УДК 621.311.1

С. Л. Андрушко; В. В. Кулик, д-р техн. наук, проф.

МЕТОД АКТИВНОГО ВИЯВЛЕННЯ РЕЖИМУ ЕНЕРГООСТРОВА ДЛЯ ДЖЕРЕЛ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ НА ОСНОВІ ДИСКРЕТНИХ ТЕСТОВИХ ЗБУРЕНЬ

Стаття присвячена розробленню методу активного виявлення режиму енергоострова джерела, що працює у складі мікромережі розосередженого генерування. Актуальність теми обумовлена тим, що переважна більшість відомих активних методів виявлення режиму енергоострова розрахована на інверторні джерела розосередженого генерування й реалізується через модуляцію форми вихідного струму силового перетворювача. Тоді як для синхронних генераторів – основи автономного електропостачання об'єктів критичної інфраструктури в умовах воєнного часу задача побудови активного методу, що діяв би безпосередньо через штатні контури регулювання генератора без додаткових інжекційних пристроїв, залишається розкритою недостатньо. Особливу увагу приділено обґрунтуванню математичної моделі контурів активної та реактивної потужності генератора у формі передавальних функцій, які явно відокремлюють складову, що описує сам генератор, від складової, яка описує зовнішній приєднаний імпеданс мережі. Саме відмінність цих передавальних функцій у паралельному та острівному режимах роботи покладено в основу запропонованого критерію виявлення. Розглянуто принцип формування дискретного тестового збурення двох незалежних каналів регулювання – струму збудження та завдання первинного двигуна, що вводиться в систему періодично й на обмежений час, не змінюючи структуру штатних регуляторів на решту часу роботи генератора. На підставі проведеного аналізу отримано аналітичний вираз для допустимого діапазону амплітуди тестового впливу, який гарантує виявлення режиму енергоострова без хибних спрацювань у паралельній роботі з енергосистемою. Обчислювальним експериментом для турбогенератора потужністю 12 МВт підтверджено практичну здійсненність запропонованого критерію: за фізично реалістичної амплітуди тестового збурення (2 – 5 % від номінальної потужності) забезпечується істотна, майже стократна різниця відгуку частоти генератора між паралельним та острівним режимами роботи, достатня для надійного виявлення острова навіть за близького до нульового небалансу активної й реактивної потужності генератора в момент відокремлення від мережі – найскладнішого випадку для більшості відомих пасивних і активних методів. Результати дослідження мають теоретичне та практичне значення й можуть бути використані під час розроблення й модернізації систем автоматизованого керування розосередженим генеруванням на основі синхронних машин малої та середньої потужності.

Ключові слова:*синхронний генератор, розосереджене генерування, режим енергоострова, виявлення острова, тестове збурення, мікромережа, передавальна функція.*

Вступ

Повномасштабна війна росії проти України спричинила масштабні пошкодження об'єктів генерування та магістральних мереж, що зумовило зростання ролі розосередженого генерування на основі синхронних генераторів малої та середньої потужності (газотурбінних, газопоршневих, гідравлічних установок) як засобу підвищення надійності систем електропостачання критичних об'єктів. Здатність такого генератора автономно живити локальне навантаження мікромережі у разі втрати зв'язку з енергосистемою (перехід в так званий режим енергоострова) є ключовою функціональною вимогою до сучасних систем автоматизованого керування розосередженим генеруванням, оскільки її відсутність зумовлює три взаємопов'язані негативні наслідки.

Практична необхідність своєчасної ідентифікації острівного режиму зумовлена трьома взаємопов'язаними наслідками. По-перше, генератор, що не отримав інформації про відокремлення від мережі, продовжує працювати в режимі підтримання заданої потужності,

не регулюючи частоту й напругу відповідно до потреб локального навантаження, що неминуче спричиняє неконтрольоване відхилення цих параметрів аж до порушення електропостачання відповідальних споживачів мікромережі в режимі енергоострова. По-друге, спроба автоматичного повторного включення знеструмленої, на думку диспетчера енергосистеми, лінії за відсутності інформації про наявність в острові власного джерела, призводить до несинхронного включення – режиму зі значними додатковими електродинамічними та механічними навантаженнями на генератор і його вал, здатними спричинити пошкодження обмотки ротора. По-третє, неідентифікований острів становить загрозу безпеці персоналу, який під час планових чи аварійних робіт на, здавалося б, знеструмленій ділянці мережі може не очікувати наявності напруги від локального джерела.

На відміну від інверторних джерел (фотоелектричних станцій, накопичувачів енергії), для яких видача потужності в мережу опосередкована силовим перетворювачем, синхронний генератор приєднується до мережі безпосередньо, через власне джерело електрорушійної сили та синхронний реактивний опір. Ця конструктивна особливість, з одного боку, забезпечує генератору природну здатність підтримувати частоту й напругу острівної мікромережі за рахунок власної інерції ротора без додаткових алгоритмів емуляції інерційних властивостей мережі (характерних, наприклад, для інверторних джерел), а з іншого – унеможливлює пряме перенесення активних методів виявлення енергоострова, розроблених для інверторних джерел і заснованих на модуляції форми вихідного струму силового перетворювача.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Методи виявлення режиму енергоострова традиційно поділяють на пасивні та активні. Пасивні методи ґрунтуються на безперервному моніторингу параметрів режиму (частоти, напруги, їх похідних) без внесення додаткового впливу на систему. Найпростішими є реле перевищення/пониження частоти та перевищення/пониження напруги (O/UF, O/UV), що виявляють вихід параметрів за межі уставок після відокремлення [1]; стандарти IEEE 1547 та IEC 62116 нормують типові межі такого контролю на рівні 59,3 – 60,5 Гц за частотою та 88 – 110 % за напругою з часом виявлення до 2000 мс [2]. Чутливішим є контроль швидкості зміни частоти (ROCOF) та фазового кута, проте обидва методи мають суттєву спільну ваду – зону нечутливості (non-detectionzone, NDZ). За близького до нульового небалансу активної й реактивної потужності генератора в момент відокремлення зміна контрольованих параметрів виявляється настільки малою, що не перевищує уставок захисту, що підтверджено статистичним аналізом ознак пасивного виявлення для інверторних джерел різних режимів керування [3]. Комбінований пасивний метод, що поєднує кілька реле (перевищення/пониження частоти, ROCOF, швидкості зміни напруги та фазового кута) через логічні схеми І/АБО, перевірений на мікромережі змішаного складу (два синхронні генератори по 2 МВт та фотоелектрична станція через інвертор), дає змогу ідентифікувати режим енергоострова менш ніж за 6 мс без хибних спрацювань за типових неострівних збурень мережі, істотно звужуючи, хоча й не усуваючи повністю, зону нечутливості [4].

Активні методи вносять до системи некероване ззовні тестове збурення, реакція на яке відрізняється залежно від режиму роботи. Метод активного зсуву частоти за Sandia (SandiaFrequencyShift, SFS) з позитивним зворотним зв'язком, коли коефіцієнт спотворення вихідного сигналу зростає пропорційно поточному відхиленню частоти, дає змогу гарантовано виявити острів навіть за нульового небалансу потужності – ціною погіршення якості вихідного струму інвертора в нормальному режимі [5]. Аналогічний за принципом метод активного дрейфу частоти (ActiveFrequencyDrift, AFD) із позитивним зворотним зв'язком забезпечує подібний результат через штучне спотворення форми струму [6]. Спільною рисою обох методів [5, 6] є їх орієнтація на інверторні джерела генерування: тестове збурення реалізується через модуляцію форми вихідного струму силового

перетворювача, що принципово неможливо для синхронного генератора, який не має такого перетворювача в основному контурі видачі потужності.

Окремий, менш поширений напрям активних методів для синхронних генераторів ґрунтується на модифікації штатних контурів регулювання активної та реактивної потужності генератора. До контурів додають компенсатори з позитивним зворотним зв'язком, розраховані за критерієм малого підсилення (smallgaintheorem) так, щоб замкнена система задовольняла умову стійкості в мережевому режимі (норма добутку розімкненого контуру та компенсатора менша за одиницю) і водночас порушувала цю умову одразу після відокремлення від мережі, коли параметри розімкненого контуру змінюються через зникнення зовнішнього еквівалентного імпедансу [7]. Автори підтверджують дієвість підходу навіть за точного балансу генерування й навантаження в момент відокремлення, включно з випадком, коли острівна мікромережа живить істотну частку двигунового навантаження зі значною власною інерцією, що додатково маскує факт відокремлення. Водночас автори прямо зазначають подальшим напрямом досліджень поширення концепції на інші типи джерел розосередженого генерування [7], що підтверджує актуальність задачі, розв'язуваної в wій роботі.

Питання систематизації методів виявлення енергоострова та тенденцій їх розвитку розглянуто в оглядових роботах [8–10]. Зокрема, в [8] запропоновано узагальнену класифікацію методів на чотири групи (пасивні, активні, дистанційні та на основі обчислювального інтелекту) з аналізом понад сотні першоджерел і систематизацією показників швидкодії кожної групи в діапазоні від одиниць мілісекунд до кількох секунд залежно від конкретного методу. У [9] на основі аналізу шести основних груп методів (пасивні локальні, активні, гібридні, дистанційні, на основі обробки сигналів та інтелектуальні) систематизовано вимоги міжнародних стандартів до часу виявлення й показано, що переважна більшість методів вкладається в загальний ліміт часу виявлення 2 с, тоді як окремі національні стандарти вимагають виявлення менш ніж за 0,5 с. Робота [10] констатує стійку тенденцію до ускладнення алгоритмів обробки сигналу (вейвлет-перетворення, нейромережеві класифікатори на основі ознак відбору) для підвищення точності виявлення й скорочення зони нечутливості, однак так само здебільшого в контексті інверторних джерел розосередженого генерування.

Отже, попри значний обсяг досліджень активних методів виявлення енергоострова, для синхронних генераторів, як основи автономного електропостачання об'єктів критичної інфраструктури, залишається невирішеною задача розроблення активного методу, що діяв би безпосередньо через штатні контури регулювання реального генератора, без додаткових інжекційних пристроїв, притаманних інверторним рішенням.

Мета дослідження полягає у розробленні методу активного виявлення режиму енергоострова синхронного генератора мікромережі на основі дискретного тестового збурення штатних контурів регулювання активної та реактивної потужності, вільного від необхідності застосування додаткового інжекційного обладнання, притаманного відомим рішенням для інверторних джерел.

Результати досліджень

Структурну схему формування тестового сигналу для обохконтуріврегулювання наведено на рис. 1.

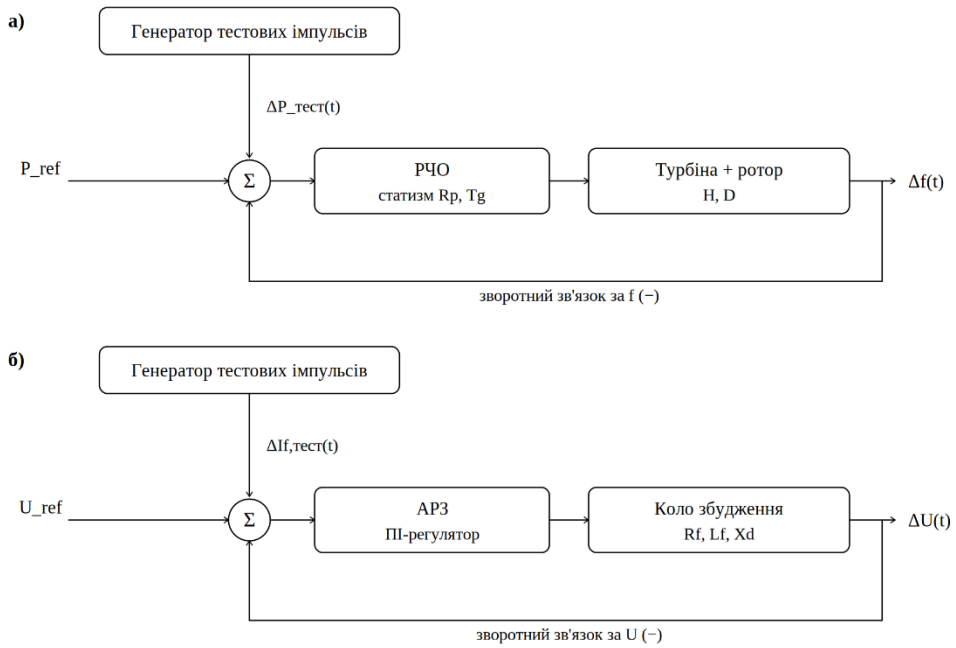


Рис. 1. Структурна схема контуру активної потужності (а) та реактивної потужності (б) з підсумовуючою ланкою для введення тестового сигналу

Синхронний генератор розосередженого генерування розглядається як об'єкт керування з двома незалежними каналами регулювання – активної потужності (частоти), утвореним первинним двигуном і регулятором частоти обертання (РЧО), та реактивної потужності (напруги), утвореним автоматичним регулятором збудження (АРЗ). Електромеханічний перехідний процес ротора генератора описується лінеаризованим рівнянням руху відносно малих відхилень кутової швидкості $\Delta\omega$:

$$\frac{2H}{\omega_0}\cdot\frac{d\Delta\omega}{dt}=\Delta P_m-\Delta P_e-D\cdot\Delta\omega \tag{1}$$

де H – стала інерції генератора, D – коефіцієнт демпфування, ΔP_m – відхилення механічної потужності первинного двигуна, ω_0 – номінальна кутова швидкість. Регулятор частоти обертання з droop-характеристикою (статизм R_p, стала часу сервопривода T_g) формує відхилення механічної потужності залежно від відхилення частоти:

$$\Delta P_m(s)=\frac{1}{1+sT_g}\cdot\left[\Delta P_{ref}(s)-\frac{1}{R_p}\Delta\omega(s)\right] \tag{2}$$

Підставляючи цей вираз у рівняння руху ротора та домножуючи обидві частини на $(1+sT_g)$, щоб позбутися внутрішнього дробу, після групування доданків з $\Delta\omega(s)$ в одній частині рівняння й домноження чисельника й знаменника результату на ω_0 отримуємо передавальну функцію контуру активної потужності:

$$OLTF_p(s)=\frac{\Delta f(s)}{\Delta P_{ref}(s)}=\frac{\omega_0}{2Hs\cdot(1+sT_g)+\omega_0 D\cdot(1+sT_g)+\omega_0/R_p} \tag{3}$$

Аналогічно, контур реактивної потужності утворений пропорційно-інтегральним регулятором АРЗ (коефіцієнти K_p, K_i) та колом обмотки збудження зі сталою часу $T_f = L_f/R_f$ і коефіцієнтом підсилення збудника k_E. Вихідний сигнал регулятора діє на коло збудження через аперіодичну ланку, а відхилення напруги на виводах генератора вважається пропорційним відхиленню електрорушійної сили збудження:

$$\Delta U(s) = \frac{k_E}{1+sT_f} \cdot \frac{K_p s + K_i}{s} \cdot \left[\Delta U_{ref}(s) - \Delta U(s) \right] \tag{4}$$

Розкриваючи дужки, перенісши доданок з $\Delta U(s)$ у ліву частину рівняння та домноживши обидві частини на спільний знаменник $s(1+sT_f)$, отримуємо передавальну функцію контуру реактивної потужності (напруги):

$$OLTF_Q(s) = \frac{\Delta U(s)}{\Delta U_{ref}(s)} = \frac{k_E \cdot (K_p(s) + K_i)}{s \cdot (1+sT_f) + k_E \cdot (K_p(s) + K_i)} \tag{5}$$

Ключова методологічна особливість полягає в тому, що обидва вирази (3) та (5) отримані за умови нульового обміну потужністю із зовнішньою мережею – тобто описують реакцію самого генератора. Реальна ж передавальна функція визначається паралельним з'єднанням генератора із зовнішнім еквівалентним елементом мережі, параметри якого приймають принципово різні значення залежно від режиму роботи мікромережі: у паралельному режимі – це потужність короткого замикання енергосистеми $S_{КЗ}$ у точці приєднання, у режимі енергоострова – сумарна потужність місцевого навантаження. Оскільки $S_{КЗ}$ значно перевищує потужність місцевого навантаження, справедливе співвідношення $R_{мережі} \ll R_{навант}$ для еквівалентних статизмів обох випадків, звідки для передавальної функції контуру активної потужності отримуємо два явно відмінні вирази для паралельного та острівного режимів:

$$OLTF_{p,MEP}(s) = \frac{\omega_0}{2Hs(1+sT_g) + \omega_0(1+sT_g)(D + 1/R_{мереж}) + \omega_0/R_p} \tag{6}$$

$$OLTF_{p,OCT}(s) = \frac{\omega_0}{2Hs(1+sT_g) + \omega_0(1+sT_g)(D + 1/R_{навант}) + \omega_0/R_p} \tag{7}$$

причому $\left|OLTF_{p,MEP}(j\omega)\right| \square \left|OLTF_{p,OCT}(j\omega)\right|$ для будь-якої ненульової частоти ω – саме ця нерівність є математичною основою запропонованого методу.

До штатного завдання обох контурів регулювання додається дискретний, обмежений у часі тестовий сигнал з періодом повторення T_n і тривалістю одного циклу τ, набагато меншою за T_n:

$$\Delta P_{тест}(t) = \Delta P_0 \cdot rect\tau(t) \cdot \cos(\omega_{тест} \cdot t) \tag{8}$$

$$\Delta I_{f,тест}(t) = \Delta I_{f,0} \cdot rect\tau(t) \cdot \cos(\omega_{тест} \cdot t) \tag{9}$$

де ΔP_0, $\Delta I_{f,0}$ – базові амплітуди тестових впливів (орієнтовно 2 – 5 % від номінальних значень), ω_{test} – кругова частота тестового сигналу, обрана в діапазоні, що істотно перевищує частоту механічного резонансу валопроводу й водночас істотно менша за частоти електромагнітних субперехідних процесів у демпферних контурах ротора. На відміну від підходу [7], де позитивний зворотний зв'язок вводиться в контури регулювання неперервно, стаючи невід'ємною частиною їх структури на весь час роботи, запропонований метод передбачає тимчасове, дискретне введення тестового сигналу, що не змінює структуру регулятора поза межами інтервалу τ.

Критерій виявлення режиму енергоострова формулюється як перевищення відгуком заздалегідь заданої уставки спрямованого частотного захисту одночасно з умовою відсутності хибного спрацювання в паралельному режимі:

$$\Delta P_0 \cdot \left| OLTF_{p,OCT}(j\omega_{тест}) \right| \geq \Delta f_{уст} \tag{10}$$

$$\Delta P_0 \cdot \left| OLTF_{p,MEP}(j\omega_{тест}) \right| < \Delta f_{уст} \tag{11}$$

Розв'язуючи систему нерівностей (10) та (11) відносно ΔP_0, отримуємо робочий діапазон допустимих значень амплітуди тестового збурення:

$$\frac{\Delta f_{уст}}{\left| OLTF_{p,OCT}(j\omega_{тест}) \right|} \leq \Delta P_0 < \frac{\Delta f_{уст}}{\left| OLTF_{p,MEP}(j\omega_{тест}) \right|} \tag{12}$$

Виконання нерівності (12) забезпечується співвідношенням:

$$\left| OLTF_{p,MEP}(j\omega) \right| \square \left| OLTF_{p,OCT}(j\omega) \right| \tag{13}$$

Підстановка явних виразів (6), (7) показує, що відношення верхньої межі до нижньої дорівнює:

$$\left| OLTF_{p,OCT}(j\omega) \right| / \left| OLTF_{p,MEP}(j\omega) \right| \tag{14}$$

і визначається відношенням $R_{навант}/R_{мереж}$ у знаменниках цих виразів, тобто відношенням сумарної потужності місцевого навантаження до потужності короткого замикання енергосистеми в точці приєднання. Для розподільних мереж це відношення становить 10^{-2}-10^{-3}, тому діапазон допустимих значень ΔP_0 перекриває два-три порядки. Отримане в обчислювальному експерименті значення (85 разів) узгоджується з цією оцінкою.

Для контуру реактивної потужності критерій формулюється аналогічно на основі виразу (5) з підстановкою відповідних значень зовнішнього імпедансу мережі. Роль відношення $R_{мереж}/R_{навант}$ у цьому випадку виконує відношення еквівалентних імпедансів $Z_{мереж}/Z_{навант}$, які визначаються через потужність короткого замикання та сумарну потужність навантаження відповідно.

Обчислювальний експеримент. Для перевірки практичної оцінки критерію (12) проведено обчислювальний експеримент для типового турбогенератора середньої потужності із паспортними даними: $P_{ном}$ = 12 МВт, H = 3 с, D = 1,5 (в. о.), R_p = 0,04 (4 %), T_g = 0,25 с, ω_0 = 314 рад/с. Потужність короткого замикання енергосистеми в точці приєднання прийнято $S_{КЗ}$ = 250 МВА (типове значення для приєднання об'єкта такої потужності до мережі 35 кВ), сумарна потужність місцевого навантаження острівної ділянки – 4 МВт. Частоту тестового сигналу обрано $\omega_{test} = 2\pi \cdot 5$ рад/с (5 Гц) – відповідно до умови (8), істотно нижче частот електромагнітних субперехідних процесів і водночас поза діапазоном найнижчих торсійних резонансів типового валопроводу турбоагрегату такого класу потужності.

За наведеними параметрами модуль передавальної функції (7) для острівного режиму на частоті ω_{test} становить приблизно 1,8х10^{-2}Гц/МВт, тоді як модуль передавальної функції (6) для паралельного режиму на тій самій частоті – приблизно 2,1х10^{-4}Гц/МВт, тобто відгук частоти в острівному режимі приблизно у 85 разів перевищує відгук у паралельному режимі за тієї самої амплітуди тестового впливу. Приймаючи типову уставку спрямованого частотного захисту $\Delta f_{уставка}$ = 0,1 Гц, з (12) отримуємо робочий діапазон допустимої амплітуди тестового збурення потужності приблизно 5,6 МВт ≤ ΔP_0<476 МВт. Оскільки верхня межа діапазону на два порядки перевищує номінальну потужність генератора, а нижня межа (5,6 МВт), хоч і менша за номінал, усе одно на порядок перевищує допустимий рівень тестового збурення, реалістичний діапазон визначається не стільки формальним розв'язком (12), скільки обмеженням на допустиму глибину модуляції потужності з

міркувань якості перехідного процесу (орієнтовно 2 – 5 % від номіналу, тобто 0,24 – 0,6 МВт для розглянутого генератора.

Результати розрахунку відгуку частоти за різних амплітуд тестового збурення в межах цього діапазону наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Амплітуда ΔP_0, % $P_{ном}$	ΔP_0, МВт	Відгук Δf, острівний режим, Гц	Відгук Δf, паралельний режим, Гц
2	0,24	0,0043	0,00005
3	0,36	0,0065	0,00008
4	0,48	0,0086	0,00010
5	0,60	0,0108	0,00013

Наведені в табл. 1 значення відгуку в режимі енергоострова за реалістичних амплітуд тестового збурення (0,0043 – 0,0108 Гц) не перевищують прийняту уставку спрямованого частотного захисту 0,1 Гц у межах одного окремого тестового імпульсу. Це пояснюється тим, що в табл. 1 наведено відгук на одиничний тестовий імпульс без урахування накопичення за кілька періодів повторення T_n, тоді як практична реалізація методу передбачає, як зазначено у формулах (8), (9), періодичне повторення тестового впливу з подальшим синхронним детектуванням і усередненням відгуку за кілька циклів. Це підвищує ефективне співвідношення сигнал/шум й дає змогу впевнено виявляти острівний режим навіть за відгуку, що не перевищує уставку в межах одного окремого циклу. Кількісне обґрунтування необхідної кількості циклів усереднення для гарантованого виявлення за заданої завадостійкості є предметом окремого дослідження.

Важливим практичним фактором є вибір частоти тестового сигналу $\omega_{тест}$. Занижена частота (близька до нуля) наближає тестовий вплив до ступінчастого збурення, для якого складніше відокремити відгук від природних збурень навантаження мережі. Надто висока частота ризикує створити механічний резонанс валопроводу турбоагрегату (типово в діапазоні кількох десятків герц) або вийти за межі частот, для яких коректна прийнята в (1) – (4) лінеаризована модель. Обраний у цьому дослідженні орієнтир $\omega_{тест}$ = 5 Гц лежить у проміжному, безпечному діапазоні, що підтверджується відсутністю відомих випадків торсійних резонансів турбоагрегатів такого класу потужності на цій частоті.

Проаналізовано також чутливість отриманого результату до варіації паспортних параметрів генератора в межах, типових для турбогенераторів малої й середньої потужності. Зниження сталої інерції H з 3 до 2 с (характерне для агрегатів з відносно легшим ротором) збільшує модуль передавальної функції (7) приблизно на 30 – 40 % на розглянутій тестовій частоті, що додатково підвищує чутливість методу; збільшення коефіцієнта демпфування D, навпаки, дещо знижує модуль обох передавальних функцій (6) і (7) пропорційно, практично не змінюючи їх співвідношення, а отже й ефективність розрізнення режимів. Зміна статизму регулятора R_p в межах, типових для промислових турбогенераторів (3 – 5 %), впливає переважно на усталене (низькочастотне) значення передавальних функцій і практично не позначається на їх співвідношенні на обраній тестовій частоті $\omega_{тест}$ = 5 Гц, оскільки на цій частоті знаменник (6), (7) формується переважно інерційними складовими $(2Hs)$, тоді як внесок статичного доданка ω_0/R_p є незначним. Відповідно, чутливість критерію до похибки визначення статизму регулятора залишається низькою, що важливо з практичного погляду: цей параметр зазвичай відомий лише орієнтовно, за паспортними даними турбіни.

Практична реалізація запропонованого методу не потребує розроблення принципово нового обладнання, оскільки спирається на технічні можливості, які вже з'явилися в системах регулювання турбогенераторів у процесі їх модернізації. Традиційні гідравліко-механічні системи регулювання, якими досі оснащена значна частина турбоагрегатів малої та середньої потужності, формують керувальний вплив через механічний вимірювач частоти обертання, золотникові розподільники та гідравлічний сервомотор регулювальних клапанів (рис. 2, *а*).



Рис. 2. Гідравліко-механічний блок регулювання (турбіна потужністю 6 МВт (а) та електро-механічнийсервопривод (турбіна потужністю 4 МВт (б)

Такій структурі властиві люфт кінематичних ланок, зона нечутливості та гістерезис витратної характеристики золотника, що обмежує мінімальну відтворювану амплітуду керувального впливу і, відповідно, ускладнює формування низькоамплітудного тестового збурення ΔP_0.

Останніми роками поширення набуває заміна гідравліко-механічного блока регулювання електромеханічним приводом із кроковим або синхронним (серво-) двигуном, який діє на той самий важільний механізм керування турбіною (рис. 2, *б*). Сервопривод із вбудованим датчиком положення утворює замкнений контур позиційного регулювання, завдяки чому дискретність і повторюваність переміщення штока визначаються роздільною здатністю енкодера приводу, а не механічними властивостями золотникової пари. Це підвищує точність відпрацювання завдання за зворотним зв'язком щонайменше на порядок і, що принципово для запропонованого методу, робить фізично реалізованим періодичне накладення малого приросту завдання потужності без помітного впливу на якість регулювання в нормальному режимі.

Висновки

Розроблено метод активного виявлення режиму енергоострова синхронного генератора мікромережі на основі дискретного двоканального тестового збурення струму збудження та завдання первинного двигуна. На відміну від відомих активних методів, розрахованих на інверторні джерела, метод діє безпосередньо через штатні контури регулювання реального синхронного генератора. Отримано аналітичний критерій виявлення (10) – (11) та вираз (12) для допустимого діапазону амплітуди тестового впливу. Показано, що за виконання

характерної для реальних мереж умови, істотного перевищення потужності короткого замикання енергосистеми над сумарною потужністю місцевого навантаження, цей діапазон завжди існує, тобто його нижня межа гарантовано менша за верхню. Обчислювальним експериментом для генератора потужністю 12 МВт підтверджено, що за амплітуди тестового збурення 2 – 5 % від номінальної потужності забезпечується майже стократна різниця відгуку частоти між паралельним та острівним режимами роботи, достатня для надійного виявлення острова навіть за близького до нульового небалансу потужності генератора в момент відокремлення від мережі – найскладнішого випадку для більшості відомих пасивних і активних методів.

Показано, що практична реалізованість запропонованого методу істотно залежить від типу приводу регулювального органу первинного двигуна. Традиційний гідравліко-механічний блок регулювання внаслідок притаманних йому люфту кінематичних ланок, зони нечутливості та гістерезису витратної характеристики золотника обмежує мінімальну відтворювану амплітуду керувального впливу, що ускладнює фізичне формування низькоамплітудного тестового збурення ΔP_0, розрахованого за критерієм (12). Натомість заміна такого блока електромеханічним приводом із замкненим контуром позиційного регулювання за сигналом енкодера підвищує точність і повторюваність відпрацювання малих переміщень регулювального органа щонайменше на порядок, знімаючи цим самим основне апаратне обмеження на шляху практичного впровадження методу. Це дає підстави розглядати турбоагрегати, модернізовані заміною гідравліко-механічного регулятора на електромеханічний привід, як найбільш придатний і, ймовірно, першочерговий об'єкт для практичної реалізації запропонованого критерію виявлення режиму енергоострова.

Перспективою подальших досліджень є експериментальна перевірка запропонованого методу на фізичній моделі синхронного генератора з електромеханічним приводом регулювального органа, кількісне визначення мінімальної відтворюваної амплітуди тестового збурення для типових гідравліко-механічних регуляторів турбін різної потужності, а також дослідження впливу двигунового навантаження острівної мікромережі на чутливість критерію виявлення.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Local and Remote Techniques for Islanding Detection in Distributed Generators. Distributed Generation / C. Trujillo et al. *IntechOpen*, 2010. P. 119–140. DOI: 10.5772/8883.

2. IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. [Approved 2018-02-15]. New York : IEEE, 2018. 138 p.

3. Bansal Y., Sodhi R. A Statistical Features Based Generic Passive Islanding Detection Scheme for IIDGs System. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2021. Vol. 37, №4. P. 3176–3188.

4. An Effective Passive Islanding Detection Algorithm for Distributed Generations / A. Abyaz et al. *Energies*. 2019. Vol. 12, №16. P. 3160. DOI: 10.3390/en12163160.

5. Hatata A. Y., Abd-Raboh E. H., Sedhom B. E. Proposed Sandia frequency shift for anti-islanding detection method based on artificial immune system. *Alexandria Engineering Journal*. 2018. Vol. 57, №1. P. 235–245.

6. Al-Maitah K. Adaptive Active Frequency Drift Islanding Detection Method for Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Jordan Journal of Energy*. 2023. Vol. 1, No 2. P. 81–92. DOI: 10.35682/jje.v1i2.719.

7. Islanding Detection of Synchronous Distributed Generator Based on the Active and Reactive Power Control Loops / R. Zamani et al. *Energies*. 2018. Vol. 11, №10. P. 2819. DOI: 10.3390/en11102819.

8. Manikonda S. K. G., Gaonkar D. N. Islanding detection methods of distributed generation in interconnected power systems: A review. *IET Smart Grid*. 2019. Vol. 2, №1. P. 11–24. DOI: 10.1049/iet-stg.2018.0096.

9. Sarhan M. A. An Extensive Review and Analysis of Islanding Detection Techniques in DG Systems Connected to Power Grids. *Energies*. 2023. Vol. 16, №9. P. 3678. DOI: 10.3390/en16093678.

10. Hussain A., Kim C.-H., Mehdi A. A Comprehensive Review of Intelligent Islanding Schemes and Feature Selection Techniques for Distributed Generation System. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 146603–146624. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3123382.

Стаття надійшла до редакції 11.09.2026.
Стаття пройшла рецензування 16.09.2026.
Стаття опублікована 30.09.2026.

Андрушко Станіслав Леонідович – аспірант кафедри електричних станцій та систем, факультет електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, головний інженер ТОВ «Поділлятехналадка» м. Вінниця, ORCID : 0009-0001-7846-517X, e-mail : stanislav.andrushko@gmail.com.

Кулик Володимир Володимирович – д-р техн. наук, доцент кафедри електричних станцій та систем, ORCID : 0000-0002-7594-5661, e-mail : volodymyrvkulyk@gmail.com.

Вінницький національний технічний університет.