

ТУГАЙ ЮРІЙ ІВАНОВИЧ – доктор технічних наук, старший науковий співробітник, провідний науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0704-1863>; e-mail: tugai@gmail.com.

ШЕВЧУК ВІТАЛІЙ ВАДИМОВИЧ – доктор філософії (PhD), науковий співробітник відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0535-2630>; e-mail: vshevchuk1603@gmail.com.

КУЧАНСЬКИЙ ВЛАДИСЛАВ ВОЛОДИМИРОВИЧ ✉ – доктор технічних наук, старший дослідник, завідувач відділу оптимізації систем електропостачання, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8648-7942>; e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com.

ПРОБЛЕМИ ІНЕРЦІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ІНВЕРТОРНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРАЦІЇ

Масштабна інтеграція інверторно-орієнтованих відновлюваних джерел енергії суттєво змінює динамічні властивості сучасних електроенергетичних систем, насамперед через зменшення їх еквівалентної інерційності. В умовах низької інерції навіть помірні збурення активної потужності можуть призводити до значних відхилень частоти, зростання швидкості її зміни та втрати синхронності між окремими підсистемами. У статті досліджено проблему зниження інерційності енергосистем із високою часткою відновлюваної генерації та проаналізовано сучасні підходи до її компенсації на основі керування інверторами з формуванням мережі. Основну увагу приділено математичному моделюванню інвертора з керуванням типу віртуального синхронного генератора, яке базується на рівнянні коливань синхронного генератора та забезпечує формування власної частоти й фази без використання фазового автопідстроювання частоти. Показано, що такий підхід формування мережі дозволяє відтворити інерційні та демпфувальні властивості синхронних машин і суттєво підвищує частотну стійкість у слабких мережах. Запропоновано розширення моделі шляхом інтеграції системи зберігання енергії, яка забезпечує швидкодію інерційну та первинну частотну підтримку. Виконано порівняльний аналіз підходів фазового підлаштування частоти, віртуального синхронного генератора та віртуального синхронного генератора+систем накопичення енергії з точки зору їх здатності обмежувати зростання швидкості зміни відхилень частоти, підвищувати частотний надир і скорочувати час відновлення частоти. Практичну значущість результатів підтверджено аналізом масштабної системної аварії на Іберійському півострові у 2025 році, яка продемонструвала вразливість низькоінерційних енергосистем. Отримані результати свідчать, що інвертори формування мережі з віртуальною інерцією та накопичувачами енергії є необхідним функціональним елементом для забезпечення надійної роботи майбутніх енергосистем з високим рівнем інтеграції відновлюваної генерації.

Ключові слова: інерційність системи; віртуальна інерція; відновлювана енергетика; частотна стабільність; інверторні джерела.

Вступ. Швидке зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є одним із ключових чинників трансформації сучасних електроенергетичних систем. Інтеграція сонячної та вітрової генерації, що переважно підключається до мережі через силову електроніку, призводить до поступового витиснення традиційних синхронних генераторів. У результаті змінюється фундаментальна динаміка енергосистеми: зменшується еквівалентна інерційність, скорочується час реакції на збурення та зростає чутливість частотного режиму до раптових змін активної потужності [1].

Сучасні огляди та систематизації підкреслюють, що перехід до інверторно-домінованої генерації робить проблему частотної стійкості центральною, а традиційні припущення щодо «природної» інерційної підтримки стають дедалі менш справедливими [2]. Одним із ключових наслідків є зростання швидкості зміни частоти (ЗШЗЧ) та погіршення частотного надиру при тих самих величинах збурень, що істотно ускладнює роботу первинного регулювання та захистів [1, 2].

У відповідь на зазначені виклики інтенсивно розвиваються підходи до відтворення інерційної реакції засобами силової електроніки, зокрема через реалізацію віртуальна асинхронна електрична машина/віртуальний

синхронний генератор (ВАЕМ/ВСГ) у керуванні інвертором. Практичні архітектури ВАЕМ для інверторів розподіленої генерації та їх переваги над класичним керуванням із фазового автопідстроювання частоти (ФАЧ) детально розглянуті в [3]. Принципи віртуальної синхронної машини/генератора (ВСМ/ВСГ), питання налаштування віртуальної інерції та демпфування, а також практичні аспекти застосування в інверторно-домінованих мережах узагальнені в [4]. Окремо виділяється концепція синхронного інвертора, яка відтворює поведінку синхронного генератора в інверторі та забезпечує інтуїтивно зрозумілу електромеханічну аналогію для системного аналізу [5].

Поряд із розвитком алгоритмів формування мережі, у літературі наголошується на системних наслідках зменшення інерції та зростанні вимог до оперативної гнучкості енергосистеми. Зокрема, показано, що за низької інерційності традиційні механізми балансування можуть не встигати компенсувати швидкі частотні зміни, що підвищує ризики нестійкості та аварійних відключень [6]. Фундаментальні виклики низько інерційних систем – включно з ЗШЗЧ, скороченням часу до критичних частот і взаємодією контурів керування – сформульовані в [7]. Додатково, критичною стає

© Ю. І. Тугай, В. В. Шевчук, В. В. Кучанський, 2026



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

проблема системної живучості і стійкості інверторів у низько інерційних електричних мережах, де параметричні невизначеності мережі та обмеження перетворювачів можуть визначати характер перехідних процесів [8].

Окремий практичний напрям пов'язаний із частотною підтримкою вітроенергетики та ВДЕ загалом. Показано, що глибоке керування інерційністю/частотою для вітрових електростанцій здатне знижувати ЗШЗЧ і покращувати частотний надир, проте вимагає узгодження з енергетичним ресурсом і обмеженнями силової електроніки [9]. Узагальнюючі огляди підтверджують зростання ролі синтетичної інерції та швидкодіючих ресурсів у енергосистемах зі суттєвою часткою відновлюваних джерел енергії, а також підкреслюють доцільність інтеграції накопичувачів енергії для частотної підтримки [10].

Актуальність проблеми підтверджується й аналізом реальних системних подій. Зокрема, технічний звіт ENTSO-E щодо масштабної аварії на Іберійському півострові 28 квітня 2025 року підкреслює вразливість низько інерційних мереж до швидких збурень і складних взаємодій керувань інверторних джерел [11]. На цьому тлі простежується чіткий тренд до формалізації вимог щодо формування мереж зі здатністю модулів енергетичного парку на рівні ENTSO-E: перший проміжний технічний звіт 2024 року визначає базові очікування та підходи до верифікації таких функцій [12], а подальші матеріали робочих груп уточнюють контекст змін до вимог мережевого кодексу до підключення генераторів до мережі та гармонізації вимог до підключення генераторів до мережі [13]. Друга фаза технічного звіту 2025 року розглядається як наступний крок із технічним підґрунтям для впровадження вимог формування мережі у ширшій регуляторній рамці [14]. З урахуванням наведеного, зростає потреба в комплексному викладі, який поєднує математичну модель інвертора формування мережі з віртуальною інерцією, інженерні висновки щодо роботи в низько інерційних мережах і системні показники частотної стійкості (ЗШЗЧ, надир, час відновлення), а також узгоджується з практикою балансування частоти та відповідними сервісами для вітрової генерації [15].

Метою статті є аналіз проблеми зниження інерційності в електроенергетичних системах із високою часткою інверторно-орієнтованої генерації та дослідження можливостей її компенсації за допомогою інверторів з віртуальною інерцією та інтеграцією систем накопичення енергії (СНЕ). У роботі розглянуто математичну модель інвертора на основі рівняння коливань і виконано порівняння підходів ФАЧ або ВСГ або ВСГ+СНЕ за показниками ЗШЗЧ, частотного надиру та перехідної стійкості, з урахуванням сучасних наукових результатів і регуляторних тенденцій.

Виклад основного матеріалу. Урок аварії Іберійській енергосистемі полягає в тому, що інверторні джерела мають потенціал виконувати інерційні функції, якщо їхнє керування побудоване на

адекватних моделях віртуальної динаміки. Розвиток таких алгоритмів відкриває шлях до формування шару штучної інерції, який діє в часових масштабах менше 1 с і підтримує стабільність системи до того, як спрацюють традиційні регулятори частоти. Іспанська аварія 2025 р. стала показовим прикладом вразливості низькоінерційних систем та підтвердила потребу у впровадженні віртуальної інерції як невід'ємної функції інверторних джерел. Відтворення інерційної реакції у швидкодіючих інверторах дозволяє зменшити швидкість зміни частоти, забезпечити плавний перехід режимів та уникнути лавиноподібних відключень, подібних до тих, що призвели до іберійського блекауту.

Для української енергосистеми, що також має обмежене міжсистемне з'єднання з ENTSO-E та зростаючу частку ВДЕ, цей досвід є надзвичайно цінним у контексті майбутнього впровадження технологій формування мережі/ВСГ для контролю в енергосистемах з СНЕ і вітро-сонячних станціях. Аналіз показує, що навіть обмежене впровадження інверторів із функцією віртуальної інерції може істотно зменшити амплітуду коливань частоти. У табл. 1 наведено порівняння ключових характеристик класичної та віртуальної інерції, що демонструє відмінності між механічною та алгоритмічною реалізацією інерційної реакції.

Віртуальна інерція дозволяє компенсувати зменшення природної інерції енергосистеми при високій частці ВДЕ. Вона реалізується через інвертори GFL (Grid-Following Inverter), що «слідують за мережею», синхронізуючись із нею, а GFM (Grid-Forming Inverter), що «формують мережу» із вбудованими системами накопичення енергії, забезпечуючи підтримку частоти та напруги. Хоча стратегії керування здебільшого застосовуються у трифазних мережах, дослідження підтверджують їхню ефективність і в однофазних розподільчих системах, де реалізація рівняння коливань дозволяє емулювати інерційні властивості генераторів. У сучасних вітроелектростанціях зі змінною швидкістю інвертори зі зворотними перетворювачами активно використовують віртуальну інерцію для підвищення стійкості системи. Таким чином, поєднання ВДЕ, акумуляторів та інтелектуальних алгоритмів формує мікромережі, здатні працювати як автономно, так і у складі об'єднаної енергосистеми.

Оскільки системи відновлюваної енергетики здебільшого функціонують через багатоетапне перетворення змінного та постійного струму, сучасні енергомережі вже містять велику кількість інверторів. Це призводить до зменшення природної інерції системи [6]. Одним із практичних шляхів розв'язання проблеми є програмування інверторів так, щоб вони імітували роботу синхронних генераторів. Перші підходи до цього ґрунтувалися на відтворенні характеристик індукційних машин, оскільки вони вже традиційно використовували залежність між крутним моментом і швидкістю, що дозволяло підтримувати стабільність мережі, використовуючи наявне обладнання більшості ВДЕ-установок.

Таблиця 1 – Порівняння класичної та віртуальної інерції в електроенергетичних системах

| Критерій | Класична інерція (синхронні генератори) | Віртуальна інерція (інвертори ВДЕ) |
|-------------------------|---|---|
| Джерело інерції | Механічна енергія, накопичена у масі ротора | Алгоритмічна імітація динаміки генератора через керування інвертором |
| Час реакції | Відносно повільний (механічні процеси) | Дуже швидкий (мілісекунди), обмежується швидкістю контролера |
| Регулювання параметрів | Фіксоване значення інерції, залежне від фізичних характеристик машини | Гнучке налаштування параметрів інерції (віртуальна маса, демпфування) |
| Вплив на RoCoF | Природне обмеження темпу зміни частоти | Може адаптивно налаштовуватися для пригнічення ЗПЗЧ |
| Сумісність із мережею | Органічна частина системи, працює автономно | Потребує алгоритмів керування (синхронний інвертор, ВСГ, GFM/GFL) |
| Можливість інтеграції | Не потребує додаткового обладнання | Реалізується у ВДЕ через інвертори та системи зберігання енергії |
| Обмеження | Втрачається зі зменшенням частки синхронних генераторів | Залежить від налаштування алгоритмів та наявності накопичувачів енергії |
| Роль у сучасних мережах | Традиційна основа стабільності частоти | Ключова допоміжна послуга в умовах високого проникнення ВДЕ |

Перший підхід фундаментально спирається на рівняння коливань, яке описує динаміку ротора синхронного генератора у відповідь на дисбаланс між механічною вхідною та електричною вихідною потужністю. Таким чином інвертор здатний відтворювати поведінку синхронної машини й забезпечувати віртуальну інерцію. Одним із перших методів цього класу став синхроінвертором, що реалізує інверторну систему, яка емулює синхронний генератор. Оскільки у глобальній енергетиці все ще переважають синхронні машини на базі теплових електростанцій, такий підхід спрощує інтеграцію інверторів у мережу: система сприймає їх як ще один синхронний блок. Архітектура синхроінвертора передбачає, що інвертор постачає потужність, а вбудований контролер відтворює електромеханічну динаміку.

У роботі запропоновано вдосконалене керування ВСГ як новий метод керування мікромережею без використання каналів зв'язку. Регулятор реактивного опору статора розроблено на основі аналізу моделі у просторі станів, що забезпечує підвищення демпфування активної потужності та коректний розподіл перехідної активної потужності. Крім того, запропоновано нову стратегію керування реактивною потужністю без зв'язку, засновану на інверсному законі просадки напруги (*VQ-droop*) та оцінці напруги загальної шини змінного струму. Такий підхід дозволяє досягти точного розподілу реактивної потужності, стійкого як до змін активного навантаження, так і до невідповідності параметрів лінійного імпедансу

Математична модель інвертора з формуванням мережі з віртуальною інерцією та її значення для електроенергетичних систем із низькою інерційністю. Масштабна інтеграція інверторно-орієнтованих відновлюваних джерел енергії докорінно змінює динамічні властивості сучасних електроенергетичних систем, насамперед через істотне зменшення їх еквівалентної інерції. В

таких умовах традиційна парадигма регулювання частоти, що базується на динаміці синхронних генераторів, стає дедалі менш ефективною, особливо в слабких електричних мережах та за наявності великих збурень. Для розв'язання цієї проблеми в роботі застосовано стратегію керування з формуванням мережі реалізовану на основі концепції віртуального синхронного генератора, яка дозволяє інверторним джерелам активно брати участь у формуванні та стабілізації частоти.

Розглянуто трифазний інвертор, підключений до електричної мережі через фільтр типу L_f-R_f , який працює в режимі формування мережі та самостійно генерує напругу, частоту і фазу без використання ФАЧ. Математична модель сформульована в синхронній системі координат d_q , пов'язаній із внутрішнім кутом інвертора $\theta = \delta_v$. На відміну від керування типу слідування за мережею, цей кут не задається мережею, а формується динамічно самим контролером, що є принципово важливим для забезпечення стійкої роботи в умовах низького відношення короткого замикання.

Електрична динаміка взаємодії інвертора з мережею описується рівняннями фільтра у координатах d_q , тоді як активна та реактивна потужності визначаються за стандартними миттєвими співвідношеннями та підлягають фільтрації для усунення високочастотних складових. Ключовим елементом керування з формуванням мережі є реалізація рівняння коливань, яке відтворює електромеханічну динаміку синхронного генератора. Внутрішня частота інвертора визначається рівнянням

$$2H_v \dot{\omega}_v = P^* - P_f - D_v(\omega_v - \omega_0), \quad (1)$$

де H_v – коефіцієнт віртуальної інерції,
 D_v – коефіцієнт віртуального демпфування,
 P^* – завдання активної потужності,
 ω_0 – номінальна частота системи. Кут напруги інвертора отримується шляхом інтегрування

внутрішньої частоти відповідно до співвідношення $\dot{\theta} = \omega_0$, що забезпечує синхронізацію без ФАЧ.

Такий підхід дозволяє інвертору формувати інерційну реакцію в перші сотні мілісекунд після збурення, тобто в критичному часовому інтервалі, необхідному для обмеження швидкості зміни частоти ЗШЗЧ та запобігання глибоким частотним провалам. На відміну від керування типу слідуванням за мережею, де частотна підтримка є опосередкованою та запізненою, запропонований підхід забезпечує безпосередню фізичну аналогію з динамікою синхронної машини.

Первинне регулювання частоти та розподіл навантаження між декількома джерелами реалізуються за допомогою законів статичного регулювання у випадку зниження частоти, які пов'язують частоту з активною потужністю, а напругу – з реактивною потужністю. Додатково в модель введено віртуальний імпеданс, який підвищує демпфування, зменшує циркуляційні струми та покращує стійкість до змін параметрів мережі, що є особливо актуальним для розгалужених або слабких мереж передачі.

Для подальшого підвищення частотної стійкості в структуру керування СНЕ, яка забезпечує комбіновану інерційну та первинну частотну підтримку. Акумуляторна система дозволяє здійснювати швидку ін'єкцію або поглинання активної потужності, пропорційну як відхиленню частоти, так і швидкості її зміни. Така багаторівнева реакція істотно підвищує здатність системи протидіяти значним дисбалансам потужності без спрацювання аварійних захистів.

Практична значущість запропонованої математичної моделі підтверджується аналізом масштабної системної аварії, що сталася на Іберійському півострові у квітні 2025 року. Під час цієї події еквівалентна інерція енергосистеми знизилася до критично низького рівня, тоді як частка інверторної генерації перевищила дві третини загального виробництва. Висока швидкість зміни частоти призвела до лавиноподібного відключення фотоелектричних електростанцій та втрати синхронності між регіональними підсистемами. З позиції представленої моделі така поведінка є прямим наслідком недостатньої інерційної реакції у початковій фазі збурення, коли традиційні механізми первинного регулювання не встигають спрацювати.

Аналітична оцінка на основі запропонованого підходу свідчить, що навіть часткове впровадження інверторів з формуванням мережі та коефіцієнтом віртуальної інерції в діапазоні 2–6 с здатне істотно знизити ЗШЗЧ та підвищити частотний надир, тим самим збільшуючи доступний час для залучення резервів первинного регулювання. Поєднання такого керування з акумуляторними системами зберігання енергії додатково посилює інерційну та демпфувальну реакцію системи, зменшуючи ймовірність каскадних відключень і фрагментації мережі.

Отже, запропонована математична модель не лише забезпечує узгоджену основу для моделювання електромагнітних перехідних процесів в середовищах PSCAD/EMTDC та MATLAB/Simulink, але й надає

фізично обґрунтоване пояснення причин і механізмів розвитку реальних аварій у низькоінерційних енергосистемах. Результати дослідження підтверджують, що інвертори з формуванням мережі та віртуальною інерцією слід розглядати не як додаткову опцію керування, а як необхідний функціональний шар штучної інерції для забезпечення частотної стабільності майбутніх електроенергетичних систем.

Результати моделювання та експериментальних досліджень. Результати моделювання, виконаного в середовищах PSCAD/EMTDC та MATLAB/Simulink, підтверджують ефективність запропонованої схеми керування ВСГ щодо підвищення частотної стійкості енергосистеми. Моделювання проводилося для сценарію раптового дефіциту активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у., що відповідає аварійному відключенню генерації або стрибку ФАЧ. Для базового випадку з традиційної технологією формування мережі з керуванням на основі ФАЧ максимальна швидкість зміни частоти досягала ЗШЗЧ $\approx 0,65$ Гц/с, а мінімальне значення частоти знижувалося до 49,2 Гц. Час відновлення частоти до рівня 49,8 Гц перевищував 14 с, що вказує на обмежену ефективність первинного регулювання в умовах зниженої інерційності.

У разі застосування запропонованої схеми керування ВСГ максимальне значення ЗШЗЧ зменшувалося до 0,32 Гц/с, а частотний надир підвищувався до 49,6 Гц. При цьому час відновлення частоти скорочувався до 6–7 с, що свідчить про суттєве покращення динамічних характеристик системи. Зменшення амплітуди коливань активної потужності генератора становило близько 40 % порівняно з ФАЧ-керуванням завдяки введенню віртуальної інерції та демпфування. Додаткові розрахунки показали, що інтеграція акумуляторної системи зберігання енергії (ВСГ+СНЕ) дозволяє ще більше покращити показники частотної стійкості: ЗШЗЧ не перевищував 0,25 Гц/с, а відновлення частоти до номінального значення відбувалося менш ніж за 5 с. Це досягається за рахунок швидкої ін'єкції активної потужності в інерційній фазі перехідного процесу.

Отримані результати підтверджують, що запропонована схема керування ВСГ забезпечує бажані характеристики як у перехідних, так і в усталених режимах роботи, знижує глибину частотного надир, обмежує ЗШЗЧ та підвищує ефективність демпфування коливань. Таким чином, ВСГ-керування може розглядатися як ефективне рішення для підвищення стійкості енергосистем з високою частотою інверторної генерації та обмеженою природною інерцією. У табл. 2 наведено порівняння ключових показників частотної стійкості електроенергетичної системи для різних стратегій керування інверторними джерелами (СНЕ, ВСГ та ВСГ+СНЕ) за умов ступінчастого дефіциту активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у. при номінальній частоті $f_0 = 50$ Гц. Аналіз охоплює частотний надир, максимальну ЗШЗЧ та час відновлення частоти, що дозволяє кількісно оцінити вплив віртуальної інерції та інтеграції систем

накопичення енергії на стійкість низькоінерційної системи.

Таблиця 2 – Порівняння показників частотної стійкості за різних стратегій керування. Сценарій збурення: ступінчастий дефіцит активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у.; $f_0 = 50$ Гц

| Стратегія керування | Мах ЗШЗЧ, Гц/с | f_{min} , Гц | $\Delta f_{0_{minmax}}$, Гц | t, с |
|---------------------|----------------|----------------|------------------------------|----------|
| | 0,65 | 49,2 | 0,8 | 14 |
| ВСГ | 0,32 | 49,6 | 0,4 | 6-7 |
| ВСГ + СНЕ | 0,25 | 49,7 | 0,3 | ≤ 5 |

Аналіз результатів, наведених у табл. 2, свідчить, що стратегія керування на основі СНЕ характеризується найгіршими показниками частотної стійкості в умовах дефіциту активної потужності. Для цього випадку спостерігається найглибший частотний надир і найбільші значення ЗШЗЧ, що є наслідком відсутності інерційної реакції та обмежених демпфувальних властивостей інверторного керування. Застосування керування типу ВСГ істотно покращує динаміку частоти. Відтворення електромеханічної інерції синхронної машини дозволяє зменшити ЗШЗЧ і підвищити мінімальне значення частоти після збурення, забезпечуючи додатковий часовий резерв для дії первинного регулювання. Разом із цим спостерігається скорочення часу відновлення частоти до допустимого діапазону порівняно з базовим ФАЧ-керуванням.

Найкращі результати досягаються при використанні комбінованої стратегії VSG+BESS. Інтеграція системи накопичення енергії забезпечує швидкодіючу підтримку активної потужності в перші сотні мілісекунд після збурення, що суттєво зменшує як глибину частотного надиру, так і максимальні значення ЗШЗЧ. Крім того, така стратегія характеризується найкоротшим часом відновлення частоти та найменшими коливаннями в перехідному режимі. Отримані результати підтверджують, що поєднання віртуальної інерції та швидкодіючих накопичувачів енергії формує багаторівневу систему частотної підтримки, яка є принципово необхідною для забезпечення стійкої роботи електроенергетичних систем із високою часткою інверторно-орієнтованої відновлюваної генерації.

На рис. 1 показано часові залежності нормованої частоти електроенергетичної системи після раптового дефіциту активної потужності. Базовий випадок із ФАЧ-керуванням характеризується глибоким частотним надиром та високими значеннями ЗШЗЧ, що свідчить про відсутність інерційної підтримки в інверторно-домінованій системі. Застосування керування типу VSG дозволяє зменшити ЗШЗЧ і підвищити мінімальне значення частоти завдяки відтворенню інерційної реакції синхронного генератора. Найкращі динамічні характеристики досягаються при використанні комбінованої стратегії ВСГ+СНЕ, яка забезпечує додаткову швидкодіючу

підтримку активної потужності, істотно зменшує частотний надир та скорочує час відновлення частоти.

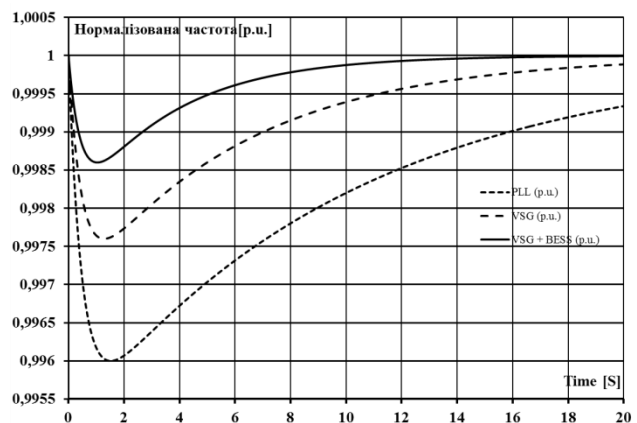


Рисунок 1 – Ілюстративна нормована (р.у.) частотна реакція електроенергетичної системи після ступінчастого дефіциту активної потужності $\Delta P = 0.1$ р.у. для різних стратегій керування інверторними джерелами: ФАЧ, ВСГ та ВСГ+СНЕ. Частотні криві калібровано з урахуванням параметрів низькоінерційних режимів, характерних для іспанської системної аварії 28 квітня 2025 року.

Отримані результати моделювання, наведені на рис. 1, наочно демонструють визначальний вплив вибору стратегії керування інверторними джерелами на частотну стійкість низькоінерційної електроенергетичної системи. Базовий випадок із ФАЧ-керуванням характеризується глибоким частотним надиром та ЗШЗЧ, що створює підвищений ризик спрацювання частотних захистів і втрати синхронізму. Застосування керування типу ВСГ забезпечує ефективне відтворення інерційної реакції, що дозволяє суттєво зменшити ЗШЗЧ і підвищити мінімальне значення частоти після збурення. Найкращі динамічні показники досягаються при інтеграції системи накопичення енергії (ВСГ+СНЕ), яка забезпечує швидкодіючу підтримку активної потужності, скорочує час відновлення частоти та формує найбільш стійку частотну реакцію, релевантну для умов інверторно-домінованих мереж та сценаріїв, подібних до іспанської системної аварії 2025 року.

Висновки. У статті досліджено проблему зниження системної інерційності в сучасних електроенергетичних системах, зумовлену масштабною інтеграцією інверторно-орієнтованих відновлюваних джерел енергії. Показано, що традиційна парадигма частотного регулювання, сформована в умовах домінування синхронних генераторів, втрачає ефективність у мережах із низькою еквівалентною інерцією та зростаючою часткою електричних мереж з низької інерцією.

Додаткова інтеграція системи зберігання енергії в структуру керування ВСГ формує багаторівневу частотну відповідь, яка поєднує інерційну підтримку, пропорційну швидкості зміни частоти, з первинним частотним регулюванням, пропорційним її відхиленню. Конфігурація ВСГ+СНЕ дозволяє суттєво скоротити час відновлення частоти, обмежити амплітуду коливань активної потужності та підвищити

загальну стійкість енергосистеми до великих збурень. Такий підхід наближає інверторні джерела за функціональністю до класичних синхронних електростанцій.

Отримані результати мають безпосередні інженерні та регуляторні наслідки. Вони обґрунтовують необхідність включення функцій формування мережі та віртуальної інерції до мережевих кодексів для інверторних джерел, а також стимулювання інтеграції систем зберігання енергії як ключового елемента забезпечення частотної стійкості. Запропонована модель може бути використана як базис для подальших чисельних і експериментальних досліджень, а також для розроблення практичних рекомендацій щодо проектування та експлуатації енергосистем з високим рівнем інтеграції відновлюваної генерації.

Список літератури

- Kundur P. S., Malik O. P. Power system stability and control. 2nd ed. New York : McGraw-Hill Education, 2022. 976 p.
- Grid forming converters for low inertia systems—capabilities and limitations: a critical review / Q. Salem et al. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2025. Vol. 6. P. 775–801. DOI: <https://doi.org/10.1109/ojies.2025.3566213>.
- D'Arco S., Suul J. A., Fosso O. B. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. *Electric Power Systems Research*. 2015. Vol. 122. P. 180–197. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.01.001>.
- Muftau B., Fazeli M. The role of virtual synchronous machines in future power systems: a review and future trends. *Electric Power Systems Research*. 2022. Vol. 206. 107775. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.107775>.
- Zhong Q.-C., Weiss G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2011. Vol. 58, no. 4. P. 1259–1267. DOI: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>.
- Ulbig A., Andersson G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. *2014 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wrocław, Poland, 18–22 August 2014. 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/pscc.2014.7038383>.
- Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper) / F. Milano et al. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, 11–15 June 2018. 2018. DOI: <https://doi.org/10.23919/pscc.2018.8450880>.
- Moore P., Alimi O. A., Abu-Siada A. A review of system strength and inertia in renewable-energy-dominated grids: challenges, sustainability, and solutions. *Challenges*. 2025. Vol. 16, no. 1. 12. DOI: <https://doi.org/10.3390/challe16010012>.
- Advanced virtual inertia control against wind power intermittency / M. Abdillah et al. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. 2022. Vol. 28, no. 3. P. 1256–1265. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v28.i3.pp1256-1265>.
- Power systems with high renewable energy sources: a review of inertia and frequency control strategies over time / A. Fernández-Guillamón et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 115. 109369. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>.
- 28 April 2025 Blackout. ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>.
- ENTSO-E. Grid forming capability of power park modules. First interim report on technical requirements. 2024. 51 p. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf.
- TOP 4.1 – Technical Group on Grid Forming Capability. *37th Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC)*, Brussels, Belgium, 19 March 2025. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/GC%20ESC%20MEETING%20DOCS/2025/TOP_4.1_ENTSOE_Technical_Group_on_Grid_Forming_Capability.pdf.
- ENTSO-E. Grid forming capability of power park modules. Report on technical requirements. 2025. 79 p. URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Reports/2025/TG_GFC_Version_2.pdf.
- Boyle J., Littler T., Foley A. Review of frequency stability services for grid balancing with wind generation. *The Journal of Engineering*. 2018. Vol. 2018, no. 15. P. 1061–1065. DOI: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.0276>.

References

- P. S. Kundur and O. P. Malik, *Power System Stability and Control*, 2nd ed. New York: McGraw-Hill Educ., 2022.
- Q. Salem, B. B. Fawaz, R. Aljarrah, and M. Karimi, “Grid forming converters for low inertia systems—capabilities and limitations: a critical review,” *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 6, pp. 775–801, 2025, doi: <https://doi.org/10.1109/ojies.2025.3566213>
- S. D’Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, “A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 180–197, May 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2015.01.001>
- B. Muftau and M. Fazeli, “The role of virtual synchronous machines in future power systems: a review and future trends,” *Electric Power Systems Research*, vol. 206, May 2022, Art. no. 107775, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2022.107775>
- Q.-C. Zhong and G. Weiss, “Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267, Apr. 2011, doi: <https://doi.org/10.1109/tie.2010.2048839>
- A. Ulbig and G. Andersson, “Analyzing operational flexibility of electric power systems,” in *2014 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Wrocław, Poland, Aug. 18–22, 2014. IEEE, 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/pscc.2014.7038383>
- F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbic, “Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland, Jun. 11–15, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.23919/pscc.2018.8450880>
- P. Moore, O. A. Alimi, and A. Abu-Siada, “A review of system strength and inertia in renewable-energy-dominated grids: Challenges, sustainability, and solutions,” *Challenges*, vol. 16, no. 1, Feb. 2025, Art. no. 12, doi: <https://doi.org/10.3390/challe16010012>
- M. Abdillah, S. Andi, T. A. Nugroho, and H. Setiadi, “Advanced virtual inertia control against wind power intermittency,” *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 28, no. 3, pp. 1256–1265, Oct. 2022, doi: <https://doi.org/10.11591/ijeecs.v28.i3.pp1256-1265>
- A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi, and Á. Molina-García, “Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, Nov. 2019, Art. no. 109369, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369>
- “28 April 2025 Blackout.” ENTSO-E. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/>
- ENTSO-E, “Grid forming capability of power park modules. First interim report on technical requirements,” May 2024. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf
- “TOP 4.1 – technical group on grid forming capability,” in *37th Grid Connection European Stakeholder Committee (GC ESC)*, Brussels, Belgium, Mar. 19, 2025. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/GC%20ESC%20MEETING%20DOCS/2025/TOP_4.1_ENTSOE_Technical_Group_on_Grid_Forming_Capability.pdf
- ENTSO-E, “Grid forming capability of power park modules. Report on technical requirements,” Oct. 2025. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Reports/2025/TG_GFC_Version_2.pdf

15. J. Boyle, T. Littler, and A. Foley, "Review of frequency stability services for grid balancing with wind generation," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 15, pp. 1061–1065, Oct. 2018m doi: <https://doi.org/10.1049/joe.2018.0276>

Надійшла (Received) 06.03.2026

Прийнята (Accepted) 02.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.316.1

TUGAI YURII – Doctor of Technical Sciences, Senior Researcher, Leading Researcher of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0704-1863>; e-mail: tugai@gmail.com.

SHEVCHUK VITALIY – Doctor of Philosophy (PhD), Researcher of the Department of Optimization of Power Supply Systems, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0535-2630>; e-mail: vshevchuk1603@gmail.com.

KUCHANSKYI VLADYSLAV ✉ – Doctor of Technical Sciences, Senior Researcher, Head of the Department of Power Supply Systems Optimization, Institute of Electrodynamics, National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8648-7942>; e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com.

INERTIA PROBLEMS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS WITH INVERTER GENERATION SOURCES

The large-scale integration of inverter-based renewable energy sources significantly alters the dynamic behavior of modern power systems, primarily due to a substantial reduction in equivalent system inertia. Under low-inertia conditions, even moderate power imbalances may lead to severe frequency deviations, increased rate of change of frequency and loss of synchronism between interconnected areas. This paper investigates the problem of inertia reduction in power systems with a high share of renewable generation and analyzes advanced control strategies aimed at compensating for this effect through grid-forming inverter technologies. The study focuses on the mathematical modeling of a grid-forming inverter controlled as a Virtual Synchronous Generator. The proposed approach is based on the swing equation of a synchronous generator and enables the inverter to internally generate frequency and phase without relying on a phase-locked loop. It is shown that such a control strategy effectively emulates inertial and damping properties of synchronous machines and significantly enhances frequency stability in weak grids. The model is further extended by integrating a battery energy storage system, which provides fast inertial and primary frequency support through active power injection. A comparative discussion of phase-locked loop-based grid-following control, Virtual Synchronous Generator, and Virtual Synchronous Generator + battery energy storage system configurations is presented in terms of their ability to limit RoCoF, improve the frequency nadir, and reduce frequency recovery time. The practical relevance of the proposed approach is highlighted by analyzing the large-scale power system disturbance that occurred in the Iberian Peninsula in 2025, which exposed the vulnerability of low-inertia systems dominated by inverter-based generation. The results demonstrate that grid-forming inverters equipped with virtual inertia and energy storage should be regarded as a key functional layer for ensuring frequency resilience and reliable operation of future low-carbon power systems.

Keywords: system inertia; virtual inertia; renewable integration; frequency stability; inverter-based generation; grid-forming control.