

СКРИПНИК РОСТИСЛАВ ЯРОСЛАВОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-7038-631X>; e-mail: rostyslav.skrypnyk@ieec.khpi.edu.ua.

ГРИЦЕНКО ВЛАДИСЛАВ ВІТАЛІЙОВИЧ – асистент кафедри електричних станцій, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4499-0603>; e-mail: vladyslav.hrytsenko@khpi.edu.ua.

ЗАСТОСУВАННЯ АЛГОРИТМІВ КЕРУВАННЯ СИСТЕМАМИ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ ІНТЕГРОВАНІХ В СИСТЕМИ З ВЕЛИКОЮ ЧАСТКОЮ ВІДНОВЛЕНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

У статті розглянуто актуальні питання забезпечення надійності та стійкості синхронної роботи енергосистеми в умовах стрімкого зростання частки генерації відновлюваних джерел енергії. Зокрема, проаналізовано, як збільшення обсягів генерації від відновлюваних джерел енергії призводить до зниження інерційності енергосистеми, що ускладнює підтримання частоти та балансу потужності в реальному часі. Така ситуація створює нові виклики для операторів систем передачі та розподілу, які змушені адаптувати традиційні підходи до управління режимами роботи мережі. Розглянуто сучасні виклики, пов'язані з інтеграцією відновлюваних джерел енергії в енергосистему, зокрема сонячної та вітрової генерації, які характеризуються високою варіативністю та низькою передбачуваністю. Визначено необхідність впровадження допоміжних системних послуг, таких як регулювання частоти, підтримка напруги та резерви потужності, для забезпечення стабільної роботи мережі в умовах зростаючої децентралізації генерації. Особливу увагу приділено аналізу алгоритмів керування інверторами, які можуть реалізовувати функції віртуальних синхронних машин, імітуючи поведінку традиційних синхронних генераторів. Такий підхід дозволяє забезпечити інерційний відгук, демпфування коливань частоти та синхронізацію з мережею без використання обертових мас. Розглянуто варіанти застосування систем накопичення електроенергії як ключового елементу для компенсації нестабільності відновлюваних джерел енергії. Формалізовано загальний підхід до моделювання та оптимізації використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах, з використанням для цього розрахунків за формулами, які враховують характеристики інерції синхронного генератора, регуляторів, систем збудження та моделей ротора. Проведено оцінку ефективності цих моделей для визначення оптимальних режимів роботи з урахуванням змін навантаження, аварійних ситуацій та коливань генерації. Розглянуто можливості спеціалізованого програмного забезпечення на платформі C# (.NET), щодо інтегрування з DigSILENT PowerFactory для проведення розрахунків статичної та динамічної стійкості, а також моделювання електричних мереж напругою 35–750 кВ.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії; віртуальна інерція; математичне моделювання; система керування балансом активної потужності; регулювання частоти; інвертор; система накопичення енергії.

Вступ. Значний ріст генерації в останні роки, особливо генерації з відновлених джерел енергії (енергія сонця, вітру, біопаливо тощо, надалі ВДЕ) не забезпечує надійну синхронну роботу енергосистеми, виходячи з цього встановлюється межа для несинхронної роботи генерації, яка пов'язана з ВДЕ та роботою інверторів та інших перетворювачів їхньої енергії [1–3].

Так, наприклад, встановлена межа для несинхронної генерації відносно навантаження в Ірландії становить 65 %, у Техасі – 54 % в максимумі навантаження. Особливий ріст потужності вітрових електростанцій ВЕС зафіксовано на Півдні Австралії та досягає 170% [4, 5].

Таким чином можна спостерігати тенденцію, в якій доля синхронної генерації весь час зменшується, що в свою чергу зменшує інерційність енергосистеми. Разом із позитивними рисами, перш за все такими, як зменшення шкідливих викидів у атмосферу [6, 7] та залучення інвестицій у цей сектор енергетики, зростання частки ВДЕ в загальному балансі об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України створює ризики порушення балансової надійності енергосистеми, оскільки електростанції, що працюють на ВДЕ, мають негарантований, змінний графік генерування електричної енергії (ЕЕ) як впродовж доби, так і значні сезонні коливання обсягів виробництва [8]. Подальше зростання частки ВДЕ в

балансі ОЕС України [9] неможливе без збільшення обсягів первинного, вторинного регулювання частоти та потужності, а також резерву заміщення в енергосистемі [10].

Виникає питання щодо системних засобів, які потрібно використати для стійкої та надійної роботи енергосистеми. Ці засоби відносяться до допоміжних системних послуг, які необхідні в структурі роботи енергоринку для сучасної енергосистеми.

Мета статті. Аналіз застосування систем накопичування енергії (СНЕ) в системі з низькою інерцією в режимі віртуальної синхронної машини, що формується за допомогою системи керування інверторів.

Технології накопичення електричної енергії. Інтеграція в енергосистему ВДЕ зі змінною вихідною потужністю перетворила традиційну генерацію електроенергії з керованих і диспетчеризованих ресурсів на некеровані та недиспетчеризовані.

Крім того, стохастична природа навантажень, що поступово ускладнюється появою в їх структурі зарядних станцій електромобілів, робить процес споживання енергії ще більш непередбачуваним. Вважається, що ефективним шляхом вирішення вище перелічених різноманітних проблем, що при цьому можуть виникнути, є впровадження СНЕ.

Але ефективність такого рішення значною мірою залежить від технологій, які моделюють в технологіях



конвертерних систем, закладаючи систему керування ними моделі інерції синхронного генератора, регулятора, системи збудження, моделі ротору з функцією формування мережі, місць розміщення та стратегії управління [3].

Процес експлуатації електричних мереж завжди потребує визначення раціонального співвідношення між генерацією енергії та її споживанням оскільки потрібно постійно контролювати пропозицію в залежності від попиту, тобто дві складові - попит та пропозиція повинні завжди бути максимально точно збалансовані. Попит електроенергії можна приблизно передбачити (вечір – зростання споживання, ніч – зниження), з цього виходить, що електросистеми повинні бути гнучкими. Гнучкість досягається за допомогою системних операторів, які регулюють вихідну потужність в залежності від збільшення або зменшення попиту.

Зберігання енергії можна розділити на 3 етапи:

- забирання електроенергії з мережі;
- зберігання електроенергії;
- повернення електроенергії в електричну мережу через певний час.

В електроенергетиці можуть використовуватись численні технології накопичення енергії, які, зазвичай, поділяються на шість груп: електричні, механічні, електрохімічні, термохімічні, хімічні та теплові. Залежно від форми зберігання та характеристик її видачі в мережу, СНЕ може виконувати безліч функцій на ринку електричної енергії [6].

Функціональні можливості та сфери застосування технологій накопичення енергії залежать від їхніх характеристик. Одна група характеристик визначається номінальними значеннями потужності й енергії. Номінальна потужність характеризує швидкість заряду/розряду, а номінальна енергія відбиває тривалість розряду. Динамічні характеристики оцінюють час відгуку та швидкість лінійної зміни параметрів накопичувача. Час відгуку – це час, протягом якого накопичена енергія переходить зі стану нульового розряду до повного розряду, а швидкість зміни – швидкість, з якої може змінюватися вихідна потужність.

Зрозуміло, що впровадження СНЕ (особливо великомасштабне) потребує значних інвестицій, їхній правильний вибір на основі очікуваного економічного ефекту є складним завданням. Тут необхідно враховувати різні аспекти їх застосування, зокрема, технічні й економічні особливості різних технологій акумулювання енергії, ступінь їх зрілості з погляду комерціалізації, вплив на навколишнє середовище, завдання, які планується вирішувати за рахунок їх застосування. Наводити числові значення зазначених характеристик для різних СНЕ не має сенсу, тому, що наявні в літературі відповідні данні варіюються у занадто широкому діапазоні. Тому у табл. 1 наведено лише загальну інформацію щодо переваг і недоліків окремих технологій накопичення енергії.

Якість електроенергії в електричній мережі визначається, насамперед, як підтримка частоти та

величини напруги в межах допустимого діапазону значень при забезпеченні його синусоїдальної форми.

Таблиця 1 – Переваги та недоліки технології накопичення енергії

Назва технології	Переваги	Недоліки
Електричні		
Конденсатор	Швидкий час відгуку, велика кількість циклів	Висока вартість, довгий життєвий цикл та невисока ефективність
Суперконденсатор	Великий життєвий цикл і висока ефективність	Висока енергетична щільність, висока окисність
Електромагнітні магнітні накопичувачі (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES)	Велика потужність і висока ефективність, швидкий час відгуку, великий життєвий цикл	Високі витрати на охолодження
Механічні		
Стиснене повітря (Compressed air energy storage, CAES)	Велика потужність, великий життєвий цикл і висока ефективність	Негативний вплив на довкілля через шум та викиди CO ₂
Гравітаційне накопичення	Велика потужність і висока ефективність	Високі витрати на будівництво
Літаючі колеса (Flywheels)	Швидкий час відгуку, велика кількість циклів	Висока вартість, невисока енергетична щільність
Електрохімічні		
Літій-іонні батареї (Li-Ion)	Велика енергетична щільність і високий ККД	Великий термін служби
Нікель-металгідридна батарея (NiMH)	Високий ККД	Великий термін служби
Цинк-бром (ZnBr)	Високий ККД	Великий термін служби
Хімічні		
Паливні комірки	Практично нульовий саморозряд	Потреба в заміні каталізаторів

Остання умова є досить актуальною, оскільки більшість ВДЕ приєднуються до мережі через обладнання силової електроніки, нелінійна вольт-амперна характеристика яких породжує гармоніки в системі. Одночасно наявність нелінійних навантажень, обсяг яких зростає за рахунок появи зарядних пристроїв для електромобілів, також призводить до виникнення гармонік струму та напруги в системі, але вони можуть бути скомпенсовані належним використанням електронних перетворювачів потужності СНЕ, які діють як активний фільтр.

Крім цього, стохастично змінювані навантаження, електроприймачі зі значним споживанням реактивної потужності та перехід від роботи паралельно з енергосистемою до ізольованої роботи є додатковими факторами, які призводять і до таких проблем з якістю електроенергії як коливання потужності, а, відповідно,

і напруги, провалів і стрибків напруги, низькому коефіцієнту потужності.

За таких ситуацій використання традиційних пристроїв регулювання під навантаженням та інших регуляторів напруги може бути неефективним. Тому необхідний інший механізм підтримки відхилень напруги в припустимому діапазоні задля стабільної роботи енергосистеми та електромереж.

Додатково важливо зазначити, що при розгляді питань щодо якості електричної енергії практично відсутні дослідження відносно коливальних перехідних процесів, що є важливим питанням для електричних мереж з ВДЕ, особливо з огляду на можливість формування «острівного» режиму їхньої роботи.

Важливою властивістю СНЕ в системі розподілу електроенергії, зокрема в мікросистемах, є можливість їх використання в якості джерела віртуальної інерції для підвищення стабільності частоти за рахунок компенсації низької інерції ВДЕ [11].

Тобто енергія, що зберігається в СНЕ, ємулює кінетичну енергію, запасену в роторі синхронного генератора, яка може бути вивільнена у разі збурення або різкого дисбалансу між попитом і пропозицією.

Акумуляторні СНЕ, суперконденсатори, надпровідні магнітні накопичувачі енергії та накопичувачі енергії на маховиках завдяки їхній швидкій динаміці є придатними засобами для демпфування коливань частоти в енергосистемі.

Регулювання частоти. Інерція системи визначається як опір змінам частоти системи за рахунок накопичення/введення кінетичної енергії, що надходить від синхронно підключеної машини, що обертається, з системи/у систему під час виникнення дисбалансу потужності.

Кінетична енергія системи E_k розраховується за формулою (1), що має вигляд:

$$E_k = \sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{2} J_i \omega_{mi}^2 \right) \quad (1)$$

де J – момент інерції, кг/м²;

ω_{mi} – кутова швидкість ротора i -ї машини, що обертається, рад/с;

n – загальна кількість машин.

Загальна характеристика інерції системи є відношенням загальної накопиченої кінетичної енергії (у МДж) при синхронній швидкості до номінального значення (у МВА) базової системи за формулою (2):

$$H_{sys} = \frac{E_k}{S_{base}} = \frac{\omega_{sm}^2}{2S_{base}} \sum_{i=1}^n J_i \quad (2)$$

де S_{base} – базова характеристика системи, МВА;

ω_{sm} – синхронна швидкість системи, рад/с.

Видно, що загальна інерція системи залежить від кількості машин, що обертаються, об'єднаних у систему, а також кінетичної енергії, що накопичена в їхній обертовій масі. Для порівняння, миттєвий фізичний запас силового перетворювача є енергія, яку

накопичено у його конденсаторі на стороні постійного струму, та вона є незначною у порівнянні з інерцією обертання синхронних машин.

Початкове значення, так званого показника швидкості зміни частоти (англ. Rate-of-Change-of-Frequency, ROCOF), що визначається величиною дисбалансу потужностей та інерцією системи, може бути виражене за формулою (3):

$$ROCOF = \frac{f_0}{2H_{sys}} \cdot \frac{\Delta P}{S_{base}} = \frac{f_0 \Delta P}{2E_k} \quad (3)$$

де ΔP – величина зміни активної потужності;

f_0 – номінальна частота системи.

Виходячи з формули (3) можна визначити, що значення показника ROCOF буде більшим, або при більшому значенню зміни активної потужності, або при меншому значенні енергії, що накопичено в системі. Оскільки на цей час синхронні генератори, що мають велике значенням кінетичної енергії за рахунок обертової маси, зменшують частку в енергетичному міксі через активний розвиток ВДЕ, що мають нульову механічну інерцію, величина сумарних H_{sys} та E_k знижується. Більш того, стохастичний характер відновлюваної генерації викликає частіші та сильні порушення балансу потужності. Комбінація цих двох факторів може призвести до збільшення значення ROCOF і, отже, до погіршення стабільності мережі.

Традиційно відхилення частоти, викликане зміною потужності та позаштатними ситуаціями, компенсується первинним частотним регулюванням (ПЧР), яке має здійснюватися зміною потужності генеруючої одиниці, УЗЕ, одиниці споживання залежно від фактичного відхилення частоти по статичній характеристиці, в основному за рахунок генераторів та системи регулювання турбіни, що обертаються [12].

Однак властива їм зона нечутливості та повільна реакція системи регулювання турбіни, особливо олівного принципу керування роботи механізму, зазвичай призводять до видачі необхідної потужності приблизно через 10–20 с, що є надто повільно для системи з низькою інерцією. За допомогою швидкодіючого джерела енергії, такого як СНЕ з інтерфейсом перетворювача, можна видавати потужність для ефективного пом'якшення коливань частоти та покращення показника ROCOF.

Ряд технологій зберігання енергії, є потенційними кандидатами для надання подібних послуг. Так, наприклад, маховики мають час відгуку менший ніж 4 мс і час розряду до 15 хв, літій-іонні, проточні та свинцево-кислотні батареї мають час відгуку до 40 мс і можуть розряджатися як протягом декількох хвилин, так і декількох годин, суперконденсатори забезпечують час відгуку до 10 мс і тривалість розряду, який здебільше не перевищує однієї години [10].

Послуги з балансування режиму енергосистеми традиційно реалізуються на трьох рівнях відповідно до часових шкал і включають: первинне, вторинне та третинне частотні регулювання. Останнім часом у низці країн, наприклад Австралії та США, через

прагнення зменшити інерцію було розроблено низку нових послуг з регулювання частоти, які характеризуються швидким відгуком на зміну частоти (англ. fast frequency response, FFR) [4, 5].

Зона нечутливості, коефіцієнт спаду, швидкість відгуку та тривалість є основними параметрами при вирішенні питань регулювання частоти. У даний час підвищення точності управління та використання силових перетворювачів (особливо для асинхронних генераторів) може значно зменшити зону нечутливості, у той час як заздалегідь задана зона нечутливості, як і раніше, широко використовується для зменшення зносу обладнання.

З точки зору мережі, більш вузька зона нечутливості та менший коефіцієнт посилення регулювання можуть покращити стабільність частоти електромережі. Однак, з іншого боку, вони можуть викликати надмірне зношування машин, що обертаються, та прискорену деградацію електрохімічних систем акумулювання.

Швидкість відгуку частотної характеристики в основному визначається часовою затримкою T_{delay} та швидкістю наростання K_p потужності. Висока швидкість наростання має велике значення для корисності послуги регулювання частоти, отже, системи накопичення енергії, пов'язані з перетворювачем потужності, є придатними засобом реалізації послуги FFR.

Для знаходження обґрунтованого та сталого вирішення проблеми оптимального вибору СНЕ у електричних мережах з інтегрованими до неї ВДЕ, під час моделювання необхідно враховувати невизначеність навантажень і генерації з боку ВДЕ. В переважній більшості випадків для цієї мети застосовувалися методи, у тій чи іншій формі, орієнтовані на використання ймовірнісних методів.

Вибір оптимальних місць розміщення та параметрів СНЕ у електричних мережах є непростим завданням у математичному сенсі, з використанням різних методів оптимізації: класичних, аналітичних та метаевристичних. Хоча ці підходи до оптимізації мають певні недоліки, обмеження для енергосистем із високою розмірністю зокрема, метод лінійного програмування відносно легко реалізувати, але зазвичай важко уявити адекватні моделі, які відповідають завданню, що розглядається, у вигляді набору лінійних рівнянь [13].

Крім цього значні значення струмів коротких замикань (КЗ), співвідношення їхніх рівнів та видів вимагають високу стійкість енергосистем, враховуючи фазове підстроювання частоти для генераторів, робота та регулювання яких залежать від мережі. Так діючі сонячні електростанції в деяких випадках при технологічних порушеннях в мережах можуть не відновити роботу в мережах з низьким значенням стійкості, вони будуть мати можливість не успішно включитися, видаючи тільки кидки напруги в мережу до якою будуть підключатися генератори.

Дефіцит стійкості в енергосистемі заважає ресинхронізації генераторів з мережею та приводить до їх вимкнення в таких випадках, а в подальшому до

розвитку технологічного порушення з приведенням до складної системної аварії.

Інвертори, які формують мережу, не потребують фазової підстроювання частоти – вони генерують свою форму напруги.

У віртуальній синхронній машині, яку моделює в технологіях конверторних систем, закладається модель інерції синхронного генератора, регулятора, системи збудження, модель ротору.

Враховуючи вищезазначені виникають актуальні питання щодо забезпечення надійності та стійкості синхронної роботи енергосистеми в умовах роботи з зростаючої частки генерації з відновлюваних джерел енергії. Один з перших більш масштабними за обсягами потужностями та використаними технологічними системами був впроваджений в експлуатацію 14 грудня 2018 році, проект ESCRI-SA, якій першим масштабним проектом СНЕ великої потужності Австралії, потужність акумуляторів накопичувачів (інноваційна система збереження енергії Dalrymple потужністю 30 МВт, 8 МВт·год), які працюють в режимі віртуального синхронного генератора с функцією формування мережі (grid-forming) [4, 5].

Перевагами цього впровадження є:

- віртуальна інерція та підвищення стійкості за напругою за рахунок високої швидкодії роботи інверторів напруги;
- стійкість системи за рахунок забезпечення струму КЗ під час пошкоджень в мережі забезпечується видача струму КЗ від нього, який і підвищує ступінь стійкості роботи енергосистеми.
- Властива зона нечутливості ПЧР та повільна реакція призводять до видачі необхідної потужності приблизно через 10–20 с, що є надто повільно для системи з низькою інерцією. За допомогою швидкодіючого джерела енергії, такого як СНЕ з інтерфейсом перетворювача, можна видавати потужність з ефективною стабілізацією коливань частоти, скорочуючи час коливань частоти та потужності до 40 мс. ПЧР – це безпосередньо швидкість роботи регуляторів (регулюючих клапанів) турбіні та інерція синхронного генератору.

Моделювання віртуальної інерції. Математичне моделювання при розробленні алгоритмів керування сучасних інверторів або перетворювачів систем накопичення з функціями віртуальних синхронних машин по своїй структурі буде виглядати, як імітаційне моделювання, яке передбачає подання моделі у вигляді алгоритму та комп'ютерної програми, яка дозволить відтворити поведінку об'єкта, а саме віртуального синхронного генератору (BSG).

Динаміку BSG можна представити системою диференціальних рівнянь. Умовно їх можна розділити на такі частини:

- електромеханічні рівняння динаміки ротора;
- електромагнітна система на основі системи рівнянь Парка;
- рівняння визначення віртуальної інерції;

• рівняння визначення віртуального коефіцієнта демпфування [14].

Відповідні математичні вирази представлені у формулах (4–7):

$$\frac{d\theta}{d\tau} = \frac{1}{2H_{VSM}}(T_m - T_e - F_{VSM}) \quad (4)$$

де θ – кут ротора;

H_{VSM} – величина віртуальної інерції;

T_m – механічний момент;

T_e – електромагнітний момент;

F_{VSM} – момент демпфування ВСГ.

$$\begin{cases} \frac{d\Psi_d}{d\tau} = \omega_N u_d + \omega \Psi_q - \omega_N R_s i_d \\ \frac{d\Psi_q}{d\tau} = \omega_N u_q + \omega \Psi_d - \omega_N R_s i_q \\ \frac{d\Psi_{kd}}{d\tau} = \omega_N u_{kd} - \omega_N R_{kd} i_{kd} \\ \frac{d\Psi_{kq}}{d\tau} = \omega_N u_{kq} - \omega_N R_{kq} i_{kq} \\ \frac{d\Psi_f}{d\tau} = \omega_N \Psi_f - \omega_N R_f i_f \end{cases} \quad (5)$$

де Ψ_d, Ψ_q – потік зчеплення по d- та q-осі;

u_d, u_q – напруга по d- та q-осі (керовані інвертором);

ω_N – номінальна частота системи;

$\omega \Psi_d, \omega \Psi_q$ – електромагнітна взаємодія з d- та q-віссю;

R_s – активний опір обмотки статора;

i_d, i_q – струм по d- та q-осі;

Ψ_{kd}, Ψ_{kq} – потік у демпферній обмотці d- та q-осі;

u_{kd}, u_{kq} – напруга на демпферній обмотці d- та q-осі;

R_{kd}, R_{kq} – активний опір демпферних обмоток;

i_{kd}, i_{kq} – струм у демпферній обмотці d- та q-осі;

Ψ_f – потік зчеплення в обмотці збудження;

R_f – активний опір обмотки збудження;

i_f – струм збудження (керовані інвертором).

$$H_{VSM} = \frac{U_f U}{2X_f S_{VSM} \omega_n} \quad (6)$$

де U_f – модуль напруги збудження ВСГ;

U – вихідна напруга інвертора;

X_f – індуктивний опір обмотки збудження;

S_{VSM} – номінальна потужність ВСГ.

$$D_{VSM} = 2\zeta \omega_n M_{VSM} \quad (7)$$

де ζ – коефіцієнт демпфування;

M_{VSM} – еквівалентна інерція ВСГ.

Імітаційна модель також може розглядати як експерименти, що проводяться на комп'ютерах з математичними моделями, які імітують поведінку реальних синхронних генераторів. При цьому імітуються елементарні явища, що складають процес, зі збереженням їх логічної структури та послідовності

у часі, що дозволяє отримати відомості про стан системи у певний момент часу та оцінити характеристики системи та реакції синхронного генератору на різні збурення та режими, які виникають в мережі до якої під'єднаний один або кілька генераторів. Імітаційні моделі дозволяють вирішувати більш складні задачі, ніж аналітичні. Наприклад, вони дозволяють досить легко враховувати вплив випадкових факторів, які можливо ускладнять в обрахунку ці імітаційні моделі, які будуть вирішуватися за допомогою комп'ютерної моделі.

Комп'ютерні моделі такого типу це окрема програма, сукупність програм чи програмний комплекс, що дасть змогу виконанням послідовності обчислень з подальшим графічним відображенням їх результатів відтворюванням (імітуванням) процесів функціонування об'єкта (системи об'єктів), що функціонують під впливом різних, як правило, випадкових, факторів. В нашому випадку будемо використовувати програму C# (.Net) компанії Microsoft, тому що, це потужна та гнучка мова програмування, яка дозволяє використовувати різноманітний набір інструментів та бібліотек для створення різних видів моделей, включаючи імітаційні моделі еквівалентних електричних схем мереж та систем, а також різноманітних режимів їх роботи.

Серед інших переваги імітаційного моделювання з використанням C#:

- можливість повністю контролювати структуру та логіку імітаційної моделі, створюючи власні класи, обробники подій, алгоритми та управляти кожним етапом моделювання;

- C# має широкий вибір сторонніх бібліотек і інструментів, що дозволяють виконувати різні завдання імітаційного моделювання у тому числі різноманітні складні перехідні процеси в енергосистемі, бібліотеки для роботи з випадковими числами, моделювання подій, статистичним аналізом та іншими потрібними функціями;

- легко розширювати функціональність вашої моделі, додаючи нові алгоритми моделей включно з ново побудованими електричними мережами та системами, обробляти події (будь-які технологічні порушення) або інші складові, що можуть бути важко реалізувати у інших спеціалізованих програмах. Інтеграція C# з іншими системами легко інтегрувати імітаційну модель з іншими системами або програмами. Використання C# може бути ефективним рішенням для імітаційного моделювання у випадках, коли потрібна гнучкість, розширюваність і контроль над процесом моделювання;

- інтеграція за допомогою хмарного провайдера Azure Sql Service для збереження технічних характеристик табличному виді, а саме: характеристика інерції системи і синхронних генераторів; регуляторів турбіни; характеристики системи збудження генераторів і технічні характеристики ротора генератора і турбіни.

- імітаційні моделі еквівалентних електричних схем мереж та систем та різноманітних

режимів їх роботи, які написані на C# (.Net) можливо бути інтегроване в програмне забезпечення DIgSILENT PowerFactory.

- програмний комплекс DIgSILENT PowerFactory надає інструментальні можливості використовувати вже наявні, так і створювати власні функціональні блоки. Виконувати розрахунки статичної, динамічної стійкості та оптимізації режимів; еквіваленти діючих мереж класом напруги 35-750кВ, розрахунок зміни частот в системі, модулювання неповнофазних режимів та розрахунки реактивної потужності.

Результати. Зберігання енергії підвищує стабільність електромережі, збільшує можливості інтеграції відновлювальних джерел енергії в систему, підвищує ефективність використання елементів енергомережі, та зменшує використання викопних ресурсів, що позитивно впливає на екологічну складову під час виробництва електроенергії

Розвиток альтернативних типів накопичувачів, потенційно дозволить створювати розгалужену мережу, яка зможе покращити показники стійкості в енергомережах з великою часткою ВДЕ, вирівнюючи наслідки порушення балансу генерації та споживання. Для цього необхідно враховувати особливості роботи таких систем, а саме:

1. Не всі інвертори працюють однаково, внаслідок різних технічних характеристик та закладених математичних моделей та алгоритмів їхнього керування;

2. Інвертори, ведені мережею (особливо при роботі сонячних електростанцій) схильні до проблеми нестійкої роботи в “слабких” електромережах;

3. ПЧР та віртуальна інерція є різними засобами, що мають різні механізми роботи та природу;

4. Впровадження СНЕ з формуванням мережі може забезпечити функціонал, який більш ефективно виконує стабілізацію коливань частоти та потужності, якій раніше не виконувався в цьому напрямку;

5. Модель ВСГ дозволяє відключати традиційні синхронні генератори в мережі без втрати стійкості;

6. Модель ВСГ дозволяє одночасно вирішувати проблеми регулювання в магістральних мережах та отримувати дохід від надання допоміжних послуг на енергоринках;

7. Для рішень підвищення стійкості в мережі інвертори, що використовуються, повинні мати достатню переважувальну здатність.

Список літератури

1. Енергетика України та реалії глобального потепління / О. В. Кириленко та ін. *Технічна електродинаміка*. 2020. Т. 2020, № 3. С. 52–61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>.
2. Складові моделі для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на ринкову вартість електроенергії в Україні / Г. А. Іванов та ін. *Технічна електродинаміка*. 2020. Т. 2020, № 4. С. 72–75. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072>.
3. Main features of the stability and reliability enhancement of electricity grid with DG in Ukraine based on IEEE standards / O. V. Kyrylenko et al. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No. 6. P. 46–50.

4. Sproul S., Cherevatskiy S., Klingenberg H. Grid forming energy storage: provides virtual inertia, interconnects renewables and unlocks revenue. 6 July 2020. URL: https://cigre.es/wp-content/uploads/2020/11/Presentation_Grid-Forming-Energy-Storage.pdf.
5. ElectraNet. ESCRI-SA battery energy storage. Final knowledge sharing report. Adelaide : ElectraNet Pty Limited, 2021. 39 p. URL: <https://arena.gov.au/assets/2021/04/escr-sa-battery-energy-storage-final-report.pdf>.
6. Risk assessment for the population of Kyiv, Ukraine as a result of atmospheric air pollution / O. Popov et al. *Journal of Health and Pollution*. 2020. Vol. 10, no. 25. 200303. DOI: <https://doi.org/10.5696/2156-9614-10.25.200303>.
7. Software tools for tasks of sustainable development of environmental problems: peculiarities of programming and implementation in the specialists' preparation / A. Iatsyshyn et al. *The International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters (ICSF 2020)*, Kryvyi Rih, Ukraine, 20–22 May 2020. 2020. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016601001>.
8. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 12–14 May 2020. 2020. P. 168–171. DOI: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9159965>.
9. Zgurovets O., Kulyk M. Comparative analysis and recommendations for the use of frequency regulation technologies in integrated power systems with a large share of wind power plants. *Studies in Systems, Decision and Control*. Cham, 2021. P. 81–99. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_5.
10. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В. Оцінка роботи електростанцій при наданні допоміжних послуг з первинного та вторинного регулювання частоти в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55–60.
11. Lamichhane S., Nazaripouya H., Mehraeen S. Micro grid stability improvements by employing storage. *2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech 2013)*, Denver, CO, 4–5 April 2013. 2013. P. 250–258. DOI: <https://doi.org/10.1109/greentech.2013.46>.
12. Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 № 309 : станом на 1 черв. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.
13. Clack C. T. M., Xie Y., MacDonald A. E. Linear programming techniques for developing an optimal electrical system including high-voltage direct-current transmission and storage. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 68. P. 103–114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.049>.
14. 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>.

References

1. O. V. Kyrylenko, B. I. Basok, Y. T. Basyev, and I. V. Blinov, “Power industry of Ukraine and realities of the global warming”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, vol. 2020, no. 3, pp. 52–61, May 2020, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052> (in Ukrainian)
2. H. A. Ivanov, I. V. Blinov, E. V. Parus, and V. O. Miroshnyk, “Components of model for analysis of influence of renewables on the electricity market price in Ukraine”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, vol. 2020, no. 4, pp. 72–75, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2020.04.072> (in Ukrainian)
3. O. V. Kyrylenko, R. Strzelecki, S. P. Denysiuk, and D. G. Derevianko, “Main features of the stability and reliability enhancement of electricity grid with DG in Ukraine based on IEEE standards”, *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 6, pp. 46–50, 2013.
4. S. Sproul, S. Cherevatskiy, and H. Klingenberg, “Grid forming energy storage: Provides virtual inertia, interconnects renewables and unlocks revenue”, in Jul. 6, 2020. [Online]. Available: https://cigre.es/wp-content/uploads/2020/11/Presentation_Grid-Forming-Energy-Storage.pdf

5. ElectraNet, "ESCRI-SA battery energy storage. Final knowledge sharing report", ElectraNet Pty Limited, Adelaide, Mar. 2021. [Online]. Available: <https://arena.gov.au/assets/2021/04/escr-sa-battery-energy-storage-final-report.pdf>
6. O. Popov *et al.*, "Risk assessment for the population of Kyiv, Ukraine as a result of atmospheric air pollution", *Journal of Health and Pollution*, vol. 10, no. 25, Mar. 2020, Art. no. 200303, doi: <https://doi.org/10.5696/2156-9614-10.25.200303>
7. A. Iatsyshyn, A. Iatsyshyn, V. Artemchuk, I. Kameneva, V. Kovach, and O. Popov, "Software tools for tasks of sustainable development of environmental problems: Peculiarities of programming and implementation in the specialists' preparation", in *The International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters (ICSF 2020)*, Kryvyi Rih, Ukraine, May 20–22, 2020. E3S Web Conferences, 2020, doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016601001>
8. P. Lezhniuk, V. Komar, and O. Rubanenko, "Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source", in *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, May 12–14, 2020. IEEE, 2020, pp. 168–171, doi: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9159965>
9. O. Zgurovets and M. Kulyk, "Comparative analysis and recommendations for the use of frequency regulation technologies in integrated power systems with a large share of wind power plants", in *Studies in Systems, Decision and Control*. Cham: Springer Int. Publishing, 2021, pp. 81–99, doi: https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_5
10. O. V. Kyrylenko, I. V. Blinov, and E. V. Parus, "Evaluation of the operation of power plants in providing ancillary services for primary and secondary frequency regulation in the UES of Ukraine", *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 5, pp. 55–60, 2013. (in Ukrainian)
11. S. Lamichhane, H. Nazaripouya, and S. Mehraeen, "Micro grid stability improvements by employing storage", in *2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech 2013)*, Denver, CO, USA, Apr. 4–5, 2013. IEEE, 2013, pp. 250–258, doi: <https://doi.org/10.1109/greentech.2013.46>
12. Ukraine, National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities. (2018, Mar. 14). *Resolution of the National Commission for State Regulation in the Spheres of Energy and Public Utilities no. 309, Pro zatverdzhennia Kodeksu systemy peredachi [On approval of the Transmission System Code]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (in Ukrainian)
13. C. T. M. Clack, Y. Xie, and A. E. MacDonald, "Linear programming techniques for developing an optimal electrical system including high-voltage direct-current transmission and storage", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 68, pp. 103–114, Jun. 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.12.049>
14. 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>

Надійшло (received) 18.06.2025

UDC 621.311

SKRYPNYK ROSTYSLAV ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-7038-631X>; e-mail: rostyslav.skrypnyk@ieee.khpi.edu.ua.

HRYTSENKO VLADYSLAV – Assistant Lecturer of the Department of Electric Power Stations, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4499-0603>; e-mail: vladyslav.hrytsenko@khpi.edu.ua.

APPLICATION OF CONTROL ALGORITHMS FOR ENERGY STORAGE SYSTEMS INTEGRATED INTO POWER SYSTEMS DOMINATED BY RENEWABLE ENERGY SOURCES

This paper explores the critical issue related to ensuring the reliability and stability of synchronous power system operation under the conditions of a rapid increase in the share of renewable energy generation. In particular, it analyzes how the growing volume of renewable energy sources (RES) leads to a reduction in system inertia, complicating real-time frequency regulation and power balancing. This situation presents new challenges for transmission and distribution system operators, who must adapt traditional grid operation management approaches. The paper examines modern challenges associated with the integration of RES into the power system, particularly solar and wind generation, which are characterized by high variability and low predictability. It highlights the necessity of implementing ancillary services such as frequency regulation, voltage support, and power reserves to maintain stable grid operation amid increasing generation decentralization. Special attention is given to the analysis of inverter control algorithms capable of performing virtual synchronous machine functions, emulating the behavior of conventional synchronous generators. This approach enables the provision of inertial response, frequency oscillation damping, and synchronization with the grid without the use of rotating masses. The article explores the application of energy storage systems as a key element for compensating the intermittency of RES. A generalized approach to modeling and optimizing the use of energy storage in electrical networks is formalized, incorporating calculations based on formulas that consider the characteristics of synchronous generator inertia, regulators, excitation systems, and rotor models. The effectiveness of these models is evaluated for determining optimal operating modes, taking into account load variations, emergency conditions, and generation fluctuations. Finally, the paper discusses the capabilities of specialized software based on the C# (.NET) platform for integration with DlgSILENT PowerFactory to perform static and dynamic stability analyses, as well as modeling of electrical networks with voltage levels ranging from 35 to 750 kV.

Keywords: renewable energy sources; virtual inertia; mathematical modeling; active power balance control system; frequency regulation; inverter; energy storage system.