляду пропонується система орієнтації ротора за допомогою флюгерної площини, з виведенням ротора з-під вітру та за використання конструктивної схеми підпружиненого хвоста. Автори запропонували математичну модель даної системи орієнтації і на її