

УДК 621.311.661

ЗГУРОВЕЦЬ О.В., Інститут загальної енергетики
НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна
ORCID: 0000-0001-8439-9781

ВПЛИВ ЗОНИ НЕЧУТЛИВОСТІ ТА ШВИДКОДІЇ РЕГУЛЯТОРА НА ПРОЦЕС СТАБІЛІЗАЦІЇ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ З ПОТУЖНИМИ ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ ТА АКУМУЛЯТОРНИМИ БАТАРЕЯМИ

Проведено моделювання процесу регуляції частоти та потужності в енергосистемі з потужною вітровою електростанцією та акумуляторною батареєю з різними значеннями зони нечутливості регулятора. Аналіз результатів моделювання показав, що акумуляторна батарея, введена в контур регулювання частоти і потужності, надійно підтримує частоту в системі з її відхиленням, що не перевищує по модулю половини ширини зони нечутливості регулятора. Встановлено, що точність регулювання частоти в системі залежить від швидкодії регулятора. Віднайдено порогове значення його швидкодії, при зменшенні якого відхилення частоти виходить за межі зони нечутливості.

Ключові слова: математична модель, зона нечутливості, об'єднана енергосистема, вітрова електростанція, акумуляторна батарея, регулювання частоти, швидкодія регулятора.

Тенденції розвитку світової енергетики, що проявились в останні роки, кажуть про стрімке зростання частки відновлюваних джерел в загальному енергобалансі. Багато країн вже сьогодні досягли значних результатів у використанні таких ресурсів, як сонце і вітер, збільшивши їх частку до рівня традиційної генерації і вище. Ряд країн заявляє про цілі повної відмови від викопних енергоресурсів в області генерації електроенергії [1].

Однак, варто зауважити, що разом з сильними сторонами вітрової та сонячної енергетики, ці технології містять і ряд недоліків. Головна перевага, що полягає в отриманні чистої невичерпної енергії з навколишнього середовища, в той же час є причиною однієї з головних перешкод на шляху широкого впровадження цих систем. У разі використання енергії вітру та сонця генерація буде залежати від погодних умов, сили вітру та освітленості і буде значно змінюватися протягом часу, часто не співпадаючи з графіком споживання. Диспропорції в

генерації та споживанні можуть призводити до відхилень частоти від номінального значення, що, в свою чергу, може викликати як погіршення якості електроенергії та стабільності роботи енергосистеми, так і ризик виникнення аварійних ситуацій [2].

Питання підтримки балансу потужності і регулювання частоти не є новим, і вирішується шляхом використання ряду підходів. У загальному випадку їх можна розділити на дві групи: управління рівнем генерації та рівнем споживання. До головних способів управління генерацією, можна віднести створення резервів потужності та введення маневрених блоків для підтримки частоти, що досить дорого з точки зору підвищеної витрати палива і зносу устаткування. До підходів, націлених на вирішення питання нерівномірності споживання, можна віднести стимулювання споживачів, введення обмежень, створення споживачів-регуляторів, що не завжди ефективно з точки зору регулювання частоти, або складно технічно.

У питанні інтеграції відновлюваних джерел так само розглядаються різні заходи по обме-

© О.В. ЗГУРОВЕЦЬ, 2018

женню вихідної потужності або відключення агрегатів в разі надлишку генерації, що призводить до зменшення ефективності генерації або зменшення коефіцієнта використання устаткування. Так само розглядається можливість географічного рознесення і комплексного використання таких установок спільно з іншими більш передбачуваними джерелами за рівнем генерації як біоенергетика, у поєднанні з більш точним плануванням рівнів генерації з урахуванням точних прогнозів погодних умов, що так само не завжди дає позитивний ефект, або має свої обмеження. Ще одним досить перспективним рішенням проблеми не тільки інтеграції відновлюваних джерел, а й традиційного питання управління частотою та потужністю в енергосистемі, можна назвати акумуляування електроенергії, що ще до недавніх пір було складно здійснити в промислових масштабах.

Найбільш поширеною технологією акумуляування енергії є гідроенергетика, але її використання часто обмежено недостатньою наявністю гідроресурсів та екологічних питань, пов'язаних з будівництвом великих водосховищ. Зберігання енергії у вигляді стислого газу, електролізного водню, великих маховиків або накопиченого тепла мають ряд своїх недоліків, серед яких можна назвати недостатню вивченість, велику вартість, або невисокий ККД, завдяки чому вони поки що слабо поширені. Розвиток технологій акумуляції електричної енергії в великих масштабах у вигляді акумуляторних батарей (АБ), у таких сферах як транспорт та енергетика, дозволяє говорити про можливість конкурування відновлюваної енергії вітру і сонця з традиційними джерелами на вичерпаному паливі [3].

Для забезпечення надійної роботи енергосистеми та надання споживачеві електроенергії заданої якості в енергосистемі функціонує система диспетчерського управління, а також швидкодіючі системи управління, такі як система регулювання частоти і потужності [4]. Одною з головних вимог до якості електроенергії є підтримка частоти на заданому рівні: $50 \pm 0,2$ Гц для енергосистеми України і $50 \pm 0,02$ Гц для об'єднаної енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.

У даній роботі розглянуто процес регулювання частоти та потужності в системі з потужною вітровою електростанцією (ВЕС) та акумуляторною батареєю, що можуть бути використані в комплексі для компенсації змін потужності та підтримки частоти на заданому

рівні з різними значеннями зони нечутливості регулятора контуру автоматичного регулювання частоти. Також приділено увагу тому, який додатковий вплив на процес регуляції чинить швидкість зміни регулюючої потужності, тобто швидкодія регулятора.

Для дослідження процесів регулювання частоти та потужності в об'єднаних енергосистемах з потужними вітровими електростанціями та акумуляторними батареями в Інституті загальної енергетики НАН України була розроблена математична модель, що описана в [5]. Математична модель є набором диференціальних та алгебраїчних рівнянь, що описують електромеханічні процеси в енергосистемі. Вона складається з рівняння загального балансу потужності, а також рівнянь, що описують динаміку зміни потужності для всіх генераторів, що входять в енергосистему, сили вітру, навантаження, втрат, обмежень і початкових умов. Робота моделі за умов відсутності зони нечутливості в [5] показала досить хороші показники регуляції та точності підтримки частоти навіть в ситуаціях з компенсацією великих відхилень частоти. Але протягом процесу регулювання спостерігалася постійна робота регулятора з неперервною зміною потужності для відслідковування зміни потужності вітроагрегата, що не є найкращим режимом роботи регулятора та ускладнює планування режиму заряд-розряд.

Оскільки вимоги до якості підтримки частоти в енергосистемах містять допустимий діапазон відхилення, з'являється можливість полегшити режим роботи регулятора шляхом введення зони нечутливості по частоті Δf . Зона нечутливості задає діапазон зміни вхідного сигналу, в межах якого регулятор не змінює управляючий вплив:

$$\frac{dP_{AB}(t)}{dt} = const, \Delta f = \frac{\omega(t) - \omega_0}{2\pi} \in [f_{s1}, f_{s2}],$$

де $P_{AB}(t)$ – потужність акумуляторної батареї;

t – змінна часу;

$\omega(t)$ – кругова частота в енергосистемі;

ω_0 – номінальна кругова частота;

$[f_{s1}, f_{s2}]$ – зона нечутливості акумуляторної батареї.

Важливою характеристикою регулятора є також його швидкодія, що характеризує можливу швидкість зміни генеруючої потужності для компенсації небалансу потужності та викликаного ним відхилення частоти внаслідок зміни

потужності вітрової станції чи інших чинників. У моделі швидкість зміни потужності регулятора також відноситься до обмежень та задається наступним чином:

$$L_{ABng} \leq \left| \frac{dP_{AB}(t)}{dt} \right| \leq L_{ABeg}, t \in [t_0, t_1],$$

$$P_{AB} \in [P_{ABg1}, P_{ABg2}],$$

де $t = [t_0, t_1]$ – інтервал часу, на якому досліджується процес в енергосистемі; g – індекс, що позначає інтервали потужності АБ, в яких діє обмеження швидкості.

Під час дослідження перехідних процесів за базову швидкодію регулятора була взята швидкодія акумуляторної батареї компанії Tesla потужністю 100 МВт, встановленої в Австралії, що дорівнювала 714% від її номінальної потужності за секунду [6].

Дослідження проводилося на агрегованій моделі, що мала у своєму складі потужну теплову, атомну та гідро- електростанції, потужні вітрову електростанцію та акумуляторну батарею, споживача та втрати в мережі (табл. 1).

Дослідження проводилися з різними значеннями зони нечутливості: 0,2; 0,15; 0,1; 0,05; 0,02 Гц та без зони нечутливості. В початковий момент часу система працює з небалансом 3000 МВт, частину якого компенсує вітрова електростанція з потужністю 1400 МВт, а іншу частину – акумуляторна станція з потужністю 1600 МВт. Процес моделювання вітрової станції описано в [5], її потужність змінюється на всьому інтервалі часу моделювання, з 1400 до 1163 МВт при $t = 130$ с, приймаючи найменше значення 779 МВт в момент часу $t = 36,33$ с та найбільше – 2483 МВт в момент часу $t = 82,05$ с. Регулятор

змінює потужність регулюючи частоту та підтримуючи її на заданому рівні.

При проведенні серії експериментів з різними значеннями параметра зони нечутливості було проаналізовано відхилення частоти в системі від номінального значення 50 Гц на предмет виходу за межі діапазону нечутливості. На рис. 1 представлено діаграми зміни частоти в інтервалі часу 0 – 40 с при швидкості регулятора $714\%P_{ном}/с$ для значень зони нечутливості $\Delta f = 0,2; 0,02$ Гц та без зони нечутливості.

Дані експериментів показали, що відхилення частоти при швидкості регулятора $714\%P_{ном}/с$ практично не виходять за межі діапазону, заданого зоною нечутливості по частоті, відхилення поза зоною становить не більше 0,002 Гц, що значно нижче відхилення частоти від номінальної при роботі регулятора з нульовою зоною нечутливості, що становить 0,009 Гц (табл. 2). Регулюючого впливу достатньо для повернення частоти в зону нечутливості кожен раз, коли частота підходить до її меж. Перебування поза межами діапазону спостерігалось найдовшим для величини зони нечутливості 0,2 Гц, та не перевищувало 75 мс.

Для аналізу впливу швидкодії регулятора на відхилення також проведено серію експериментів з різними значеннями швидкості зміни регулюючої потужності (табл. 2).

Найменше відхилення частоти від номінальної = 0,009 Гц спостерігалось за відсутності зони нечутливості і майже не змінювалось зі зменшенням швидкодії регулятора, поки швидкодія регулятора перевищувала швидкість зміни потужності вітрової електростанції. Як тільки швидкодія стала меншою за швидкість зміни потужності ВЕС, відхилення частоти різко збільшилося до 0,228 Гц.

Таблиця 1 – Параметри моделі енергосистеми з ВЕС та АБ

Назва елементу ЕС	Потужність номінальна, МВт	Крутизна част. хар-ки, МВт/1/с	Постійна часу, с
ГЕС	1000	0,37	5
ТЕС	4590	0,73	5
АЕС	7410	1,81	5
Навантаження	14500	153	0,5
АБ	2500	0	0,05
ВЕС	2500	0,4	5
Втрати в мережах	1500	0	0

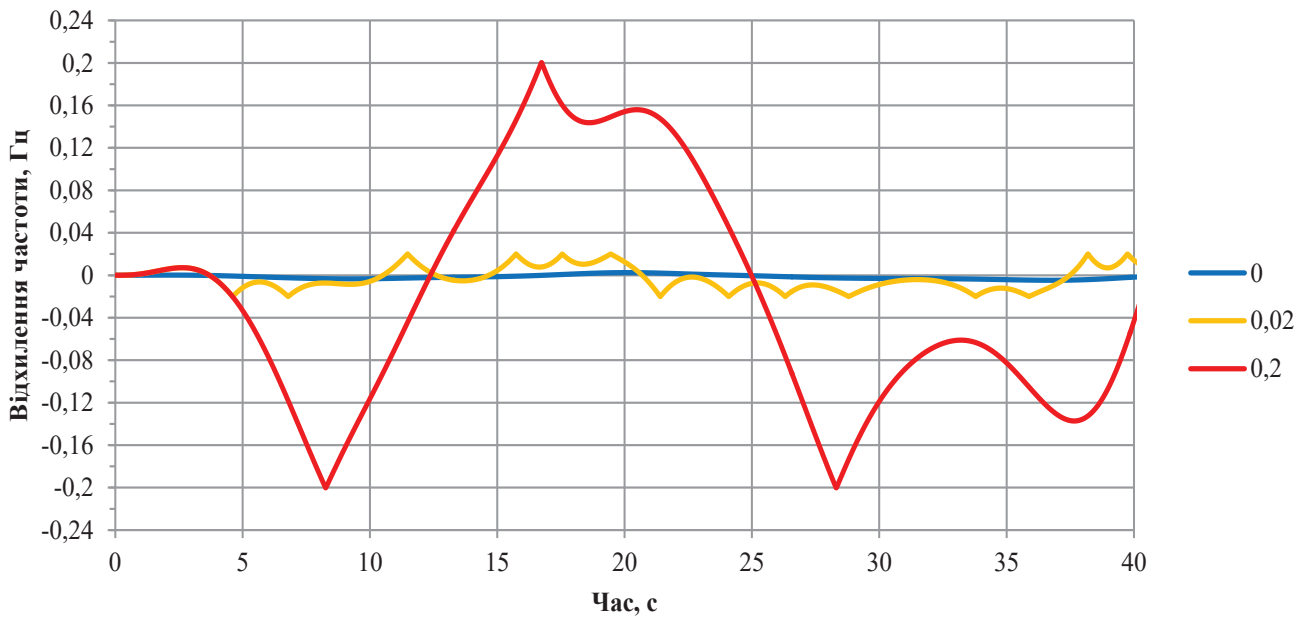


Рисунок 1. Відхилення частоти в системі під час регулювання з різними значеннями зони нечутливості регулятора та швидкодією $714\%P_{\text{ном}}/с$

Таблиця 2 – Максимальне відхилення частоти ($|\Delta f|_{\text{max}}$, Гц) в залежності від швидкодії регулятора та ширини зони нечутливості

Зона нечутливості Δf , Гц		$\pm 0,2$	$\pm 0,15$	$\pm 0,1$	$\pm 0,05$	$\pm 0,02$	0
Швидкість зміни регулюючої потужності, $\%P_{\text{ном}}/с$	714	0,202	0,152	0,101	0,051	0,020	0,009
	150	0,207	0,157	0,107	0,054	0,022	0,009
	10	0,321	0,274	0,227	0,168	0,092	0,009
	5	0,490	0,478	0,447	0,397	0,349	0,228

Схожий вплив швидкодії можна відзначити і у випадку присутності зони нечутливості. За недостатньої швидкодії можемо спостерігати різке зростання відхилення частоти, яке пропорційне збільшенню зони нечутливості. Таку поведінку можна пояснити більш пізнім включенням регулятора до корекції регулюючої потужності, що додатково збільшує вимоги до швидкості регулятора. Варто відзначити, що вимоги до швидкості у випадку використання зони нечутливості зростають і вже не обмежуються швидкістю зміни потужності ВЕС.

На базі отриманих даних можна стверджувати, що за умов експерименту, при використанні регулятора, зі швидкістю нижчою, ніж $150\%P_{\text{ном}}/с$, відхилення частоти за межі зони нечутливості будуть незадовільними. Так, з табл. 2 можна побачити, що швидкодія в $10\%P_{\text{ном}}/с$,

якої достатньо для регулювання частоти за відсутності зони нечутливості, за її наявності не забезпечує достатньої точності регулювання частоти.

Також було проаналізовано характер зміни управляючих впливів у процесі регулювання частоти зі зміною зони нечутливості, що наведено на рис. 2 для відрізка часу 0 – 40 с. У випадку відсутності зони нечутливості, регулятор постійно змінює свою потужність, відповідно компенсуючи зміну потужності вітрової електростанції. Введення зони нечутливості змушує регулятор працювати переривчасто, змінюючи потужність лише при виході з зони. Згідно рис. 2 зі збільшенням величини зони нечутливості кількість переключень зменшується, так при значенні зони 0,02 Гц загальна кількість переключень складає 47, а при зоні 0,2 Гц – зменшується до 10.

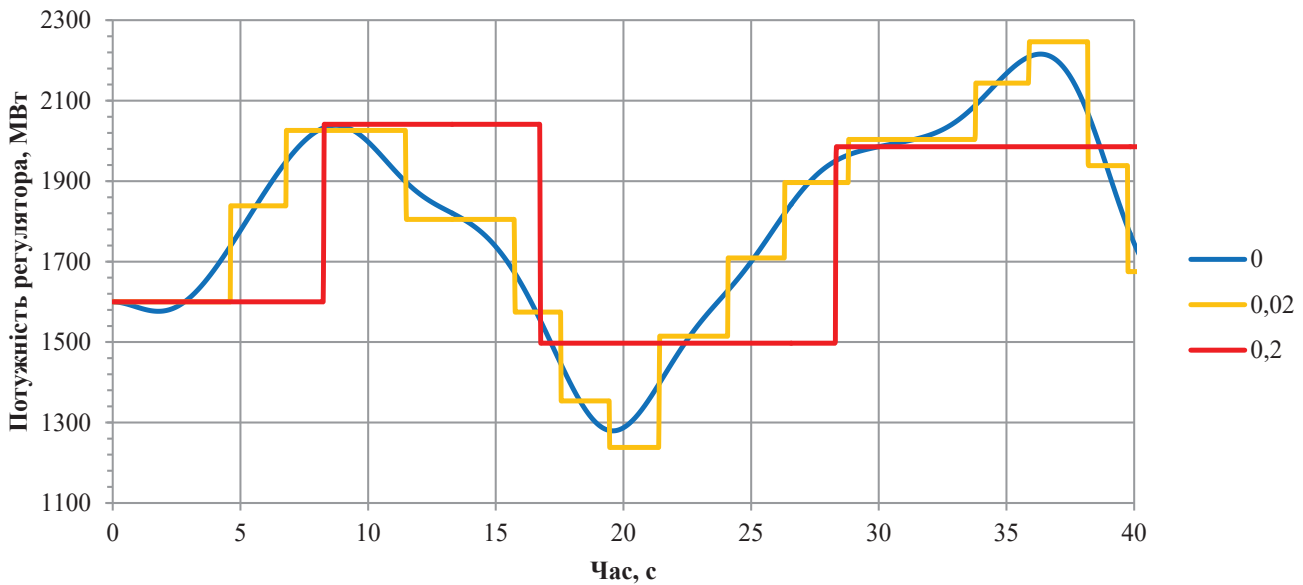


Рисунок 2. Зміна потужності АБ під час регулювання з різними значеннями зони нечутливості регулятора та швидкодією $714\%P_{ном}/с$

ВИСНОВКИ

Для системи зі структурою та параметрами згідно табл. 1 проведені цифрові експерименти надають можливість зробити такі висновки.

1. Максимальне відхилення частоти в системі в процесі регулювання залежить як від ширини зони нечутливості, так і від швидкодії регулятора.

2. Існує гранична швидкодія, за якої максимальне відхилення частоти починає перевищувати модуль ширини зони нечутливості. В наведених експериментах вона становить $150\%P_{ном}/с$.

3. При використанні регулятора з швидкодією, що перевищує граничну, максимальне відхилення частоти практично знаходиться в зоні нечутливості. У разі використання регулятора зі швидкодією, нижчою за граничну, відхилення частоти під час регулювання буде виходити за межі зони нечутливості. Таке зростання збільшиться зі збільшенням ширини зони нечутливості.

1. Renewables 2018: Global Status Report. REN21. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf (дата звернення: 30.08.2018).

2. Визначення граничних обсягів, умов і режимів використання вітрових та сонячних електростанцій у складі об'єднаної енергосистеми України. Звіт про науково-дослідну роботу. ДР № 0113U004085. К.: Інститут загальної енергетики НАН України, 2015. С. 26—30.

3. Electricity and Energy Storage (Updated May 2018). World Nuclear Association. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx> (дата звернення: 01.06.2018).

4. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. № 1(21). С. 5—10.

5. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Дослідження режимів роботи об'єднаних енергосистем з потужними вітровими електростанціями та акумуляторними батареями. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 2(53). С. 15—20. <https://doi.org/10.15407/page2018.02.015>

6. Батарея Tesla стабилизировала энергосеть Австралии, когда отказала угольная ТЭС. URL: https://elektrovesti.net/58153_batareya-tesla-stabilizirovala-energiset-avstralii-kogda-otkazala-ugolnaya-tes (дата звернення: 01.08.2018).

Надійшла до редколегії: 06.09.2018