

ПОПЕНКО КОСТЯНТИН ПЕТРОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5251-1572>; e-mail: kostiantyn.popenko@ieec.khpi.edu.ua

ЗАГАЙНОВА ОЛЕКСАНДРА АНАТОЛІВНА – кандидатка технічних наук, доцентка кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com

ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ МЕРЕЖ З ВИСОКИМ ПРОНИКНЕННЯМ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ТА ЇХ ВПЛИВ НА СТАТИЧНУ СТІЙКІСТЬ СИСТЕМИ

У статті розглянуто актуальну науково-практичну проблему забезпечення статичної (малозбурювальної) стійкості електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії та підвищення вимог до енергоефективності електричних мереж. Показано, що традиційні підходи до визначення допустимих перетоків потужності, які базуються переважно на фіксованих нормативних обмеженнях за критеріями статичної стійкості, не повною мірою враховують зміну структури генерації та активну роль сучасних засобів керування режимами. Такий підхід у ряді випадків призводить до зростання втрат активної та реактивної потужності, обмеження пропускної здатності електричних мереж і нерационального використання генеруючих потужностей. На основі аналізу сучасних наукових досліджень та практичного досвіду експлуатації електричних мереж розглянуто вплив засобів підвищення енергоефективності на запас статичної стійкості, зокрема керування режимами відновлюваних джерел енергії, застосування систем накопичення електричної енергії, використання керованих шунтувальних реакторів, пристроїв гнучких систем передачі змінного струму та сучасних проводів підвищеної пропускної здатності для повітряних ліній електропередавання. Показано, що комплексне впровадження зазначених технічних рішень дозволяє одночасно зменшити втрати електричної енергії, підвищити пропускну здатність слабких перетинів, покращити показники якості напруги та збільшити запас статичної стійкості енергосистеми. Запропоновано напрями подальших досліджень, спрямованих на формування узагальненої математичної моделі статичної стійкості електроенергетичної системи, у якій енергоефективні показники інтегруються безпосередньо в критерії оцінки граничних режимів.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, статична стійкість, стійкість за напругою, енергоефективність електричних мереж, втрати електричної енергії, реактивна потужність, системи накопичення електричної енергії, керування режимами, пропускна здатність електричних мереж.

Вступ. Потужність відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) через їх позитивний вплив на екологію на глобальному ринку буде продовжувати збільшуватися.

Щорічне збільшення потужностей ВДЕ зросте з 666 ГВт у 2024 році до майже 940 ГВт у 2030 році. Очікується, що до 2030 року на сонячну та вітрову енергетику припадатиме 95 % усіх додаткових потужностей ВДЕ, оскільки вартість їх генерації нижча, ніж у альтернативних джерелах [1].

Український сектор відновлюваної енергетики також продовжує активно розвиватися, незважаючи на складні умови та виклики воєнного часу, на шляху до амбітної мети – досягнення 27 % частки відновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі до 2030 року [2].

Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року передбачені заходи по збільшенню енергоефективності, зокрема зменшення втрат електроенергії, що вимагає удосконалення організації керування режимами роботи електричних мереж (ЕМ) [3].

Зазначений розвиток ВДЕ ставить виклики оператору об'єднаної енергосистеми України (ОЕС) з точки зору ефективного використання нових потужностей без втрати стійкості енергосистеми.

Основною задачею є визначення реальних значень допустимих перетоків за найбільш навантаженими лініями/перетинами, від яких залежить надійна робота ОЕС України [4].

В зв'язку з чим сучасні енергосистеми (ЕС), потребують ефективних стратегій забезпечення стійкої та енергоефективної роботи.

Постановка проблеми. Обсяги потужності, що передаються по мережах ОЕС, обмежуються за критеріями статичної стійкості. Вони в свою чергу регламентуються інструкціями, в яких визначені розрахунки максимально та аварійно-допустимих перетоків потужності для кожного перетину. При такому підході для досягнення необхідних критеріїв стійкості обмежується потужність, яка передається через перетини. Часто це призводить до перевитрат енергії, збільшення втрат у мережах та нерационального використання генеруючих потужностей [5].

ОЕС є багатофакторною та складною, що потребує досконалого керування потоками потужності задля забезпечення стійкості системи, надійності електропостачання та отримання якісних й енергоефективних показників електричної енергії. Стохастичний характер ВДЕ призводить до виникнення короточасних дисбалансів між виробництвом та споживанням електроенергії, зниження рівня статичної стійкості та підвищення ризику втрати синхронізації між вузлами енергосистеми.

Таким чином, існує необхідність визначення параметрів, зміна яких буде підвищувати енергоефективність мереж та оцінити їх вплив та показники стійкості.

© К. П. Попенко, О. А. Загайнова, 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

Мета статті. Визначити засоби за допомогою яких засобів є можливість без втрати стійкості підвищити енергоефективність енергосистем з великим проникненням ВДЕ. Розробити структурну модель зв'язку енергоефективних параметрів та параметрів стійкості системи.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питання енергоефективності та стійкості мереж з ВДЕ досліджується багатьма українськими та закордонними вченими, що знайшло своє відображення в наукових працях.

Зокрема в монографії [6] зазначено, що сучасні мережі електропостачання мають ряд суттєвих недоліків, що обумовлює необхідність корінних змін в електроенергетиці. Це, перш за все, незначна кількість засобів регулювання напруги та реактивної потужності, недостатня пропускна здатність міжсистемних ліній зв'язку, нераціональний розподіл потоків потужності. Також оцінено рівень надійності низки енергооб'єднань України, що знаходяться в межах 0,96–0,98, а це нижче європейського нормативу, який дорівнює 0,996. Подібний рівень надійності призводить до виникнення аварій та перевитрат електроенергії.

В статті [7] розглядається проблема малосигнальної стійкості (small-signal stability) – в українських джерелах спеціалісти називають цей вид стійкості – статичною), систем електропостачання під впливом невизначеності й коливань генерації від ВДЕ. Автори пропонують стратегію керування навантаженням (Demand Response, DR) тримаючи сумарне навантаження на системі постійним, але зміщуючи навантаження між різними вузлами (шинами) мережі. Таким чином можна підвищити запас стійкості системи.

Проведені кейс-дослідження показали, що перенаправлення навантаження може дати результати порівнянні з перерозподілом генерації або відповідною настройкою стабілізаторів.

Висновком є те, що споживання через DR може відігравати значну роль у підвищенні стійкості.

Проте в дослідженні використано модель із невеликим числом вузлів (IEEE 14-bus). В реальних системах можливості DR можуть бути обмежені нормативами, технологіями та поведінкою споживачів.

В роботі [8] автори аналізують розподільну мережу з інтегрованою розподіленою генерацією (Distributed Generation, DG).

Основні параметри, які досліджуються: енергетичні втрати (active power losses) в мережі та стійкість по напрузі (voltage stability) після інтеграції DG.

У статті застосований підхід на базі аналізу кривих навантаження-напруга (PV-кривих), точки біфуркації (saddle-node) та оцінка максимальної генерації DG при заданих умовах (максимального проникнення) до моменту втрати стійкості. Результати показують, що розміщення та розмір DG впливають на втрати, що в свою чергу впливає на граничну здатність генерації.

Висновком є те, що зменшення втрат середньо і низьковольтних мережах в діапазоні від 3 до 8 % завдяки оптимальному розташуванню DG, покращує умови для стійкості по напрузі.

Однак дане дослідження було зроблено на рівні розподільчої мережі (distribution network), масштаб якого відрізняється від високовольтної мережі, також при цьому втрачається акцент на малосигнальних чи аперіодичних формах стійкості.

Оглядова праця [9] присвячена системам гібридного енергозбереження (HESS – hybrid energy storage systems), які поєднують кілька енергозберігаючих пристроїв для інтеграції ВДЕ до ЕМ.

Стаття підкреслює, що HESS дозволяють підвищити ефективність роботи ВДЕ і забезпечити стабільність мережі – зокрема за рахунок згладжування коливань генерації, резервування, швидкого реагування, зменшення втрат тощо. HESS можуть накопичувати надлишкову електроенергію від ВДЕ і віддавати її при дефіциті, таким чином зменшуючи втрати, підвищуючи використання генерації і покращуючи ефективність. Системи з накопичувачами мають менші втрати, більший запас стійкості та більш стабільну напругу. В роботі підкреслюється, важливість не тільки накопичувачів, але й систем керування, оптимальних алгоритмів заряд-розряд, балансування між різними видами накопичення.

Проте в статті подані загальні концепції, а не конкретні розрахунки граничних режимів напруги чи перетоків. Також треба врахувати, конкретну конфігурацію HESS, що може бути реалізовані в умовах ОЕС.

Робота [10] розглядає вплив пристрою STATCOM (Static Synchronous Compensator) на стабілізацію мережі середньої напруги (~30 кВ) з вітрогенератором та навантаженням.

Розроблена модель передбачає, що STATCOM динамічно вводить чи споживає реактивну потужність для стабілізації напруги за різних сценаріїв, таких як зміна швидкості вітру, коливання навантаження або короткі замикання. Зазначається, що втрати енергії є однією з проблем мережі перед впровадженням STATCOM. Це створює зв'язок між енергоефективністю і стійкістю.

Необхідно зауважити, що автори розглядають мережу середнього напруги та мікромережу, тому є потреба адаптувати висновки до масштабів більших систем. Також основний акцент статті динамічна стійкість. Проте взаємозв'язок реактивної компенсації зі стійкістю напруги є цілком очевидним.

Стаття [11] розглядає проблему великого проникнення розподілених енергоресурсів на прикладі фотоелектричних систем, у мережі низької напруги, що може спричинити перенапругу в точці приєднання. Запропоновано адаптивний алгоритм Volt/Var контролю, який підбирає параметри для кожного інвертора PV на основі локальних вимірювань і матриці чутливості напруги. Алгоритм має режим оптимізації, який враховує мінімізацію відхилення напруги та струму в лінії.

В експерименті (лабораторні умови) продемонстровано, що алгоритм дозволяє зменшити відхилення напруги до ~25 % від допустимого максимуму.

В статті також зазначено, що використання контролю Volt/Var може допомогти зменшити втрати в лініях і поліпшити якість режиму напруги.

В праці [12] проведений аналіз існуючої сицилійської ЕМ, її обмежень, точок генерації ВДЕ та шляхів передавання цієї енергії по повітряних лініях. Розрахунки показують, що при використанні High-Temperature Low-Sag (HTLS) провідників можна збільшити потік з ВДЕ по лініях, ефективніше «диспетчеризувати» відновлювану енергію, при цьому зменшити витрати енергії до 15 % на довгих лініях.

Крім того, автори демонструють економічні вигоди: зниження зональних цін на електроенергію та зменшення ринкових обмежень.

Також йдеться, що HTLS-провідники підвищують стійкість системи (resilience) у разі збурень, а також збільшення пропускної здатності існуючих ліній, та «запасів» потужності.

Таким чином, можна зробити висновок, що існуючі дослідження потребують систематизації декількох параметрів енергоефективності та визначення їхнього сумарного впливу на стійкість енергосистем

Основний матеріал дослідження. Спираючись на класифікації останніх років стійкість енергосистем можна поділити на: стійкість кута ротора, стійкість частоти, стійкість напруги – як фундаментальні компоненти стійкості, та резонансна стійкість і стійкість перетворювачів – як не фундаментальні компоненти [13]. Статична, малосигнальна, або малозбурювальна стійкість це здатність енергосистем повертатись до усталеного режиму після малих збурень. Запас статичної стійкості для режиму роботи енергосистем визначається його близькістю до межі області стійкості, яка може бути зумовлена аперіодичним чи коливальним порушенням стійкості. Основною складовою в запасі статичної стійкості є стійкість за напругою [5].

За загальноприйнятим визначенням стійкість за напругою – це здатність енергосистеми підтримувати стійкі та прийнятні рівні напруги на всіх системах шин, як у нормальних, так і в післяаварійних та ремонтних режимах.

Основною причиною неконтрольованого зменшення напруги та втрати стійкості є неспроможність енергосистеми підтримувати в кожний момент часу баланс реактивних потужностей (РП) на окремих системах шин (СШ) або в окремій зоні системи після виникнення збурення. Критерій стійкості енергосистеми за напругою полягає у тому, що в поточному режимі на кожній СШ при збільшенні напруги величина РП на тій самій СШ повинна збільшуватись. Тобто система стійка за напругою при $dQ / dV > 0$. У разі коли $dQ / dV = 0$ маємо стан, який відповідає переходу від стійкого стану до нестійкого, що має назву «критична напруга», а відповідний їй

рівень реактивної потужності – «межа за реактивною потужністю» [5].

Основним чинником щодо обмеження пропускної здатності перетинів ОЕС України, з точки зору забезпечення статичної стійкості, є стійкість за напругою.

При аналізі стійкості режимів за напругою важливо не тільки визначити граничний режим та відповідну йому критичну напругу, але і дослідити як саме впливають параметри електричної мережі та режимів її роботи на величину критичної напруги. Саме такий аналіз є основою для розробки ефективних заходів для запобігання порушенню стійкості за напругою.

На сьогодні одним з основних засобів підтримання необхідних резервів та генерування РП в ОЕС України за відсутності мережевих засобів компенсації сконцентровані на теплових електростанціях (ТЕС) [5]. При цьому ТЕС переважно працюють з фіксованим коефіцієнтом потужності, отже, не можуть бути регульованим джерелом РП. Також в ОЕС більшість ліній електропередавання (ЛЕП) експлуатується в режимах, що мають величину потужності, меншу від натуральної, і тому такі ЛЕП є джерелами реактивної потужності. Проте їх також неможливо віднести до надійних і головне регульованих джерел РП. Таким чином, на сьогодні єдиним регульованим джерелом РП в ОЕС України є синхронні генератори (СГ). При цьому величина зони регулювання визначається їх експлуатаційними характеристиками. [14].

На відміну від України закордонний досвід забезпечення надійності електричних мереж включає використання турбін вітрогенераторів та накопичувачів. Ключовим технологічним рішенням є використання grid-forming вітрових турбін, які можуть виконувати функції, властиві СГ – формувати напругу, підтримувати частоту та брати участь у регулюванні режимів [15].

У реальних експериментах, проведених The National Renewable Energy Laboratory (Національна лабораторія відновлюваної енергетики) спільно з General Electric (Американська корпорація Дженерал Електрик), вітрова турбіна третього типу продемонструвала здатність самостійно відновлювати стабільність після збурень, забезпечуючи первинну підтримку частоти та контроль напруги. Це означає, що ВДЕ можуть компенсувати втрату інерції, спричинену виведенням інших джерел ВДЕ, теплових чи газових генераторів».

Важливою перевагою є те, що кінетична енергія ротора вітрової турбіни може використовуватися як короткочасний резерв стабільності. Зміна швидкості обертання дозволяє турбіні надавати інерційний відгук і частотно-залежне регулювання, що критично важливо при великих коливаннях навантаження. Така поведінка зближує вітрові турбіни зі складовою класичного механічного інерційного моменту, але в динамічно керованій цифровій формі [15].

Комбінація вітрових турбін із системами акумуляції енергії ще більше посилює цей ефект. Акумулятори беруть на себе реактивне регулювання (VAR/Volt), швидку частотну підтримку та згладжування перехідних процесів. Інтегровані системи у складі вітрової турбіни, батареї та інвертору формують повноцінний комплекс, здатний забезпечувати:

- інерційний відгук;
- первинне регулювання частоти;
- локальну стабілізацію напруги;
- миттєве реагування на аварійні події;
- зниження втрат завдяки оптимізації

потокорозподілу та напруги.

Такі можливості вже дозволяють вітровим електростанціям виходити на ринок системних послуг та забезпечувати додаткові сервіси, підвищуючи не лише стійкість енергосистеми, а й загальну енергоефективність мережі. Іншими словами, ВДЕ перестають бути «пасивним» джерелом – вони стають активним учасником керування режимами. Сумарний енергозберігаючий ефект від запровадження регулювання напруги залежить від конфігурації мережі і може бути в діапазоні від 2 до 4 %.

На рис. 1 зображена структурна схема, де віртуальне емуляційне середовище, що складається з трьох операційних рівнів поєднано з ВДЕ та розподільчими підстанціями та забезпечує стабільність та надійність мережі в процесі енергопостачання споживачів.

Таким чином, сучасні підходи до керування вітровими турбінами та накопичувачами суттєво розширюють можливості забезпечення статичної стійкості енергосистем. Вони дозволяють:

- компенсувати дефіцит інерції;
- зменшувати навантаження на синхронні генератори;
- підвищувати пропускну здатність перетинів мереж;

• знижувати втрати активної та реактивної потужності;

• збільшувати гнучкість системи без додаткового введення традиційних потужностей.

У підсумку досліджень NREL та GE, вітрові турбіни з grid-forming керуванням у поєднанні з накопичувачами стають ключовою технологією для підвищення статичної стійкості та енергоефективності мережі, особливо в умовах широкого впровадження ВДЕ та зменшення частки традиційної генерації.

Іншим ефективним засобом підтримки рівня статичної стійкості, збільшення пропускну здатності перетинів, а як слідство і збільшення енергоефективних показників – є застосування так званих шунтувальних реакторів (ШР) в мережах мережі 750 кВ. В якості ШР можуть бути застосовані масляні шунтувальні реактори, керовані (магнітно-керовані, та тиристорно-керовані) ШР, та реактори в нейтралі. При цьому на створення позитивного стабілізуючий моменту мережі впливають як ШР розташовані безпосередньо біля перетину так і віддалені ШР.

Проведення дослідження впливу «близько» розміщених до і «віддалених» від перетину ШР показують збільшення пропускну спроможності перетинів мережі в діапазоні від 3 до 3,6 % для «близьких» перетинів та від 3,5 до 4,4 % для «віддалених» [5].

Перспективним та ефективним з позиції збільшення стійкості та енергоефективності мереж є застосування накопичувачів електричної енергії різних типів [16].

В роботі проведено комплексне дослідження доцільності застосування накопичувачів електричної в електричних мережах України з якого можна зробити висновок про особливості, проблем які з їх допомогою можливо вирішити та ефективності впровадження.



Рисунок 1 – Структурна схема роботи системи «віртуальної інерції»

В роботі [9] аналізуються гібридні системи накопичення енергії (Hybrid Energy Storage Systems, HESS) як важливий інструмент забезпечення стабільності та ефективності енергомереж, з високою часткою ВДЕ а також підходи до керування ними.

Комбінування різних типів накопичувачів: акумуляторні батареї суперконденсатори, маховики, проточні батареї, тощо дозволяє використати їхні сильні сторони та компенсувати технологічні обмеження кожної окремої системи. Завдяки цьому HESS забезпечує ширший діапазон експлуатаційних режимів від покриття пікових потужностей до тривалого зберігання енергії.

На рис. 2 зображена ієрархічна класифікація підходів до керування HESS. Основна мета цих стратегій – це розподілення потоку потужності між різними накопичувачами так, щоб забезпечити стабільність напруги, подовжити термін служби батарей та підвищити загальну ефективність системи.

Класичне керування (Classical control) – базується на сталих математичних алгоритмах та чітких логічних правилах. Ці методи зазвичай легше реалізувати, вони мають передбачувану поведінку, але можуть бути менш ефективними в складних динамічних умовах.

Інтелектуальне керування (Intelligent-based control) – використовує методи штучного інтелекту. Ці підходи дозволяють системі адаптуватися до змінних навантажень, прогнозувати майбутній стан та знаходити найбільш оптимальні режими роботи в реальному часі.

Якісний вплив HESS на стійкість системи проявляється насамперед у здатності згладжувати швидкі флуктуації генерування ВДЕ та забезпечувати стабільну підтримку частоти й напруги в мережі. Це забезпечує зниження величин та тривалості провалів напруги на 50%. Поєднання швидкодіючих накопичувачів (наприклад, суперконденсаторів або

маховиків) із системами великої енергоємності (літій-іонні, натрієво-сірчані або проточні батареї) дозволяє ефективно реагувати як на короточасні імпульсні навантаження, так і на довготривалі дисбаланси між генерацією та споживанням. Завдяки цьому підвищується якість електроенергії, знижується частота аварійних подій та забезпечується надійність роботи мікромереж і віддалених ізольованих систем.

За допомогою HESS можливо здійснювати регулювання частоти, підтримку напруги, вирівнювання навантажень, пікове зрізання, забезпечення резерву та можливість «чорного старту». Ці функції створюють додатковий запас стійкості.

Енергетична ефективність системи також зростає за рахунок зменшення невикористаної генерації ВДЕ. HESS дозволяє зберігати надлишки енергії, та використовувати їх у періоди падіння виробітку. Таким чином, збільшується частка використаної генерації та скорочуються витрати на роботу резервних джерел. Таким чином можна суттєво підвищити коефіцієнт використання встановленої потужності ВДЕ.

Кількісний вплив HESS відзначається покращенням динаміки реакції енергосистеми. За даними моделювальних та експериментальних досліджень, поєднання батарей та суперконденсатора забезпечує значно швидшу реакцію на зміни навантаження, знижує глибину циклу заряд-розряд акумуляторів і подовжує їхній ресурс, а конфігурації на базі проточних батарей у поєднанні з швидкодіючими накопичувачами демонструють підвищення гнучкості та зменшення втрат [9].

В реальних проектах (зокрема європейських) HESS дозволяє покривати одночасно потреби у високій піковій потужності та довготривалому зберіганні енергії, що неможливо при використанні одного типу накопичувача.

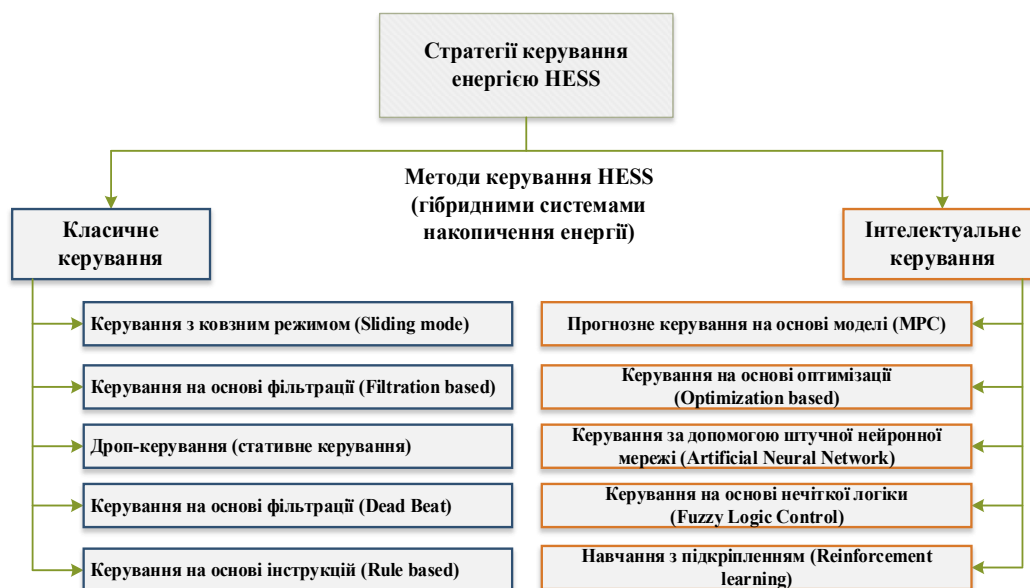


Рисунок 2 – Ієрархічна класифікація підходів до керування HESS

Попри переваги, інтеграція HESS пов'язана зі складністю керування, необхідністю розвинутих систем енергоменеджменту, підвищеними капітальними витратами та вимогами до матеріалів. Проте сучасні тенденції розвитку ВДЕ та зростання частки ВДЕ роблять HESS ключовим елементом стабільної, гнучкої й енергоефективної енергосистеми.

На рис. 3 підсумовані розглянуті показники побудови та керування електричними мережами та їх вплив на енергоефективність зокрема на зменшення втрат, збільшення пропускної спроможності перетинів, економії електроенергії, зниження величини та тривалості провалів напруги. Також наведений їх вплив на фундаментальні та не фундаментальні компоненти стійкості системи.

Найбільший вплив на компоненти стійкості здійснює застосування пристроїв накопичення HESS, HTLS-провідників та засоби регулювання напруги. Сумарно ці показники впливають на всі компоненти стійкості системи при умові, що організаційні та технічні засоби дозволяють застосовувати комплекс пристроїв чи методів побудови мереж, що буде включати в себе пристрої HESS, HTLS-провідники та засоби регулювання напруги то сумарний ефект буде мати істотний позитивний вплив на збільшення стійкості систем та підвищення їх енергоефективності.

Висновки та напрями подальших досліджень.
У статті виконано комплексний аналіз засобів

підвищення енергоефективності електричних мереж з високим проникненням ВДЕ та їхнього впливу на статичної стійкості енергосистеми. Показано, що в умовах зростання частки ВДЕ класичний підхід до обмеження перетоків потужності за критеріями статичної стійкості, який базується переважно на фіксованих нормативних значеннях, призводить до зниження енергоефективності, збільшення втрат у мережах і неповного використання наявних генеруючих ресурсів.

Зазначено, що ключовим обмежувальним фактором статичної стійкості в магістральних та міжсистемних перетинах ОЕС України є стійкість за напругою, яка пов'язана з балансом і резервами РП, рівнем втрат у ЛЕП та режимами роботи регулюючих пристроїв. Аналіз сучасних технічних рішень показав, що такі засоби, як grid-forming вітрові турбіни, системи накопичення електричної енергії (у тому числі гібридні HESS), керовані ШП та застосування HTLS-провідників, мають подвійний ефект: з одного боку підвищують запаси статичної стійкості (передусім за напругою), з іншого – знижують активні та реактивні втрати, збільшують пропускну здатність перетинів і покращують загальні енергоефективні показники мережі.



Рисунок 3 – Зв'язок енергоефективних параметрів та параметрів стійкості системи

Подальші дослідження доцільно спрямувати на розробку узагальненої математичної моделі статичної стійкості енергосистеми, в якій енергоефективна складова буде інтегрована безпосередньо в критерії оцінки граничних режимів. Така модель має базуватися на поєднанні класичних показників стійкості за напругою (критична напруга, запас за реактивною потужністю, умова $dQ/dV > 0$) з кількісними показниками енергоефективності, зокрема:

- втратами активної та реактивної потужності в ЛЕП;
- відношенням втрат реактивної потужності до переданого активного перетоку через перетин;
- ступенем використання встановленої потужності ВДЕ;
- ефективністю роботи систем накопичення та засобів регулювання напруги.

У межах подальшої роботи доцільно сформулювати оптимізаційну постановку задачі, в якій граничний режим за напругою визначається не тільки як межа стійкості, а також як компроміс між максимальним допустимим перетоком і мінімальними втратами енергії. Перспективним є застосування апарату аналізу чутливостей, власних значень та енергетичних індексів стійкості у поєднанні з моделями керування HESS і grid-forming перетворювачів.

Реалізація запропонованого підходу дозволить перейти від статичних нормативних обмежень до адаптивної оцінки пропускну здатності перетинів ОЕС України, що враховує реальний стан мережі, активну участь ВДЕ в керуванні режимами та вимоги енергоефективності.

Список літератури

1. International Energy Agency. Renewables 2024. Analysis and forecasts to 2030. Paris: IEA, 2024. 177 p. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>.
2. Про затвердження Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 13.08.2024 № 761-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-p#Text>.
3. Про схвалення Концепції впровадження “розумних мереж” в Україні до 2035 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 № 908-р: станом на 13 берез. 2025 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text>.
4. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. На заміну ГКД 34.20.575-2002; чинний від 2012-10-21. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012.
5. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань / ред. О. В. Кириленко. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2018. 320 с.
6. Півняк Г. Г., Жежеленко І. В., Папаїка Ю. А. Енергетична ефективність систем електропостачання: монографія. 2-ге вид., переробл. і допов. Дніпро: НТУ «ДП», 2018.
7. Yao M., Roy S., Mathieu J. L. Using demand response to improve power system small-signal stability. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2023. Vol. 36. 101214. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101214>.
8. Energy losses and voltage stability study in distribution network with distributed generation / H. Ren et al. *Journal of Applied Mathematics*. 2014. Vol. 2014. 939482. DOI: <https://doi.org/10.1155/2014/939482>.

9. Advancements in hybrid energy storage systems for enhancing renewable energy-to-grid integration / A. M. Adeyinka et al. *Sustainable Energy Research*. 2024. Vol. 11, no. 1. 26. DOI: <https://doi.org/10.1186/s40807-024-00120-4>.
10. Impact of STATCOM in stabilizing disturbed microgrids powered by wind energy / H. Bali et al. *Journal Européen des Systèmes Automatisés*. 2025. Vol. 58, no. 2. P. 317–327. DOI: <https://doi.org/10.18280/jesa.580212>.
11. Extremum-seeking adaptive-droop for model-free and localized Volt-VAR optimization / H. Ren et al. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2021. Vol. 37, no. 1. P. 179–190. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2021.3093831>.
12. Ippolito M. G., Massaro F., Cassaro C. HTLS conductors: A way to optimize RES generation and to improve the competitiveness of the electrical market—A case study in Sicily. *Journal of Electrical and Computer Engineering*. 2018. Vol. 2018. 2073187. DOI: <https://doi.org/10.1155/2018/2073187>.
13. Методи класифікації та моделювання малосигнальної стійкості енергосистеми в умовах високого проникнення відновлюваної енергії / К. П. Попенко та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2025. № 2(11). С. 78–84. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.2\(11\).344510](https://doi.org/10.20998/erec.2025.2(11).344510).
14. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Оцінка резервів реактивної потужності в ОЕС України з урахуванням проблеми забезпечення стійкості за напругою. *Технічна електродинаміка*. 2010. Тематичний випуск. Проблеми сучасної електротехніки, Ч. 3. С. 53–56.
15. National Renewable Energy Laboratory. Wind turbines can stabilize the grid. U. S. Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/wind-turbines-can-stabilize-grid>.
16. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Макаров А. О. Дослідження доцільності застосування накопичувачів електричної енергії в електричних мережах України. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2025. № 1(10). С. 101–106. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.1\(10\).332984](https://doi.org/10.20998/erec.2025.1(10).332984).

References

1. International Energy Agency, “Renewables 2024. Analysis and forecasts to 2030,” IEA, Paris, Oct. 2024. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>
2. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2024, Aug. 13). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 761-r, Pro zatverdzhennia Natsionalnoho planu dii z vidnovliuvanoi enerhetyky na period do 2030 roku ta planu zakhodiv z yoho vykonannia [On approval of the National Renewable Energy Action Plan for the period up to 2030 and the action plan for its implementation]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/761-2024-p#Text> (in Ukrainian)
3. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2022, Oct. 14). *Decree of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 908-r, Pro skhvalennia Kontseptsii vprovadzhennia “rozumnykh merezh” v Ukraini do 2035 roku [On the Approval of the Concept for the Implementation of “Smart Grids” in Ukraine by 2035]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-p#Text> (in Ukrainian)
4. *Stiikist enerhosystem. Kerivni vkazivky [Resilience of Power Systems: Guidelines]*, SOU-N MEV 00100227-68:2012 Association of Energy Companies “Sectoral Reserve and Investment Fund for Energy Development,” Kyiv, 2012. (in Ukrainian)
5. O. V. Kyrylenko, Ed., *Zabezpechennia stiikosti enerhosystem ta yikh obiednan [Ensuring the stability of power systems and their interconnections]*. Kyiv: Inst. Electrodyn., Nat. Acad. Sci. Ukraine, 2018. (in Ukrainian)
6. H. H. Pivniak, I. V. Zhezhelenko, and Yu. A. Papaika, *Enerhetychna efektyvnist system elektropostachannia [Energy Efficiency of Power Supply Systems]*, 2nd ed. Dnipro: NTU «DP», 2018. (in Ukrainian)
7. M. Yao, S. Roy, and J. L. Mathieu, “Using demand response to improve power system small-signal stability,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 36, Dec. 2023, Art. no. 101214, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101214>

8. H. Ren, C. Han, T. Guo, and W. Pei, "Energy losses and voltage stability study in distribution network with distributed generation," *Journal of Applied Mathematics*, vol. 2014, 2014, Art. no. 939482, doi: <https://doi.org/10.1155/2014/939482>
9. A. M. Adeyinka, O. C. Esan, A. O. Ijaola, and P. K. Farayibi, "Advancements in hybrid energy storage systems for enhancing renewable energy-to-grid integration," *Sustainable Energy Research*, vol. 11, no. 1, Jul. 2024, Art. no. 26, doi: <https://doi.org/10.1186/s40807-024-00120-4>
10. H. Bali, M. Boudiaf, T. Allaoui, and K. Negadi, "Impact of STATCOM in stabilizing disturbed microgrids powered by wind energy," *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, vol. 58, no. 2, pp. 317–327, Feb. 2025, doi: <https://doi.org/10.18280/jesa.580212>
11. H. Ren, R. R. Jha, A. Dubey, and N. N. Schulz, "Extremum-seeking adaptive-droop for model-free and localized Volt-VAR optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 1, pp. 179–190, Jul. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2021.3093831>
12. M. G. Ippolito, F. Massaro, and C. Cassaro, "HTLS conductors: A way to optimize RES generation and to improve the competitiveness of the electrical market—A case study in Sicily," *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2018, Sep. 2018, Art. no. 2073187, doi: <https://doi.org/10.1155/2018/2073187>
13. K. Popenko, A. Zagaynova, V. Lesniak, V. Varvianska, and D. Germanchuk, "Methods of classification and modeling of power system small-signal stability under high renewable energy penetration," *Bulletin of the National Technical University "KhPI"*, *Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2(11), pp. 78–84, Dec. 2025, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.2\(11\).344510](https://doi.org/10.20998/erec.2025.2(11).344510) (in Ukrainian)
14. O. V. Kyrlyenko, V. V. Pavlovskiy, and L. M. Lukianenko, "Otsinka rezerviv reaktivnoi potuzhnosti v OES Ukrainy z urakhuvanniam problemy zabezpechennia stiikosti za napruhoiu [Assessment of reactive power reserves in the Ukrainian power system, taking into account the issue of voltage stability]," *Tekhnichna elektrodynamika*, Thematic issue. Problems of modern electrical engineering, no. 3, pp. 53–56, 2010. (in Ukrainian)
15. National Renewable Energy Laboratory. "Wind turbines can stabilize the grid." U. S. Department of Energy. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/wind-turbines-can-stabilize-grid>
16. H. Omelianenko, V. Cherkashyna, and A. Makarov, "The appropriateness of using electrical energy storage systems to increase the reliability of Ukrainian electrical networks," *Bulletin of the National Technical University "KhPI"*, *Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1(10), pp. 101–106, Jul. 2025, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2025.1\(10\).332984](https://doi.org/10.20998/erec.2025.1(10).332984) (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 05.02.2026

Прийнята (Accepted) 17.03.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.31:621.355

POPENKO KONSTIANTYN ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-5251-1572>; e-mail: kostiantyn.popenko@ieec.khpi.edu.ua

ZAGAYNOVA ALEKSANDRA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com

METHODS FOR IMPROVING THE ENERGY EFFICIENCY OF NETWORKS WITH HIGH PENETRATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND THEIR IMPACT ON THE STATIC STABILITY OF THE SYSTEM

The article discusses the topical scientific and practical problem of ensuring static (small signal) stability of power systems in conditions of growing share of renewable energy sources and increasing requirements for energy efficiency of electrical networks. It is shown that traditional approaches to determining permissible power flows, which are based mainly on fixed regulatory restrictions according to static stability criteria, do not fully take into account changes in the structure of generation and the active role of modern mode control means. In some cases, this approach leads to an increase in active and reactive power losses, limitations on the transmission capacity of electrical networks, and irrational use of generating capacity. Based on an analysis of current scientific research and practical experience in the operation of electrical networks, the impact of energy efficiency measures on static stability reserves is considered, in particular, the control of renewable energy sources, the use of electrical energy storage systems, the use of controllable shunt reactors, flexible AC transmission systems, and modern high-capacity cables for overhead power lines. It has been shown that the comprehensive implementation of these technical solutions makes it possible to simultaneously reduce electrical energy losses, increase the throughput capacity of weak sections, improve voltage quality indicators, and increase the static stability reserve of the power system. Directions for further research are proposed, aimed at forming a generalized mathematical model of the static stability of the power system, in which energy efficiency indicators are integrated directly into the criteria for assessing limit modes.

Keywords: renewable energy sources; static stability; voltage stability; energy efficiency of electrical networks; electrical energy losses; reactive power; electrical energy storage systems; mode control; transmission capacity of electrical networks.