

**РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИХ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

Блінов І.В.<sup>1\*</sup>, докт. техн. наук, Трач І.В.<sup>1\*\*</sup>, канд. техн. наук, Парус Є.В.<sup>1\*\*\*</sup>, канд. техн. наук, Дерев'янку Д.Г.<sup>2\*\*\*\*</sup>, канд. техн. наук, Хоменко В.М.<sup>1\*\*\*\*\*</sup>

<sup>1</sup> Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна

e-mail: [blinovigor81@gmail.com](mailto:blinovigor81@gmail.com); [igor.trach@gmail.com](mailto:igor.trach@gmail.com); [viktor.khomenko@var.energy](mailto:viktor.khomenko@var.energy); [paruseugene@gmail.com](mailto:paruseugene@gmail.com)

<sup>2</sup> Національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,

пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна

*Досліджено проблеми регулювання режимів розподільних електричних мереж в Україні. Розглянуто перспективи регулювання режимів розподільних електричних мереж управлінням інверторами відновлюваних джерел енергії, передусім сонячних електричних станцій, підключеними до цієї мережі, згідно концепції Smart Grid. Виконано аналіз результатів оптимізації режимів розподільної електричної мережі за різними критеріями та обрано найбільш перспективні з огляду на особливості структури та функціонування розподільних електричних мереж в Україні. Формалізовано цільову функцію багатокритеріальної оптимізації з критеріями мінімізації реактиву на головній ділянці лінії та мінімізації середньоквадратичних відхилень напруги від номіналу. Для розрахунку оптимального значення за цільовою функцією обрано метод Multivariable extremum seeking control, який модернізовано додатковими фільтрами окремих частотних каналів. Наведено приклад розрахунків, який засвідчує ефективність запропонованого способу регулювання режимів розподільних електричних мереж. Бібл. 24, рис. 3, табл. 2.*

**Ключові слова:** регулювання режимів розподільних електричних мереж, багатокритеріальна оптимізація, тестова іеєє 33 мережа, Multivariable extremum seeking control, керована реактивна потужність ВДЕ.

**Вступ.** Сьогодні важливими напрямками розвитку електроенергетики України є забезпечення функціонування та розвиток моделі ринку електричної енергії [1, 2] згідно з Законом України (ЗУ) «Про ринок електричної енергії» [3] та збільшення частки ВДЕ в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України відповідно до енергетичної стратегії України на період до 2035 року та ЗУ «Про альтернативні джерела енергії» [4].

Впровадження ВДЕ вважається важливою складовою процесів декарбонізації української електроенергетики [5]. Однак невпинне збільшення кількості відновлюваних джерел електричної енергії (ВДЕ) у структурі виробничих потужностей не супроводжується заходами компенсації їхнього негативного впливу на режими електроенергетичних систем [5].

На початок 2022 року обсяг потужностей відновлюваної енергетики в Україні становив понад 8000 МВт. В перспективі ВДЕ набуватимуть ознаки основних джерел виробництва електричної енергії [6]. Тому слід зважати на фактичну зміну властивостей функціонування розподільних електричних мереж (ЕМ), на режими яких суттєво впливають ВДЕ [7, 8]. Нові тенденції в розвитку електроенергетики закріплюються в нормативно-правовій базі, зокрема в українському законодавстві. Так тенденції до децентралізації управління режимами на основі Smart-технологій [9] враховані означенням малих систем розподілу, в яких споживачі безпосередньо беруть участь в оптимізації витрат на розподіл електричної енергії та встановлюють власні об'єкти розосередженої генерації [10, 11], передусім ВДЕ.

---

Блінов І.В., Трач І.В., Парус Є.В., Дерев'янку Д.Г., Хоменко В.М., 2022

ORCID ID: \* <https://orcid.org/0000-0001-8010-5301> ; \*\* <https://orcid.org/0000-0002-3345-2324> ;

\*\*\* <https://orcid.org/0000-0001-9087-3902> ; \*\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-4877-5601> ;

\*\*\*\*\* <https://orcid.org/0000-0002-2688-0996>

Незважаючи на велику кількість досліджень в області децентралізованого управління режимами розподільних ЕМ, проваджені Smart-технології [12, 13] досі не використовують у повній мірі сучасні можливості спільного залучення існуючих засобів впливу на режими розподілу електричної енергії, зокрема в умовах невинного впровадження нових ВДЕ на стороні споживача, внаслідок недосконалості моделей вибору оптимальної архітектури систем управління та оптимальних законів регулювання.

**Метою статті** є дослідження, формалізація постановки задачі та визначення параметрів для розрахунку оптимального значення цільової функції під час регулювання режимів розподільних ЕМ з використанням розосереджених джерел реактивної складової потужності на фідерах споживачів електричної енергії з власними ВДЕ, до складу яких входять інвертори.

### **Проблеми регулювання напруги та реактивної складової потужності в розподільних електричних мережах з розосередженою генерацією.**

До основних проблем контролю режимів розподільних ЕМ в Україні традиційно відносять неповноту достовірної інформації про поточний стан мережі в умовах невинних змін рівнів електроспоживання, які суттєво впливають на режими ЕМ. Тому задачі підтримки режимних параметрів розподільних ЕМ зазвичай розв'язувалися передусім на рівні проектування ліній ЕМ. Основним засобом регулювання напруги в ЕМ при цьому виступав РПН трансформатора на підстанції – центрі живлення ЕМ. Додатково до промислових споживачів висувалася вимога компенсації реактивної складової навантаження, що реалізується використанням пристроїв компенсації, зазвичай – регульованих конденсаторних установок (РКУ).

Формально завданням РКУ є зменшення величини падіння напруги в ЕМ, зменшення реактивної складової потужності, яка протікає в фідерах ЕМ та неявно – зменшення активних втрат. Фактично РКУ контролюють значення реактивної складової потужності в місці приєднання цих пристроїв, передусім – на фідері локального споживача. За деякими оцінками, компенсація за допомогою РКУ в розподільних ЕМ 1 КВАр реактивної **складової** потужності дає змогу заощадити 150-300 кВт·год електроенергії в рік, або 0.017-0.034 кВт активної потужності.

Робота РКУ на фідері окремого споживача сприяє зменшенню навантаження та падінню напруги загалом в ЕМ, але закони регулювання таких РКУ обмежуються власним навантаженням споживача. При цьому реактивна складова потужності, яка генерується чи споживається в лініях електропередавання, а також формується споживачами комунально-побутового сектору, на рівні розподільної ЕМ зазвичай не компенсується. Крім того, істотним недоліком РКУ є формування виключно ємнісної складової потужності. Генерування індуктивної складової потужності в особливих режимах ЕМ (наприклад, за надмірної генерації ємнісної складової лініями ЕМ в години мінімального навантаження ЕМ) за допомогою РКУ неможливе.

Додатковим недоліком роботи РКУ також є обмеженість закону регулювання реактивної **складової** потужності виключно режимними параметрами на фідері окремого споживача. Але оптимальний рівень режимних параметрів окремого споживача не завжди співпадає із оптимальними значеннями режиму ЕМ в цілому та змінюється на протязі доби. До того ж, можливості РКУ оптимізації потокорозподілу в ЕМ у таких випадках навіть не розглядаються. В результаті Оператор розподільної ЕМ не отримує доступу до встановлених в мережі засобів оперативного регулювання напруги та реактивної складової потужності загалом в розподільній ЕМ. Проте, навіть за укладання Оператором системи розподілу угод про використання РКУ споживачів для контролю режимів ЕМ, задача централізованого управління режимами ускладнюється відсутністю достовірно прогнозованої інформації про графіки навантаження всіх споживачів розподільної ЕМ. Проблеми адекватного прогнозу потоків електричної енергії та розробки відповідних цим прогнозам законів регулювання ускладнилися останні роки внаслідок широкого впровадження споживачами електричної енергії ВДЕ як для покриття власних потреб електроспоживання, так і для продажу згенерованої електричної енергії за «зеленим тарифом».

Тому для визначення алгоритму роботи РКУ зазвичай використовують експертні оцінки гіпотетичних станів ЕМ влітку, взимку, вдень, вночі, а також залежність цих показників від окремих метеоумов. Такі оцінки переважно достатні для планування режимів розподільних ЕМ в межах технологічних обмежень контрольованих параметрів, але не дають змоги створити ефективні алгоритми ситуативної оптимізації режимів ЕМ.

Перспективний спосіб вирішення означених проблем – застосування сучасних технологій SmartGrid [9-13], орієнтованих на децентралізоване управління режимами ЕМ. Концепція SmartGrid

передбачає побудову гнучких автоматичних систем ситуативного управління режимами потоків енергії та регулювання рівнів напруги. Додатково до концепції децентралізованого управління, нормативно-правова база української електроенергетики розвивається в напрямку активного залучення електроустановок споживачів, передусім – ВДЕ, до регулювання режимів. Так, наприклад, постановою НКРЕКП від 29.09.2021 № 1680 «Про затвердження Змін до Кодексу системи передачі» затверджено зміни до Кодексу системи передачі, якими у п.6.2.4.2 означено наступну вимогу: «ВЕС та СЕС потужністю 150 кВт та більше, що приєднані до електричних мереж, повинні мати засоби зв'язку для обміну оперативною і технологічною, в т. ч. телеметричною інформацією, з відповідним ЦДП системи розподілу або системи передачі (залежно від їх оперативної підпорядкованості), а електростанції потужністю 1 МВт і більше повинні мати додаткову можливість дистанційного керування їх активною та реактивною потужністю з відповідного ЦДП». Крім того, нормативно визначаються і вимоги до інверторів, через які сучасні станції з ВДЕ, передусім – ВЕС та СЕС, підключаються до ЕМ. Зокрема стандарт EN50549-1:2019 [14] вимагає від виробників ВДЕ з інверторами можливість генерування реактивної складової потужності, зокрема в періоди відсутності сонячної або вітрової енергії, а також визначає вимоги до допустимого співвідношення генерування реактивної та активної складових потужності. Таким чином, встановлені в розподільних ЕМ ВДЕ надають Оператору системи розподілу додаткові засоби контролю режимів в частині регулювання напруги та потоків реактивної складової потужності. Для ефективного використання таких засобів згідно із концепцією SmartGrid необхідно створити методи оптимізації режимів ЕМ, які враховують як особливості функціонування ВДЕ, так і особливості структури розподільних ЕМ в Україні.

**Дослідження цілей оптимізації режиму ЕМ з ВДЕ.** Розглянемо можливості використання інверторів ВДЕ як джерел реактивної складової потужності, для оптимізації режимів ЕМ на прикладі тестової IEEE 33-вузлової ЕМ. До контрольованих в задачі оптимізації параметрів віднесено

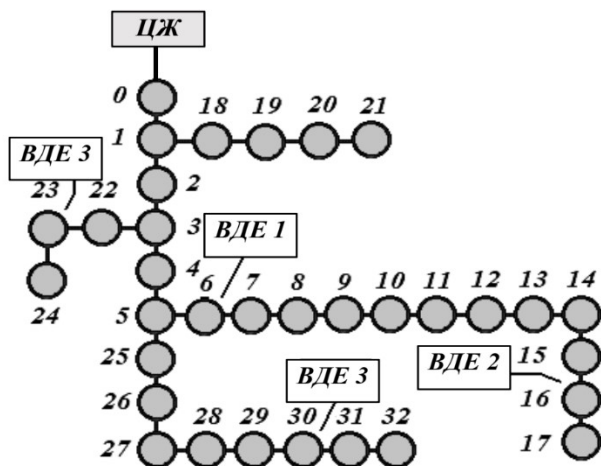


Рис. 1

Шини підключення обмотки нижньої напруги трансформатора визначають на схемі рис.1 центр живлення (ЦЖ) розподільної електричної мережі. Мінімальна напруга тестової мережі в режимі номінальних навантажень складає 0.91809 в.о. Розрахунки проведено для добового графіка навантажень з мінімальним рівнем 0.61 в.о. та максимальним рівнем 1.12 в.о. від номінального навантаження. Погодинний графік навантаження представлено в [18]. Слід зазначити, що в режимі максимальних навантажень напруга у вузлах ЕМ менша за нижню границю номінального значення та потребує використання засобів для приведення напруги до допустимих значень.

Під час виконаного аналізу проведено аналіз літературних джерел щодо різних критеріїв для покращення рівнів напруги в ЕМ. Так в усталених режимах для цього використовують [15] максимум відхилення напруги чи усереднене відхилення напруги [16]. Крім того для оптимізації режимів ЕМ врахування фактору несинхронної зміни навантаження споживачів протягом доби використовується критерій мінімізації відхилень напруги від номінальних значень [17]

$$\min(J_{(V)}) = \min \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \sum_{ph=1}^3 (V_{i,ph} - V_{nom})^2 \right),$$

середньоквадратичні відхилення від номінальної напруги, реактивної складової потужності або  $\cos(\Phi_i)$  на фідері центру живлення та втрати електричної енергії. Тестова IEEE 33-вузлова ЕМ (рис.1) має наступні параметри: сумарна активна потужність навантажень 3,715 МВт, реактивна складова потужності 2,3 МВАр, номінальна напруга ЕМ 12,6 кВ. Для уточнення аналізу напруги в ЕМ додатково в тестову ЕМ додано: джерело живлення енергосистеми (ЕС) 110 кВ, напруга 1.02 в.о.; лінія електропередачі (ЛЕП) 110 кВ довжиною 90 км з  $r=0,24$  Ом/км,  $x=0,4$  Ом/км; розподільний трансформатор 110/12.6 кВ потужністю 6,4 МВА, напругою короткого замикання 6,0%, активними втратами короткого замикання 30 кВт і струмом холостого ходу 0,5%.

де  $n$  – кількість вузлів ЕМ,  $ph$  – номер фази,  $V_{nom}$  – номінальне значення напруги,  $V_{i,ph}$  – напруга у вузлі  $i$  фази  $ph$ . Використовуються значення напруги в усіх вузлах ЕМ. Схожий критерій, який порівнює напруги в ЕМ з заданим значенням напруги, запропонований в роботі [18], показав ефективність при регулюванні напруги в ЕМ з ВДЕ. Також в разі оптимізації напруги ЕМ під час комплексній роботі ВДЕ та трансформаторів з РПН [19] пропонується критерій кількості спрацювань РПН трансформаторів.

Задля вибору критеріїв для функції багатокритеріальної оптимізації попередньо проведені розрахунки декількох тестових ЕМ (ієєє33, ієєє69) зі змінним добовим режимом навантажень окремо для мінімізації модуля реактивної складової потужності на вихідному фідері ЦЖ  $Q_0$ , напруги на вихідному фідері ЦЖ  $U_0$  (вузол 0 на рис. 1) та втрат електричної енергії ЕМ  $P$ . Залежність для 1-ї та 2-ї змінних (реактивні складові потужності двох ВДЕ у вузлах 6  $Q_{ВДЕ1}$  та 16  $Q_{ВДЕ2}$ ) напруги на вихідному фідері ЦЖ  $U_0$ , реактивної складової потужності  $Q$  на вихідному фідері ЦЖ від втрат  $P$  електричної енергії в ЕМ для ієєє33 в режимі максимальних навантажень зображені відповідно на рис. 2, а і рис. 2, б. Для режиму мінімальних навантажень такі ж залежності показано на рис. 2, в і рис. 2, г. На рис. 2, а та 2, в окремо виділено площину нульових значень реактивної складової потужності на вихідному фідері ЦЖ  $Q_0$ .

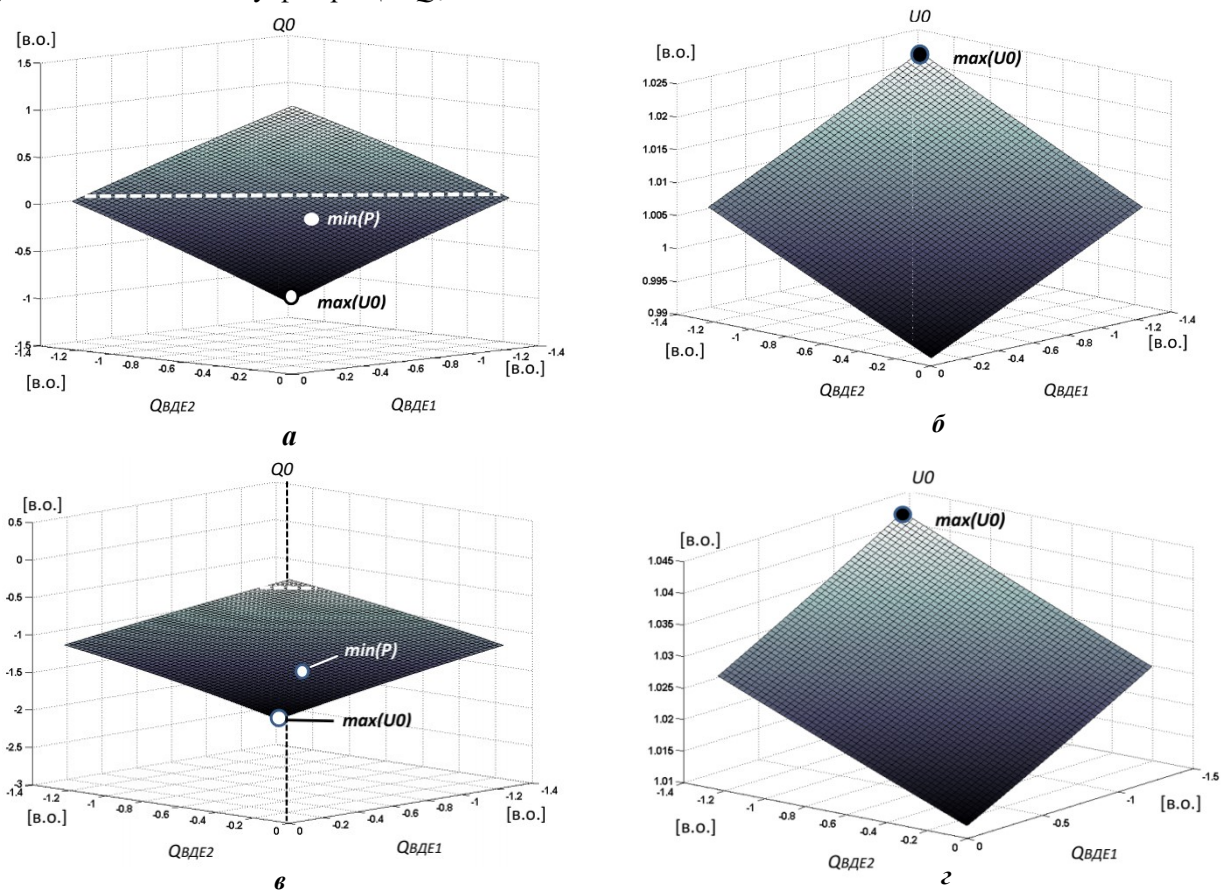


Рис. 2

Аналіз представлених на рис. 2 результатів розрахунків показав, що точки оптимальності за критеріями максимального значення напруги  $\max(U_0)$  на вихідному фідері ЦЖ, нульового значення модуля реактивної складової потужності в ЦЖ ( $Q_0$ ) та мінімізації втрат потужності  $\min(P)$  в ЕМ розташовані далеко одна від одної на площині допустимих режимів і значення реактивних складових потужності для ВДЕ1 та ВДЕ2 у цих точках суттєво різняться. Тому ці критерії не можуть використовуватися спільно. У той же час множина режимів з нульовим значенням реактивної складової потужності на вихідному фідері ЦЖ формує площину, в якій завжди знаходиться режим з мінімальними втратами електричної енергії. Тому вибір цільової функції зведення до нуля значення реактивної складової потужності на вихідному фідері ЦЖ зокрема гарантуватиме розв'язки, близькі до мінімального значення втрат електричної енергії в ЕМ. Нульове значення реактивної складової

потужності у початковому вузлі ЕМ також реалізує максимальну пропускну спроможність головної ділянки ЕМ та покращує режим роботи електричних мереж вищого рівня напруги.

Задля узгодження взаємодії засобів регулювання режиму ЕМ, а саме інверторів ВДЕ, пропонується ввести додатковий критерій оптимальності – мінімізація відхилень напруги від номінального значення у контрольованих вузлах заступної схеми ЕМ. Множина оптимальних рішень такої задачі дає змогу сформулювати закони регулювання для інверторів ВДЕ з рівномірним розподілом напруг в ЕМ.

**Формалізація задачі багатокритеріальної оптимізації.** В багатокритеріальній оптимізації цільова функція  $J$  з  $n$  критеріїв  $J_1, \dots, J_n$  розраховується як

$$J = k_1 \cdot J_1 + k_2 \cdot J_2 + \dots + k_n \cdot J_n$$

де  $k_1, \dots, k_n$  – встановлювані експертною оцінкою вагові коефіцієнти, якими означається пріоритетність одних цілей над іншими, причому  $\sum_{i=1}^n k_i = 1$ .

Запропонована задача багатокритеріальної оптимізації (БКО)  $J$  представляє суму двох критеріїв – мінімального середньоквадратичного відхилення від номінальної напруги  $J_{(V)}$  та мінімального значення модуля реактивної складової потужності на вихідному фідері ЦЖ  $J_{(Q)}$ , який живить ЕМ СН, а саме в точці приєднання шини 0 до ЦЖ на рис 1. Змінними в задачі БКО є реактивна складова потужності інверторів ВДЕ. Обмеженнями для задачі БКО є задані діапазони генерування реактивної складової потужності інверторів ВДЕ, яка обумовлена технічними характеристиками інверторів. При цьому вважається, що реактивна складова потужності ВДЕ генерується протягом всієї доби, як це передбачено новими нормами.

Перший критерій  $J_{(V)}$  представляє середньоквадратичне відхилення від номінальної напруги  $V_{ном}$  в  $s$  вузлах встановлення ВДЕ з інверторами, які можуть генерувати як активну, так і реактивну складові потужності

$$J_{(V)} = \sqrt{\frac{1}{s} \sum_{i=1}^s (V_i - V_{ном})^2} . \quad (1)$$

Другий критерій визначається модулем реактивної складової потужності  $Q$  на фідері ЦЖ

$$J_{(Q)} = abs(Q) . \quad (2)$$

Обидва критерії мають позитивний знак і оптимізація веде до мінімізації кожного критерія з позитивним знаком. Критерій мінімізації середньоквадратичного відхилення напруги у вузлах ЕМ дає змогу отримати режими з мінімальними відхиленнями напруги від номінального значення. Застосування цільової функції мінімізації модуля реактивної складової потужності вихідному фідері ЦЖ призводить до зменшення рівня завантаження вихідному фідері ЦЖ та головної ділянки розподільної ЕМ, збільшує їхню пропускну спроможність та зменшує потоки реактивної складової потужності в ЕМ вищого класу напруг.

Відповідно багатокритеріальна оптимізація цільової функції  $J$  має вигляд

$$\min(k_V \cdot J_{(V)} + k_Q \cdot J_{(Q)}) , \quad (3)$$

де  $k_V$  та  $k_Q$  – вагові коефіцієнти значимості задачі БКО, причому  $k_V + k_Q = 1$ .

Критерії  $J_{(V)}$  та  $J_{(Q)}$  слід подавати у відносних одиницях. База приведення до відносних одиниць в задачі БКО змінних з різними одиницями виміру визначаються експертом і повинні мати значення одного порядку. Базою приведення до відносних одиниць в задачі БКО для критерію мінімізації середньоквадратичного відхилення напруги у вузлах ЕМ  $J_{(V)}$  обрано номінальну напругу ЕМ з коефіцієнтом масштабування  $V_{ном} \cdot K_V$ ,  $K_V = 40$ . Для  $J_{(Q)}$  за базис взято повну потужність в МВА, яка для розрахункового прикладу прийнята 1 МВА.

В Україні на сьогодні та в найближчий роки в ЕМ СН та НН недостатньо пристроїв вимірювання напруги у вузлах ЕМ, в той же час пристрої вимірювання напруги ЕМ є складовими ВДЕ з інверторами. Тому кількість контрольованих вузлів заступної схеми ЕМ обмежується місцями встановлення ВДЕ та вимірювальними засобами у центрі живлення розподільної ЕМ. Слід зауважити, що наразі ведуться дослідження щодо визначення оптимальних вузлів встановлення пристроїв вимірювання напруги для контролю режимів розподільних ЕМ, наприклад в [20]. Проте в

межах даної публікації розглядається лише варіант оперативного моніторингу значень напруги у центрі живлення розподільної ЕМ та у вузлах підключення ВДЕ. Така постановка задачі дозволяє розпочати регулювання режимів розподільної ЕМ без додаткових капіталовкладень у засоби моніторингу з боку Оператора системи розподілу. В результаті визначення додаткових вузлів для моніторингу значень напруги у вузлах розподільної ЕМ розглядатиметься вже як спосіб підвищення контролю режимів.

Використання методу пошуку екстремуму Multivariable extremum seeking control (MESC) [21] задля досягнення поставленої мети полягає в тому, що з використанням інформаційного обміну кожне розосереджене ВДЕ безперервно отримує інформацію щодо напруги  $V_i$  в місцях їхнього приєднання, значення реактивної складової потужності  $J_Q$  на виході трансформатора ЦЖ та самостійно корегує величину реактивної складової потужності  $Q$  до встановлення оптимального значення змінної, яке відповідає максимуму функції  $J$  в конкретний поточний момент доби відповідно до виразу (3).

Особливість запропонованої цільової функції полягає у приведенні до нуля реактивної складової навантаження на головній ділянці розподільної ЕМ, оскільки ціль  $J_Q \rightarrow 0$  універсально задовольняє переважній більшості задач управління режимами ЕМ. За потреби не складно реалізувати як ціль ненульове індуктивне чи ємнісне значення реактивної складової потужності на головній ділянці розподільної ЕМ для вирішення нестандартних задач управління режимами. Наприклад, ємнісна складова або індуктивна складова потужності може бути оперативно (ситуативно) означена на вимогу Оператора системи передачі для компенсації індуктивної складової навантаження електричних мереж вищих класів напруги. При цьому значення реактивної складової навантаження  $Q_K$  у контрольованих центрі живлення розподільних ЕМ та вузлах підключення ВДЕ повинно відповідати вимогам ДСТУ EN50549-1:2012, п. 4.7.2.3.4 в частині мінімального  $Q_{\min}$  (в даному контексті – від’ємного значення ємнісної складової) та максимального  $Q_{\max}$  допустимого значення реактивної складової навантаження

$$Q_{\min} < Q_K < Q_{\max} \quad (4)$$

#### Приклад практичних розрахунків.

Розрахунок оптимального значення цільової функції виконано методом пошуку екстремуму MESC, який не потребує наявності аналітичної залежності цільової функції від змінних. Метод засновано на концепції ін’єкції збурень незначних синусоїдальних сигналів для просування змінних до екстремуму та реалізовано апроксимацією градієнта. Детальний опис метода MESC наведено в [23]. Задля пригнічення шумів, присутніх в цільовій функції, схема зворотного зв’язку була змінена шляхом додавання фільтра низьких частот послідовно з інтегратором згідно із [25]. Для ЕМ середньої напруги отримано константи MESC.

Приклад розв’язання задачі оптимізації наводиться для представленої на рис. 1 тестової ЕМ із встановленими у вузлах 5, 16, 24 та 30 розосередженими ВДЕ. При цьому обмеження значень реактивної складової навантаження у контрольованих вузлах розподільної ЕМ в (4) прийнято:  $Q_{\min}=0$ ,  $Q_{\max}=1$  МВар. Основні константи для MESC наведені у табл. 1.

**Таблиця 1**

Частота квантування $f / dt$ (Гц/сек.)	0.0333 / 30
Частоти сигналів збурень $\omega_0$ інверторів [ВДЕ1, ВДЕ2, ВДЕ3, ВДЕ4], $2\pi x$ (рад./сек.)	[0.055556, 0.062500, 0.071429, 0.050000]
Коефіцієнт посилення $k$	2.5e6
Частота зрізу для фільтрації високих частот (рад./сек.)	$\omega_0 / 10$
Частота зрізу фільтрації низьких частот (рад./сек.)	$\omega_0 / 15$
Кількість тактів вимірювань за добу	2880
Амплітуда сигналів збурень, $a$ (МВар)	0.025
База для приведення цільових функцій до відносних величин: $U_b=U_{nom}$ , кВ $Q_b$ , МВар	0.05 1
Вагові коефіцієнти значимості: $k_V; k_Q$	0.9; 0.1

Пріоритетом задачі оптимізації по цільовій функції (3) було обрано середньоквадратичне відхилення напруги, тому ваговий коефіцієнт значимості  $k_V$  значно більший за  $k_Q$ . Для спрощення аналізу припускається, що ВДЕ генерують реактивну складову потужності та не генерують активну складову потужності.

Результати оптимізації цільової функції (3) для тестової іеее33 ЕМ з чотирма ВДЕ представлено у табл. 2. Графіки результатів моделювання реалізація методу MESC для тестової іеее33 мережі протягом доби показано на рис. 3, зокрема: {1} – сумарна реактивна складова потужності споживачів; {2} – сумарна реактивна складова потужності ВДЕ; {3} – значення критерію мінімізації відхилень напруги від номіналу  $k_V J_V$  в (3); {4} – значення критерію мінімізації реактивної складової потужності у центрі живлення ЕМ  $k_Q J_Q$  в (3).

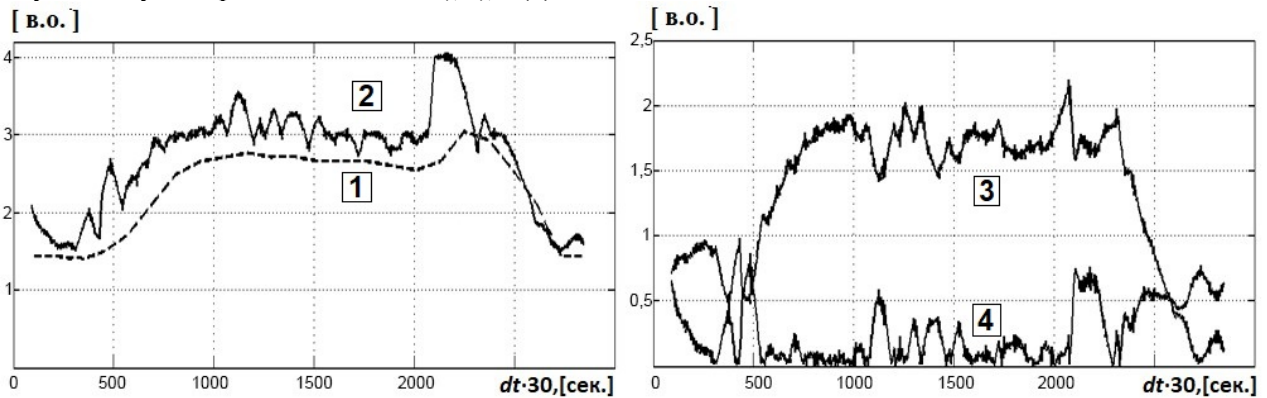


Рис.3

Таблиця 2

Параметри	ЕМ з ВДЕ	ЕМ без ВДЕ
Середнє добове реактивне навантаження ЕМ, яке живиться від ЦЖ, [МВАр]	2,2846	2,2846
Реактивна енергія навантажень за добу [МВАр·год.]	52,83	52,83
Середнє добове середньоквадратичне відхилення напруги $J_V$ , [в.о. від $U_{ном}$ ]	0,0376	-
Мінімальна добова напруга в усіх вузлах ЕМ, [в.о.]	0,9775	0,8385
Максимальне значення за добу середньоквадратичного відхилення напруги, [в.о.]	0,0537	-
Середня реактивна потужність у ЦЖ за добу, [МВАр],	0,4350	2,436
Обсяг реактивної складової у ЦЖ за добу, [МВАр·год]	10,440	58471
Середні добові втрати електроенергії [МВт]	0,2151	0,2338

Аналіз представлених у табл.2 результатів оптимізації цільової функції (3) показав суттєве поліпшення якості енергопостачання в частині вирівнювання значень напруги в ЕМ. Так мінімальна добова напруга склала 0.9775 від номіналу, що на 14.22% більше за мінімальну напругу в тестовій ЕМ зі змінним навантаженням без засобів регулювання реактивної складової потужності. Крім того, компенсація реактивної складової навантаження головної ділянки ЕМ в середньому за добу склала 15,2% від середньодобової реактивної складової потужності споживачів. Оптимізація добових графіків завантаження ЕМ за допомогою інверторів ВДЕ дала змогу зменшити втрати електричної енергії за добу на 8,0% у порівнянні з тестовою схемою ЕМ без ВДЕ.

**Висновки.** За результатами виконаних досліджень показні можливості та перспективи регулювання режимів розподільних електричних мереж в Україні шляхом управління розосередженими ВДЕ з інверторами, підключеними до цієї мережі. Аналіз результатів оптимізації режимів розподільної електричної мережі з різними критеріями оптимізації з використанням регульованих можливостей інверторів ВДЕ засвідчив перспективність використання як критерію оптимізації мінімізацію реактивної складової потужності на головній ділянці лінії та мінімізацію середньоквадратичних відхилень напруги від номіналу. Формалізовано постановку задачі вибору оптимальних значень реактивної складової потужності, яку генерує ВДЕ, та обрано метод виконання розрахунків. Для ЕМ середньої напруги отримано константи MESC. Практичні розрахунки з використанням наведеного у статті підходу засвідчили ефективність запропонованого рішення проблеми регулювання режимів розподільних електричних мереж.

При цьому використання MESC для розрахунку оптимальних значень реактивної складової потужності від інверторів ВДЕ здійснено без фактичного моделювання множини допустимих режимів. Тому запропонований у статті підхід до регулювання режимів розподільних ЕМ дає змогу реалізувати Операторам систем розподілу надання засобами розосередженої генерації послуг регулювання напруги та реактивної потужності з оперативним прийняттям рішень щодо обсягів реактивної складової потужності від кожного ВДЕ та реактивної складової потужності в ЦЖ. Така система регулювання режимів розподільних ЕМ не потребуватиме додаткових вкладень у засоби діагностики напруг на усіх ділянках лінії та у засоби аналізу режимів під час вибору оптимального рішення, що у свою чергу сприятиме зниженню затрат та пришвидшенню впровадження таких систем регулювання.

*Роботу виконано за держбюджетною темою «Науково-технічні засади розвитку та керованості сегменту розосереджених джерел енергії в структурі генеруючих потужностей електроенергетичних систем («СЕГМЕНТ»)» КПКВК 6541230.*

1. Blinov I., Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine// 2016 2nd International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems*, IEPS 2016 Conference Proceedings. 2016 DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2016.7521861>
2. 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. *Техн. електродинаміка*. 2013. № 5. С. 55 – 60.
3. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII.
4. Про альтернативні джерела енергії: Закон України від 20.02.2003 № 555- IV
5. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базеев Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління// *Технічна електродинаміка*. 2020. № 3. С 52-61. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
6. Басок Б.І., Буткевич О.Ф., Дубовський С.В. Техніко-економічні аспекти оцінювання перспектив декарбонізації об'єднаної енергосистеми України. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 5. С. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055>
7. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В., Лук'яненко Л.М. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
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). DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
9. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
10. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В., Трач І.В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2021. № 4. С 44-54. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
11. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchansky V., Shkarupylo V., "Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System," *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2021. Pp. 262-265. DOI: <https://10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>
12. Denysiuk S., Derevianko D. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. 2020 IEEE 7th International Conference on *Energy Smart Systems*, ESS 2020. Proceedings, 2020. Pp. 211-214. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>
13. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47 – 48.
14. EN 50549-1:2019 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B. CENELEC. 2019. P. 74.
15. John F. Franco, Marcos J. Rider, Marina Lavorato, Rubén Romero. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*. 2013. 48 (13). Pp. 123–130. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.027>
16. Kashem Muttaqi, Gerard Ledwich. Minimising Voltage Deviation in Distribution Feeders by Optimising Size and Location of Distributed Generation. *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*. Jan. 2007. DOI: <https://doi.org/10.1080/1448837X.2007.11464155>
17. Johnson J, Summers A., Nešić D. Sandia report SAND2020-2331, Printed February 2020. Prepared by Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550. DOI: <https://doi.org/10.2172/1638511>
18. Maxime Baudette, Michael D. Sankur, Craig Breaden, Daniel Arnold, Duncan S. Callaway, and Jason MacDonald. Implementation of an Extremum Seeking Controller for Distributed Energy Resources: Practical Considerations/ 2020 IEEE *Power & Energy Society General Meeting* (PESGM). DOI: <https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281991>



19. Яндулський О.С., Труніна Г.О., Нестерко А.В. Регулювання напруги в електричних розподільних мережах з відновлюваними джерелами енергії. Київ: НТУ України КПІ. ім. Ігор Сікорського, 2021. 191 p. (Ukr)
20. Okon, T.; Wilkosz, K. Propagation of Voltage Deviations in a Power System. *Electronics*. 2021. 10(8). 949. Pp. 1–19. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics10080949>
21. Krstic M., Wang H. Stability of extremum seeking feedback for general nonlinear dynamic systems. *Automatica*. 2000. Vol. 36. Pp. 595–601. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0005-1098\(99\)00183-1](https://doi.org/10.1016/S0005-1098(99)00183-1)
22. Ariyur K.B., Krstić, M. Analysis and design of multivariable extremum seeking. In Proc. of the American control conference. Proceedings of the Mathematical Theory of Networks and Systems, 2002. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACC.2002.1025231>
23. Daniel B. Arnold, Matias Negrete-Pincetic, Michael D. Sankur, David M. Auslander, Duncan S. Callaway. Model-Free Optimal Control of VAR Resources in Distribution Systems: An Extremum Seeking Approach. *IEEE Trans. on power systems*. 2016. Vol. 31. No 5. Pp. 3583 –3593. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2502554>
24. Adam Summer, Jay Johnson , Rachid Darbali-Zamora, Clifford Hansen, Jithendar Anandan, Chad Showalter.A Comparison of DER Voltage Regulation Technologies Using Real-Time Simulations. *Energies*. 2020. 13. 3562. Pp. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143562>

## VOLTAGE AND REACTIVE POWER REGULATION IN DISTRIBUTION NETWORKS BY THE MEANS OF DISTRIBUTED RENEWABLE ENERGY SOURCES

Blinov I.<sup>1</sup>, I. Trach<sup>1</sup>, Ye. Parus<sup>1</sup>, D. Derevianko<sup>2</sup>, V. Khomenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute of Electrodynamics, National Academy of Sciences of Ukraine,  
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

e-mail: [blinovigor81@gmail.com](mailto:blinovigor81@gmail.com); [igor.trach@gmail.com](mailto:igor.trach@gmail.com); [paruseugene@gmail.com](mailto:paruseugene@gmail.com);  
[viktor.khomenko@var.energy](mailto:viktor.khomenko@var.energy)

<sup>2</sup> National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»  
Peremohy ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine

*The problems of mode regulation of distribution networks in Ukraine are investigated in this paper. Prospects of regulation of modes of distribution networks by the means of convertors of renewable energy sources are considered. This is especially true for solar power plants connected to this network, according to the Smart Grid concept. The analysis of multicriteria mode optimization results of the distribution network was performed and the most perspective criterion were selected according to the features of structure and functioning of distribution networks in Ukraine. The target function of multicriteria optimization by the criteria of minimization of reactive power on the main section of the line and minimization of standard voltage deviations from the nominal value is formalized by the authors. To calculate the optimal value for the target function, the Multivariable extremum seeking control method was chosen, this method was improved by adding additional filters of individual frequency channels. An example of calculations is given in the paper; it illustrates the efficiency of the proposed method of modes regulating of the distribution networks. References 24, figures 3, tables 2.*

**Keywords:** mode regulation of distribution networks, multicriteria mode optimization, iee33 test network, Multivariable extremum seeking control, RES reactive power.

1. Blinov I., Tankevych S. The harmonized role model of electricity market in Ukraine// 2016 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems, IEPS 2016 Conference Proceedings. 2016 DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2016.7521861>
2. O. Kyrylenko, I. Blinov, E. Parus, Operation evaluation of power plants in the provision of ancillary services of primary and secondary frequency control in the ukrainian power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 5. Pp. 55 – 60. (Rus)
3. On the electricity market: Law of Ukraine № 2019-VIII of 13.04.2017.
4. On Alternative Energy Sources. The Law of Ukraine. No. 555- IV of 20.02.2003
5. Kyrylenko O., Basok B., Baseyev Y., Blinov I. Power industry of Ukraine and realities of the global warming// *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. No 3. Pp. 52-61. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2020.03.052>
6. Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovskyi S.V. Technical and economic aspects of decarbonization prospects assessing of the interconnected power system of Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 5. Pp. 46–50. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2021.05.055>
7. Baziuk T.M., Blinov I.V., Butkevych O.F., Goncharenko I.S., Denysiuk S.P., Zhuikov V.Ia., Kyrylenko O.V., Lukianenko L.M. Intelligent power systems: elements and modes. Kyiv: Institute of Electrodynamics of NAS of Ukraine, 2016. 400 p. (Ukr)

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). DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>
9. IEC/TR 63097:2017 Smart grid standardization roadmap. 2017. 315 p.
10. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V., Trach I.V., Evaluation of efficiency of use of energy storage system in electric networks. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2021. No 4. Pp. 44–54. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techmed2021.04.044>
11. Blinov I., Trach I., Parus Y., Khomenko V., Kuchanskyy V., Shkarupylo V. Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2021. Pp. 262-265. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9569981>.
12. Denysiuk S., Derevianko D. Optimisation features of energy processes in energy systems with Distributed Generation. 2020 IEEE 7th International Conference on *Energy Smart Systems*, ESS 2020. Pp. 211-214. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160212>
13. Kyrylenko O.V., Blinov, I.V., Tankevych, S.E. Smart grid and organization of information exchange in electric power systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2012. No 3. Pp. 44–54. (Rus)
14. EN 50549-1:2019 Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B. CENELEC. 2019. P. 74.
15. John F. Franco, Marcos J. Rider, Marina Lavorato, Rubén Romero. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*. 2013. No 48 (13). Pp. 123–130. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.027>
16. Kashem Muttaqi, Gerard Ledwich. Minimising Voltage Deviation in Distribution Feeders by Optimising Size and Location of Distributed Generation. *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*. Jan. 2007. DOI: <https://doi.org/10.1080/1448837X.2007.11464155>.
17. Johnson J, Summers A., Nešić D. Sandia report SAND2020-2331, Printed February 2020. Prepared by Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550. DOI: <https://doi.org/10.2172/1638511>
18. Maxime Baudette, Michael D. Sankur, Craig Breaden, Daniel Arnold, Duncan S. Callaway, and Jason MacDonald. Implementation of an Extremum Seeking Controller for Distributed Energy Resources: Practical Considerations/ 2020 IEEE *Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. DOI: <https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9281991>
19. Yandulsky O.S., Trunina G.O., Nesterko A.B. Voltage regulation in electrical distribution networks with renewable energy sources. Kyiv: NTUU KPI. Igor Sikorsky, 2021. 191 p. (Ukr)
20. Okon T., Wilkosz K. Propagation of Voltage Deviations in a Power System. *Electronics*. 2021. 10(8). 949. Pp. 1–19. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics10080949>
21. Krstic M., Wang H. Stability of extremum seeking feedback for general nonlinear dynamic systems. *Automatica*. 2000. Vol. 36. Pp. 595–601. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0005-1098\(99\)00183-1](https://doi.org/10.1016/S0005-1098(99)00183-1)
22. Ariyur K.B., Krstić M. Analysis and design of multivariable extremum seeking. In Proc. of the American control conference. Proceedings of the Mathematical Theory of Networks and Systems, 2002. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACC.2002.1025231>
23. Daniel B. Arnold, Matias Negrete-Pincetic, Michael D. Sankur, David M. Auslander, Duncan S. Callaway. Model-Free Optimal Control of VAR Resources in Distribution Systems: An Extremum Seeking Approach. *IEEE Trans. on power systems*. 2016. Vol. 31. No 5. Pp. 3583 –3593. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2502554>
24. Adam Summer, Jay Johnson, Rachid Darbali-Zamora, Clifford Hansen, Jithendar Anandan, Chad Showalter. A Comparison of DER Voltage Regulation Technologies Using Real-Time Simulations. *Energies*. 2020. 13. 3562. Pp. 1–26. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143562>

Надійшла 04.02.2022

Остаточний варіант 18.03.2022