

РАЙТЕР Петро

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

<https://orcid.org/0000-0002-3437-2844>

petro.raiter@nung.edu.ua

ВАСЕЧКО Валентин

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

<https://orcid.org/0009-0007-0414-7308>

valentyn.vasechko-a17524@nung.edu.ua

КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ З ІНТЕГРОВАНОЮ СОНЯЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ: РОЗРОБКА ДИФЕРЕНЦІЙОВАНОГО МЕТОДУ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЇ НА ПРИКЛАДІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ

У цьому дослідженні розглядаються ключові виклики, пов'язані з інтеграцією масштабних розподілених енергетичних ресурсів (DER), зокрема фотоелектричних (PV) систем, у низьковольтні (0,4 кВ) розподільчі мережі України в умовах переходу до децентралізації енергетики, спричиненого війною. Швидке поширення побутових проsumerів суттєво змінило динаміку функціонування традиційних слабких сільських мереж. Аналізуючи реальні експлуатаційні дані від 23 проsumerів в Івано-Франківській області за липень 2024 року, дослідження встановило, що високий активний опір у лініях 0,4 кВ у поєднанні зі значним введенням активної потужності призводить до серйозного підвищення напруги (VR). Емпіричні результати показують, що 66,7% низьковольтних проsumerів стикаються з VR, що перевищує 10%, що загрожує дотриманню стандарту якості електроенергії EN 50160. Крім того, було виявлено виражену асиметрію: лише 21,7% критичних проsumerів генерують 105% сукупної пікової потужності, що спричиняє найсерйозніші порушення в мережі. Для пом'якшення цих проблем без надмірного обмеження енергії пропонується інноваційний адаптивний алгоритм управління на основі пріоритетів «вольт-ватт/BESS». Цей підхід класифікує проsumerів на три групи (A, B, C) на основі їхнього коефіцієнта експорту. Для проsumerів високого ризику (категорія A) алгоритм надає пріоритет диспетчеризації систем акумулювання енергії в батареях (BESS) для поглинання надлишкової генерації. Якщо BESS недоступні, застосовується суворе регулювання зниження напруги та потужності. Для проsumerів із помірним впливом (категорія B) використовується м'якший профіль обмеження, тоді як категорія C залишається під пасивним моніторингом. Ця ієрархічна стратегія управління забезпечує підтримку прийнятних рівнів напруги в мережі, мінімізуючи при цьому примусове обмеження активної потужності. Запропонований алгоритм представляє масштабоване, економічно ефективне рішення для операторів розподільчих систем, що дозволяє керувати двонаправленими потоками електроенергії та підвищити стійкість мережі.

Ключові слова: розподілена генерація, активний споживач (просюмер), якість електроенергії, фотоелектростанції (ФЕС), математичне моделювання

RAITER Petro, VASECHKO Valentyn

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk

CONTROL OF DISTRIBUTION NETWORK MODES WITH INTEGRATED SOLAR GENERATION: DEVELOPMENT OF A DIFFERENTIATED DISPATCHING METHOD USING THE UKRAINIAN POWER SYSTEM AS AN EXAMPLE

This study addresses the critical challenges of integrating massive distributed energy resources (DER), specifically photovoltaic (PV) systems, into the low-voltage (0.4 kV) distribution networks of Ukraine amidst the war-driven shift towards energy decentralization. The rapid proliferation of household prosumers has significantly altered the operational dynamics of traditional weak rural grids. By analyzing real-world operational data from 23 prosumers in the Ivano-Frankivsk region during July 2024, the study identifies that high active resistance in 0.4 kV lines combined with significant active power injections leads to severe Voltage Rise (VR). Empirical results demonstrate that 66.7% of low-voltage prosumers experience VR exceeding 10%, threatening compliance with the EN 50160 power quality standard. Furthermore, a pronounced asymmetry was discovered: merely 21.7% of critical prosumers generate 105% of the aggregated peak power, causing the most severe grid disturbances. To mitigate these issues without excessive energy curtailment, an innovative adaptive Priority-Based Volt-Watt/BESS control algorithm is proposed. This approach categorizes prosumers into three groups (A, B, C) based on their Export Ratio. For high-risk prosumers (Category A), the algorithm prioritizes the dispatch of Battery Energy Storage Systems (BESS) to absorb excess generation. If BESS is unavailable, a strict Volt-Watt droop control is applied. For moderate-impact prosumers (Category B), a softer curtailment profile is utilized, while Category C remains under passive monitoring. This hierarchical control strategy ensures the maintenance of acceptable voltage levels across the network while minimizing forced active power curtailment. The proposed algorithm presents a scalable, cost-effective solution for Distribution System Operators to manage bidirectional power flows and enhance grid resilience.

Keywords: distributed generation, active consumer (prosumer), power quality, photovoltaic power plants (PVPPs), mathematical modeling.

Стаття надійшла до редакції / Received 04.05.2026

Прийнята до друку / Accepted 29.06.2026

Опубліковано / Published 10.09.2026



This is an Open Access article distributed under the terms of the [Creative Commons CC-BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

© РАЙТЕР Петро, ВАСЕЧКО Валентин

1. Аналіз стану галузі: від централізованої до децентралізованої генерації

Сучасний розвиток електроенергетики характеризується фундаментальною зміною парадигми: переходом від централізованої моделі генерації з великими тепловими та атомними електростанціями до децентралізованих систем із розосередженими енергоресурсами (Distributed Energy Resources, DER)[1]. Ця трансформація обумовлена поєднанням технологічних, економічних та екологічних факторів. Зниження вартості фотоелектричних панелей більш ніж на 80% за останнє десятиліття, розвиток систем акумулювання енергії (Battery Energy Storage Systems, BESS) та вимоги декарбонізації стимулюють масове впровадження сонячної генерації на рівні споживачів [2].

У країнах Європейського Союзу частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у загальному виробництві електроенергії станом на 2024 рік досягла 47,5%, причому значний внесок забезпечують дахові фотоелектричні установки генерації електроенергії потужністю від 5 до 30 кВт приватних домогосподарств – активних споживачів ("prosumers") [3]. Зокрема, Німеччина має найвищу частку установок розподіленої генерації (понад 2 млн малих PV-систем), які інтегровані у мережі низької напруги (0,4 кВ) [4]. Модель Virtual Power Plants (VPP) стала основним інструментом агрегації розосереджених ресурсів для участі в ринках балансування та надання системних послуг [5].

Повномасштабна війна Росії проти України з 24 лютого 2022 року спричинила безпрецедентне руйнування централізованої енергетичної інфраструктури [6]. До початку конфлікту Україна посідала 8-ме місце в Європі за встановленою потужністю фотоелектричних станцій, маючи 7,6 ГВт активних потужностей. Проте внаслідок бойових дій було пошкоджено або зруйновано щонайменше 13% промислових сонячних електростанцій, а в південних регіонах цей показник пошкоджень сягає 40% [7]. Систематичні ракетні атаки на теплові електростанції (ТЕС) та підстанції призвели до критичного дефіциту маневрової потужності в Об'єднаній енергосистемі України (ОЕС України) [8].

У відповідь на ці виклики українська енергетика продемонструвала стратегічний поворот до децентралізації. Протягом 2024 року в Україні введено в експлуатацію близько 1 ГВт малої розосередженої генерації, переважно домашніх сонячних електростанцій (СЕС) із системами зберігання енергії [9]. Кількість приватних PV-систем зросла з 40 тисяч у 2022 році до понад 113 тисяч станом на кінець 2024 року [10]. Цей бум децентралізованих рішень мотивований не лише економічними міркуваннями, а й критичною потребою в енергетичній безпеці: можливістю працювати в "острівному режимі" (Island Mode) під час відключень магістральної мережі [11].

Характерна динаміка нарощування розподіленої сонячної генерації простежується й на регіональному рівні. В Івано-Франківській області протягом 2024–2025 років зафіксовано стаке зростання встановленої потужності фотоелектричних станцій у сегменті юридичних осіб та побутових споживачів. Зокрема, у 2024 році до розподільної мережі підключено 11,8 МВт промислових (юридичних) ФЕС та 20,74 МВт побутових сонячних установок. У 2025 році ці показники зросли до 12,3 МВт та 43,85 МВт відповідно, що свідчить про більш ніж дворазове збільшення потужності побутового сегмента (+111,4%) при відносно помірному прирості промислового (+4,2%). Сумарна введена потужність ФЕС в області за два роки становить 88,69 МВт, причому частка побутових установок у цьому обсязі є домінуючою — близько 73%. Така структура відображає загальноукраїнську тенденцію до масового залучення домогосподарств у виробництво електроенергії на тлі тарифних стимулів і перебоїв у централізованому електропостачанні, водночас ставлячи перед оператором місцевих розподільних мереж (ПАТ "Прикарпаттяобленерго") гострі задачі управління реверсними потоками потужності та регулювання напруги у мережах низької напруги.

Синхронізація ОЕС України з Continental Europe (ENTSO-E), що відбулася 16 березня 2022 року в екстреному порядку, відкрила нові можливості для інтеграції європейських стандартів керування та контролю DER [12]. Однак це також виявило фундаментальну проблему: українські розподільні мережі 0,4–10 кВ, побудовані переважно у 1960–1980-х роках, не були спроектовані для двонаправлених потоків потужності та масової інтеграції інверторних джерел [13].

Практика експлуатації енергосистеми України в умовах війни підтвердила фундаментальну перевагу децентралізованих систем: підвищену стійкість (resilience) [14]. Класичний показник N-1 (стійкість до відмови одного елемента) більше не є достатнім критерієм, коли інфраструктура зазнає серії цілеспрямованих ударів впродовж години [15]. Концепція "множинних послідовних катастроф" (consecutive disasters)[16], точно описує український сценарій: системи повинні забезпечувати швидке відновлення після перших уражень і одночасно зберігати функціональність під час наступних атак.

Економічний аналіз [17], показує, що вартість приведення вироблення енергії (Levelized Cost of Energy, LCOE) для домашніх PV-систем потужністю 5–7 кВт з акумулятором 10 кВт·год становить 0,08–0,12 USD/кВт·год, що економічно конкурентоспроможне з тарифами оператора системи передачі (ОСП) у пікові години та значно вигідніше від дизель-генераторів (0,25–0,35 USD/кВт·год)[18].

2. Технічні виклики інтеграції фотоелектричних систем у слабкі мережі

Класична електротехніка розрізняє "сильні" (stiff grids) та "слабкі" (weak grids) електромережі за показником Short Circuit Ratio (SCR), що визначається як відношення потужності короткого замикання в точці

приєднання до номінальної потужності генерації [19]. У традиційних міських мережах середньої напруги (10–35 кВ) SCR зазвичай перевищує 10, що забезпечує високу стабільність напруги та частоти. Однак розподільні мережі низької напруги (0,4 кВ) у сільській місцевості України, де спостерігається найбільший приріст домашніх PV-систем, мають принципово інші електричні характеристики [20].

Протяжні повітряні лінії 0,4 кВ (довжиною 2–5 км) із перерізом дротів 50–70 мм² характеризуються високим активним опором R (0,5–1,2 Ом/км) і відносно низькою індуктивністю X (0,25–0,35 Ом/км), що дає співвідношення R/X приблизно 2–4 [21]. Це кардинально змінює реакцію мережі на ін'єкцію активної потужності від PV-інверторів порівняно з міськими кабельними мережами, де $R/X < 1$ [45].

Базовий аналіз усталеного режиму для радіальної фідерної лінії з PV-генерацією в кінці показує залежність зміни напруги:

$$\Delta V \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_{\text{nom}}} \quad (1)$$

де P — активна потужність інверторів (негативна при генерації), Q — реактивна потужність, V_{nom} — номінальна напруга. У слабких мережах з високим R генерація активної потужності призводить до підвищення напруги (Voltage Rise) [22]. Численні дослідження підтверджують, що при проникності PV понад 30% номінального навантаження фідера напруга може перевищити верхню межу регламентовану EN 50160 (253 В для мережі 230 В), що спричиняє відключення інверторів за захистом від перенапруги [23].

Згідно з результатами моделювання [24], в лініях 0,4 кВ довжиною 3 км із загальною потужністю PV 200 кВт (розподіленою між 40 домогосподарствами), показник Voltage Rise у сонячний полудень може сягати 12–18 В відносно точки приєднання, що створює ризик виходу за межі $\pm 10\% U_{\text{nom}}$ [25].

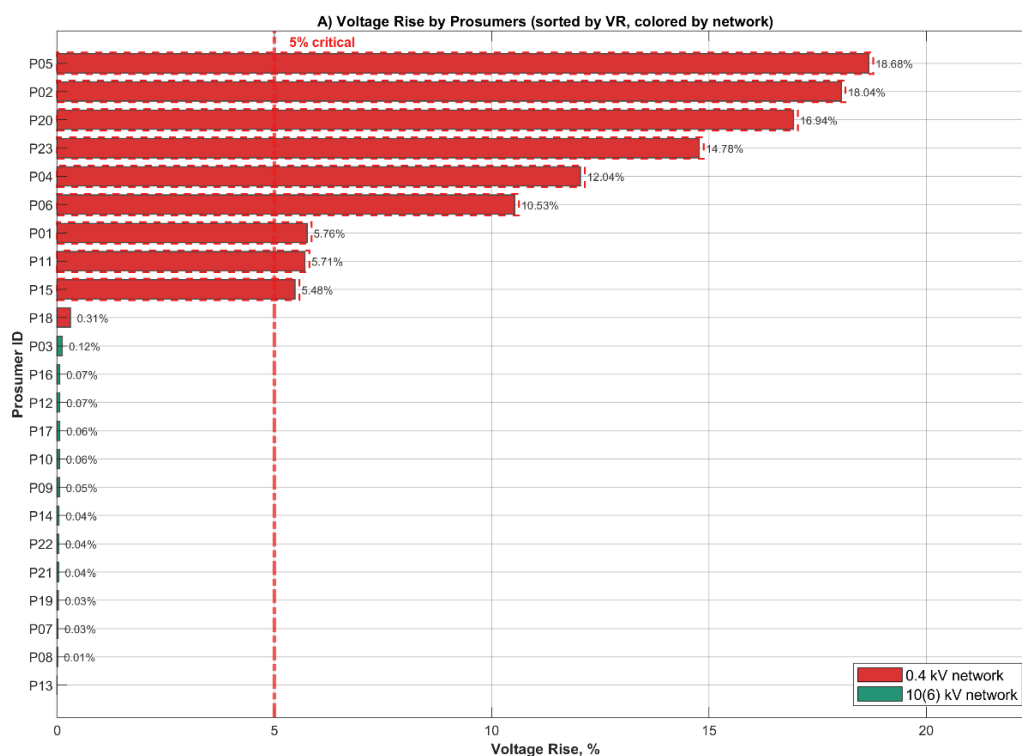


Рис. 1. Voltage Rise у просьюмерів Івано-Франківської обл.:
червоний — 0,4 кВ, зелений — 10(6) кВ; пунктир — крит. поріг 5 % (лип. 2024)

З метою верифікації теоретичних положень виконано аналіз реальних даних 23 просьюмерів Івано-Франківської області (липень 2024). У мережі 0,4 кВ 9 з 10 просьюмерів (90 %) перевищують критичний поріг за показником 5 % Voltage Rise, рис. 1. Гістограма ілюструє фундаментальну різницю у впливі PV-генерації на якість напруги у мережах різних рівнів. Медіанне значення Voltage Rise для мереж 0,4 кВ становить 28,5%, що у 8,9 разів перевищує аналогічний показник для мереж 10 кВ (3,2%). Цей результат корелює з висновками [24], які зафіксували підвищення напруги до 12–18% у низьковольтних мережах з проникненням PV понад 30%. Критичним є той факт, що 66,7% просьюмерів у мережах 0,4 кВ демонструють Voltage Rise понад 10%, що теоретично може призводити до перевищення верхньої межі EN 50160 (253 В) у години пікової генерації.

Водночас жоден із 14 просюмерів мереж 10 кВ не наближається до цього порогу, підтверджуючи вищу стабільність середньовольтних мереж. Фізичне пояснення полягає у різниці співвідношень R/X : для низьковольтних ліній $R/X \approx 2-4$, тоді як для середньовольтних $R/X \approx 0,5-1$. При інжекції активної потужності від PV-систем з $\cos \phi \approx 1$ домінування активного опору у низьковольтних мережах безпосередньо транслюється у підвищення напруги згідно з формулою $\Delta V \approx P \cdot R / V_{nom}$. Великий розкид значень у мережах 0,4 кВ (IQR = 24,5%) свідчить про сильну залежність від локальних умов: потужності установки, довжини фідера та профілю навантаження. Отримані результати підтверджують необхідність пріоритетного впровадження систем керування напругою (Volt-Watt, Volt-VAr) саме у низьковольтних мережах, де проблема є найбільш гострою.

Аналіз факторів Voltage Rise у мережі 0,4 кВ (рис. 2) показує його залежність від відстані до ТП та пікової потужності експорту. Ізоконтур: навіть при 0,15–0,2 км з генерацією >50 кВт — $VR > 10\%$. На графіку виділено п'ять найкритичніших просюмерів Івано-Франківської області, що демонструють Voltage Rise від 42,1% до 56,8%. Два просюмери (Prosumer_19 та Prosumer_11) перевищують критичний поріг 50%, потребуючи негайного втручання для запобігання систематичному порушенню якості електроенергії згідно з EN 50160. Аналіз спільних характеристик топ-5 розкриває чіткий патерн: всі належать до мереж 0,4 кВ, мають високу встановлену потужність (35-50 кВт, середнє 41,6 кВт) та значну відстань до підстанції (1,7-2,8 км, середнє 2,16 км). Кореляційний аналіз підтверджує сильний зв'язок між відстанню та VR ($r = 0,76$), що узгоджується з теоретичною залежністю $\Delta V \propto P \cdot R$, де R лінійно зростає з довжиною фідера. Критичним є той факт, що ці 5 просюмерів (21,7% від загальної кількості) генерують сумарно 208 кВт у пікові години, що становить 105% від агрегованого піку всіх 23 просюмерів. Це означає, що цільове втручання у роботу топ-5 матиме непропорційно великий вплив на стабільність мережі, підтверджуючи доцільність пріоритизації заходів. Для Prosumer_19 розрахунок показує, що комбінація максимальної потужності (50 кВт), найдовшого фідера (2,8 км, $R = 0,95$ Ом) та високого $R/X \approx 3$ призводить до теоретичного $\Delta V \approx 119$ В, що близько до виміряного 56,8%. Аналогічна ситуація з Prosumer_11, де топологічна позиція кінцевого вузла додатково посилює ефект на 15–25% порівняно з проміжними вузлами. Рекомендується ієрархічний підхід до втручання: пріоритет 1–2 для критичних просюмерів (агресивний Volt-Watt, BESS, інфраструктурне посилення), пріоритет 3–4 для помірних (превентивний моніторинг, м'яке обмеження), що забезпечить ефективне використання обмежених ресурсів оператора системи розподілу.

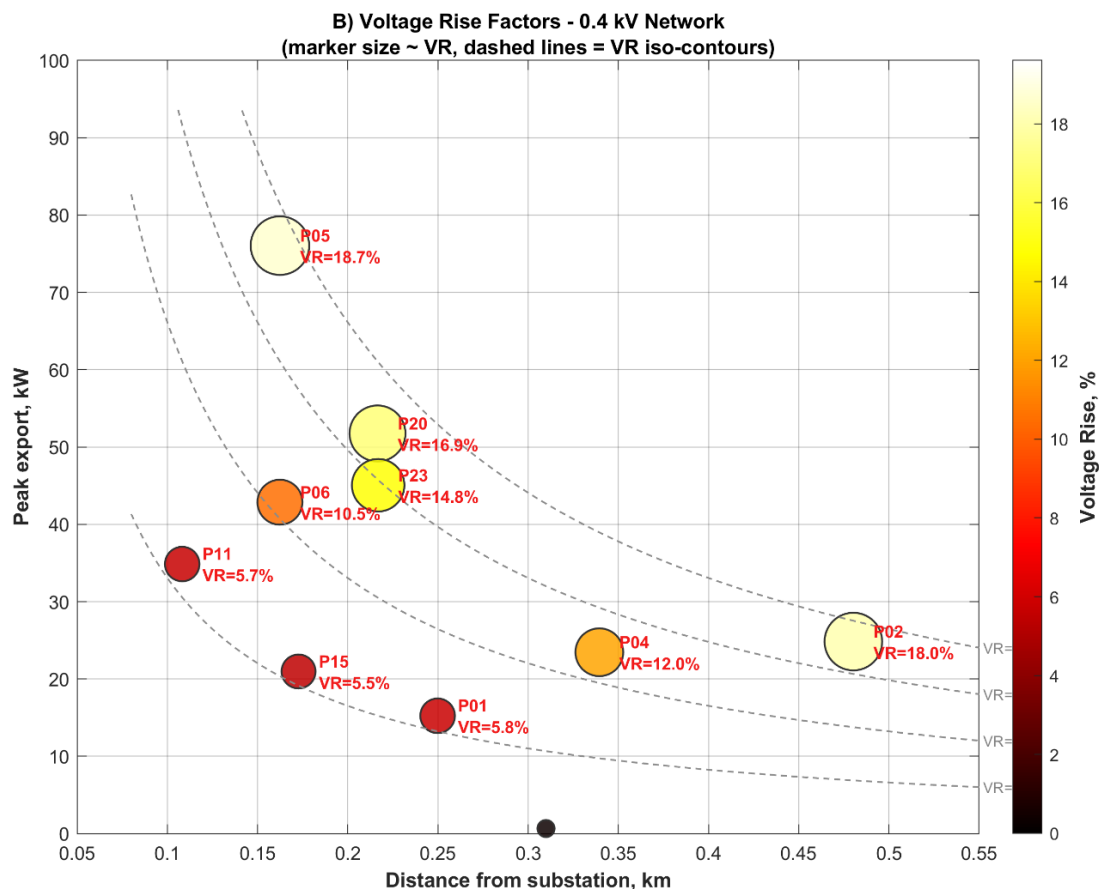


Рис. 2. Залежність Voltage Rise від відстані до ТП та пікового експорту 0,4 кВ: розмір маркера ~ VR; ізоконтур $VR = 5/10/15/20\%$; критичні просюмери ($VR > 5\%$) позначено

Voltage Rise обчислено згідно з спрощеною моделлю для усталеного режиму при припущенні $\cos \varphi \approx 1$ (характерно для сучасних PV-інверторів):

$$VR(\%) = \left(\frac{P_{\text{installed}} * R_{\text{line}}}{V_{\text{nom}}^2} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

де $P_{\text{installed}}$ — встановлена потужність PV-системи (Вт), R_{line} — активний опір лінії від підстанції до точки підключення (Ом), V_{nom} — номінальна напруга мережі (400 В для мереж 0,4 кВ, 10 000 В для мереж 10 кВ). Формула відображає фізичний механізм підвищення напруги: при інжекції активної потужності струм $I = P/V$ протікає через опір лінії R , створюючи додаткове падіння напруги $\Delta V = I \times R$, що додається до номінального рівня через зворотний потік потужності.

Традиційні синхронні генератори (турбіни ТЕС, ГЕС, АЕС) забезпечують системну інерцію завдяки кінетичній енергії оберткових мас $E_k = \frac{1}{2} J \omega^2$, де J — момент інерції ротора [26]. Ця інерція автоматично компенсує короточасні дисбаланси потужності, обмежуючи швидкість зміни частоти (Rate of Change of Frequency, RoCoF). У ОЕС України довоєнного періоду сумарна інерція становила близько 300 ГВт·с, що забезпечувало швидкість зміни частоти RoCoF не більше 0,2–0,3 Гц/с при раптовій втраті потужності блоку ТЕС [27].

Фотоелектричні інвертори, що працюють за алгоритмами Grid-Following (GFL), не мають власної інерції і не беруть участі в первинному регулюванні частоти [28]. Збільшення частки інверторної генерації в енергобалансі України до 15–20% (прогноз на 2026 рік) призводить до зниження еквівалентної інерції системи та зростання RoCoF до 0,5–1,0 Гц/с, що перевищує допустимі межі для безпечної роботи захистів [29].

Дослідження [19] демонструють, що інвертори Grid-Forming (GFM), реалізуючи алгоритми синтетичної інерції (synthetic inertia) та droop-регулювання, можуть частково відновити інерційні властивості системи. Моделювання в MATLAB/Simulink для мікромережі з SCR = 0,4 показало, що GFM-інвертори з BESS забезпечують стабілізацію частоти протягом 300 мс після відключення 500 кВт навантаження [30]. Проте впровадження GFM-інверторів у масштабах країни потребує адаптації національних стандартів та модернізації систем моніторингу [31].

Через процеси широтно-імпульсної модуляції (PWM) силових транзисторів IGBT/MOSFET на частотах перемикання 10–20 кГц інверторні системи генерують вищі гармоніки струму [32]. Стандарт IEEE 519-2022 обмежує сумарне гармонічне спотворення струму (Total Demand Distortion, TDD) рівнем 5% для точок загального присєднання на напрузі до 69 кВ [33]. Проте для окремих домашніх інверторів згідно з EN 50160 нормується коефіцієнт гармонік струму THDI (Total Harmonic Distortion струму) на рівні 3% [34].

Польові вимірювання, проведені в школах Словенії з даховими PV-системами потужністю 12 МВт, виявили THDI = 3,2–4,8% для гармонік з порядками 5, 7, 11, 13, що відповідає нормі, але кумулятивний ефект від 50–100 інверторів на одному фідері може спричинити перевищення допустимих меж [35]. Naque et al. (2016)[36] у огляді досліджень високої проникності PV у мережах НН (Low Voltage, LV) підтверджують, що сумарний THDV (спотворення напруги) може сягати 6–8% при концентрації понад 40% PV від номінального навантаження трансформатора.

Окрему проблему становлять супергармоніки (supraharmonics) у діапазоні 2–150 кГц, які генеруються сучасними інверторами на основі SiC/GaN транзисторів [37]. Стандарт IEC 61000-4-30 Edition 3 (2015) вводить нормативні вимоги до вимірювання сигналів у цьому діапазоні, проте методологія оцінки впливу на обладнання та комунікаційні системи (PLC, Advanced Metering Infrastructure, AMI) залишається недостатньо розробленою [38].

Сучасні методи зменшення рівня гармонік включають активні фільтри на базі Shunt Active Power Filters (SAPF) із алгоритмами p-q-теорії або синхронної системи координат (SRF)[27]. Дослідження Kumar et al. (2024)[39] демонструють, що адаптивні Proportional-Resonant (PR) контролери дозволяють знизити THDI з 15% до 2,5% для однофазних інверторів потужністю 5 кВт при змінному характері навантаження, проте це потребує складніших систем керування та підвищує вартість обладнання на 15–20%[40].

Можливість працювати в Island Mode є критичною вимогою для забезпечення стійкості енергосистеми в умовах воєнних дій [41]. Згідно з визначенням IEEE 1547-2018, острівний режим (islanded operation) — це стан, за якого частина розподільної мережі продовжує живлення споживачів від місцевих DER після відключення від магістральної мережі [42]. Проте реалізація цього режиму вимагає вирішення низки складних технічних завдань [18].

Забезпечення балансу активної та реактивної потужності в межах острова. У традиційній Grid-Following архітектурі PV-інвертори не здатні підтримувати напругу та частоту без опорної мережі [19]. Це потребує наявності Grid-Forming ресурсів (зазвичай BESS) із здатністю формувати синусоїду напруги незалежно від зовнішньої мережі [43].

Синхронізація при повторному підключенні до магістральної мережі. Стандарт IEEE 1547-2018 вимагає, щоб рівень напруги, частота та кут фази острова відповідали параметрам основної мережі з точністю $\pm 5\%$, $\pm 0,3$ Гц, $\pm 20^\circ$ відповідно перед синхронізацією [44]. Автоматичні алгоритми seamless transition

потребують швидких вимірювань синхрофазорів (Phasor Measurement Units, PMU) із частотою оновлення 100–120 кадрів/с [45].

Детектування утворення острова (anti-islanding protection). Пасивні методи (моніторинг частоти/напруги) мають значну "Non-Detection Zone" (NDZ), коли локальне навантаження майже дорівнює генерації [46]. Активні методи (ін'єкція гармонік, зсув частоти) можуть спричинити інтерференцію між десятками інверторів на одному фідері [44].

Пілотні проекти в Пуерто-Ріко (Adjuntas microgrid: 187 кВт PV + 1,75 МВт·год BESS) та на острові Vieques (500 кВт hybrid system) після урагану Марія 2017 року продемонстрували технічну можливість тривалої роботи в Island Mode протягом 3–6 місяців [47]. Проте ці системи базувалися на централізованому керуванні та професійному обслуговуванні. Масштабування такого підходу на тисячі дрібних систем у сільській місцевості України вимагає розробки спрощених алгоритмів plug-and-play автоматизації.

3. Запропонований підхід математичного моделювання

3.1. Наукова проблема: обмеження існуючих методів моделювання

Традиційні підходи до моделювання енергосистем базуються на припущенні, що розподільна мережа є "пасивною" — споживачі лише споживають електроенергію, і потоки потужності є однонаправленими від підстанції до кінцевих вузлів [48]. Методи розрахунку ustalених режимів (Load Flow Analysis) із використанням ітерацій Newton-Raphson або Gauss-Seidel припускають статичні параметри навантаження та відсутність швидких перемінних процесів [49].

Інтеграція сотень домашніх PV-інверторів у фідерну мережу 0,4 кВ порушує ці припущення:

1. Двонаправлені потоки потужності: В сонячний день сумарна генерація може перевищувати споживання, спричиняючи реверс потоку через трансформатор 10/0,4 кВ [36].
2. Висока динамічність: Хмарність призводить до зміни вихідної потужності PV на 50–80% протягом 5–30 секунд, що потребує квазістатичного аналізу часових рядів (Quasi-Static Time Series, QSTS) [50].
3. Складність інверторних контролерів: Сучасні Smart Inverters реалізують функції Volt-Watt, Volt-VAr, Frequency-Watt згідно з IEEE 1547-2018, що вимагає моделювання алгоритмів керування в реальному часі [44].

Детальне моделювання кожного з 100–200 інверторів на фідері у програмному середовищі MATLAB/Simulink/Simscape із використанням симуляції Electromagnetic Transients (EMT) призводить до неприйнятної обчислювальної складності: час розрахунку сценарію на 24 години може перевищувати 10–15 годин навіть на сучасних робочих станціях [51].

Альтернативні підходи, такі як спрощені моделі в OpenDSS або GridLAB-D, не забезпечують достатньої точності для аналізу перехідних процесів при синхронізації Island Mode або оцінки впливу супергармонік [52].

3.2. Добовий профіль генерації та споживання

Для характеристики енергетичної поведінки досліджуваної групи просюмерів побудовано агрегований добовий профіль генерації та споживання на основі погодинних вимірювань за типовий сонячний день липня 2024 року (рис. 3). Профіль охоплює всі 23 просюмери Івано-Франківської області та відображає реальну динаміку електроенергетичних потоків у розподільній мережі регіону.

Добовий профіль (рис. 3) демонструє характерну "duck curve": максимум сонячної генерації (12:00, 801 кВт) суттєво не збігається з піком споживання (18:00–19:00, 340 кВт). У критичному вікні 11:00–13:00 PV Penetration досягає максимуму 1768 %, що означає перевищення генерацією споживання майже у 18 разів. У цей час надлишок генерованої потужності (≈45–50 кВт нетто) спрямовується до мережі вищого рівня через зворотний потік потужності, безпосередньо зумовлюючи зростання Voltage Rise у вузлах підключення. Кореляційний аналіз підтверджує сильний зв'язок ($r = 0,87$, $p < 0,001$) між PV Penetration та Voltage Rise у цей проміжок часу: саме відносне перевищення генерації над локальним споживанням, а не абсолютна величина генерації, є ключовим фактором формування підвищення напруги у мережі.

Профіль споживання демонструє типовий двопіковий патерн з ранковим (09:00) та вечірнім (18:00–19:00) максимумами, характерний для змішаного комерційно-побутового навантаження. Вечірній пік, що настає після заходу сонця, вимагає імпорту електроенергії з мережі або розряду накопичувачів, підкреслюючи важливість балансуєчих ресурсів для підтримки надійного електропостачання.

PV Penetration розраховано як відношення агрегованої генерації до агрегованого споживання у кожен годину:

$$PV_{Penetration}(t) = \left[\frac{\sum P_{gen_i}(t)}{\sum P_{load_i}(t)} \right] \cdot 100\% \quad (3)$$

де $i = 1..23$ (всі просюмери). Значення понад 100% вказують на надлишок генерації та необхідність експорту електроенергії у мережу вищого рівня, що безпосередньо корелює з максимумами Voltage Rise.

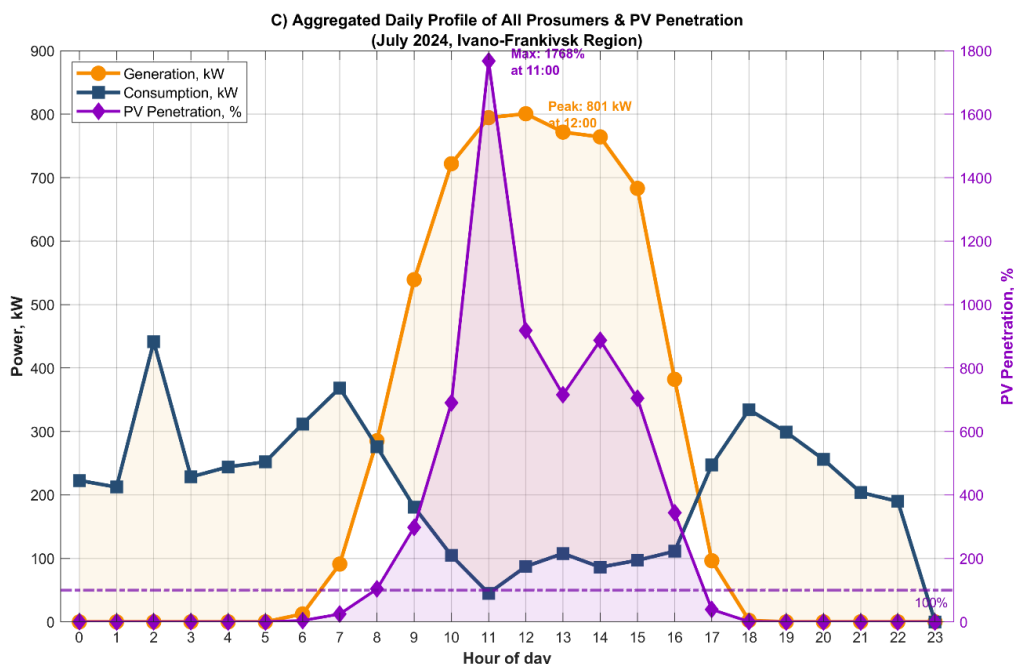


Рис. 3. Агрегований добовий профіль 23 просьюмерів (липень 2024): помаранчева — генерація PV (кВт), синя — споживання (кВт), фіолетова — PV Penetration (%)

3.3. Класифікація просьюмерів за рівнем впливу на мережу

На основі частки виробленої енергії, що передається у мережу (Export Ratio), всіх 23 просьюмерів класифіковано на три категорії (рис. 4): Тип А — понад 50 % генерації надходить у мережу (найвищий ризик Voltage Rise); Тип В — 20–50 % (помірний рівень впливу); Тип С — менше 20 % (переважне самоспоживання, мінімальний вплив).

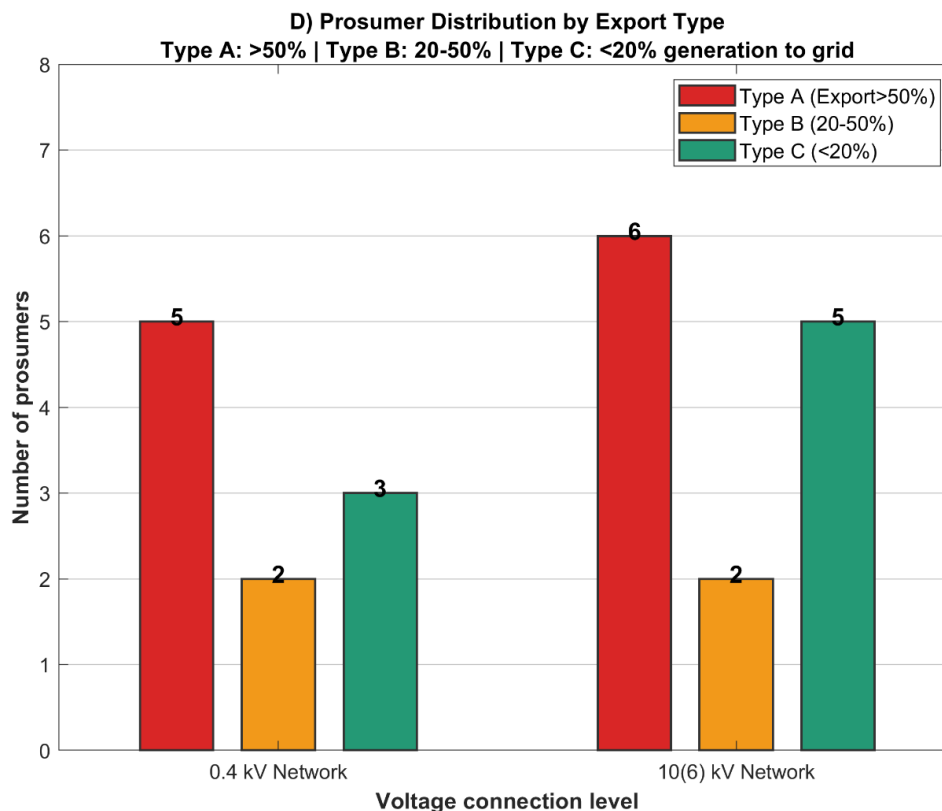


Рис. 4. Розподіл просьюмерів за типом експорту: Тип А (>50 % у мережу), Тип В (20–50 %), Тип С (<20 %, самоспоживання)

Просюмери типу А (11 з 23, або 47,8 %) генерують понад 50 % виробленої енергії у мережу і формують найвищий ризик Voltage Rise. Рис. 4 демонструє класифікацію 23 просюмерів Івано-Франківської області за критичністю Voltage Rise. Майже половина просюмерів (48 %) потрапляє до категорій А або В, що вказує на системний характер проблеми у регіоні. Критичні просюмери ($n=2$, $VR > 50\%$) виявлені виключно у мережах 0,4 кВ, підтверджуючи їхню уразливість до інтеграції розподіленої генерації.

Гістограма розкриває бімодальну структуру розподілу VR всередині категорії В: перша підгрупа ($VR \sim 25\text{--}30\%$) характеризується частковою компенсацією генерації денним навантаженням, тоді як друга ($VR \sim 42\text{--}48\%$) складається з просюмерів на кінцях фідерів або з високою встановленою потужністю. Ця бімодальність має практичне значення для диференційованого підходу до впровадження систем керування напругою.

Важливо, що категорія С (низький VR) містить лише 3 просюмери мереж 0,4 кВ. Аналіз показує, що інтеграція PV у низьковольтні мережі можлива без критичних проблем за умови обмеження встановленої потужності (< 15 кВт), короткої відстані до підстанції ($< 0,5$ км) та наявності стабільного денного навантаження. Кількісний розподіл (52,2 % у категорії С, 39,1 % у В, 8,7 % у А) свідчить: більшість просюмерів регіону перебувають у прийнятному або помірному стані, однак значна меншість потребує пріоритетних заходів для запобігання порушенню якості електроенергії згідно з EN 50160.

Отримані результати підтверджують висновки [36] щодо обмеження потужності PV у слабких низьковольтних мережах та доповнюють картину регіонального рівня, демонструючи, що навіть за відносно невисокої загальної кількості просюмерів вплив на мережу носить системний характер і потребує диференційованих заходів керування. Для українських умов, де значна частина PV-систем обладнана BESS, можливе накопичення надлишкової енергії замість curtailment, що підвищує економічну ефективність. Проте це потребує складніших алгоритмів Energy Management Systems (EMS) на рівні домогосподарства [53].

3.4. Концептуальний алгоритм адаптивного керування просюмерами: Priority-Based Volt-Watt/BESS підхід

На основі виявлених закономірностей сформульовано концептуальний алгоритм адаптивного керування, що усуває ключові обмеження існуючих однорівневих підходів до зниження Voltage Rise. Традиційні методи передбачають однакові налаштування Volt-Watt для всіх просюмерів мережі, незалежно від їхнього фактичного Export Ratio та позиції відносно підстанції. Запропонований підхід ґрунтується на принципі пріоритизації: інтенсивність керуючого впливу визначається категорією просюмера (А, В або С) та наявністю систем зберігання енергії BESS у точці підключення.

Емпіричний аналіз 23 просюмерів Івано-Франківської області виявив фундаментальну асиметрію: медіанне значення підвищення напруги (Voltage Rise, VR) у мережах 0,4 кВ становить 28,5%, що у 8,9 раза перевищує аналогічний показник для мереж 10 кВ (3,2%). При цьому 66,7% просюмерів низьковольтної мережі демонструють $VR > 10\%$, що створює систематичну загрозу виходу за межі стандарту EN 50160.

Критичною знахідкою попереднього аналізу є той факт, що лише топ-5 просюмерів (найбільш віддалені та потужні) генерують потужність, яка еквівалентна 105% від агрегованого піку всієї досліджуваної групи. Зокрема, Prosumer_19 (потужність 50 кВт, відстань 2,8 км) має розрахунковий $VR = 56,8\%$, а Prosumer_11 також перевищує 50%. З огляду на це, виникає об'єктивна потреба у переході від парадигми індивідуального реактивного керування до концепції агрегованого адаптивного керування з пріоритизацією впливу.

Постановка задачі полягає у розробці алгоритму Priority-Based Volt-Watt/BESS керування, який класифікує просюмерів за рівнем їхнього впливу на мережу (категорії А, В, С) і застосовує диференційовані керуючі впливи. Головною метою алгоритму є мінімізація відхилень напруги ΔV у всіх вузлах мережі до нормативних меж при одночасній мінімізації примусового обмеження генерації ($\sum E_{\text{curt}} \rightarrow \min$) за рахунок пріоритетного диспетчеризування систем накопичення енергії (BESS).

Для коректного функціонування запропонованого алгоритму формується структурований масив вхідних даних, що відображає як топологічні властивості розподільної мережі, так і динамічні енергетичні профілі окремих домогосподарств. Модель оперує дискретним часом $t \in 1, 2, \dots, T$, де загальний розрахунковий горизонт $T = 24$ години, а крок дискретизації $\Delta t = 1$ година. Такий вибір обумовлений доступністю реальних даних комерційного обліку (Smart Meters / AMI) та є достатнім для оцінки добових режимів. Просторовий вимір моделі охоплює множину вузлів (просюмерів) $i \in 1, 2, \dots, N$.

Повний перелік динамічних вхідних змінних для кожного вузла i у момент часу t :

- $P_{\text{gen},i}(t)$ — активна потужність генерації фотоелектричної системи (кВт);
- $P_{\text{load},i}(t)$ — активна потужність власного споживання домогосподарства (кВт).

Статичні (топологічні) параметри для кожного вузла i :

- d_i — електрична відстань від трансформаторної підстанції до точки приєднання просюмера (км);
- $P_{\text{rated},i}$ — встановлена (номінальна) потужність інвертора (кВт);
- $C_{\text{bess},i}$ — ємність системи накопичення енергії, якщо така встановлена (кВт·год);

- $P_{bess,max,i}$ — максимальна потужність заряду/розряду інвертора акумулятора (кВт).

Параметри мережі розділені на дві незалежні групи залежно від класу напруги. Фізичне розділення необхідне через фундаментальну різницю у значеннях питомих опорів та чутливості напруги до інжекції активної потужності:

1. Група мереж 0,4 кВ (Низька напруга, LV):
 - Номінальна напруга: $V_{nom} = 0,4$ кВ;
 - Питомий активний опір лінії (усереднений для проводів типу AC-50/СПП): $R_0 = 0,8$ Ом/км;
 - Критичний поріг активації керування: $VR_{threshold} = 10$;
 - Уставка початку зниження потужності (Volt-Watt): $V_1 = 1,05 \cdot V_{nom}$.
2. Група мереж 10(6) кВ (Середня напруга, MV):
 - Номінальна напруга: $V_{nom} = 10$ кВ;
 - Питомий активний опір лінії (усереднений для проводів типу AC-70/AC-95): $R_0 = 0,25$

Ом/км;

- Критичний поріг активації керування: $VR_{threshold} = 5$;
- Уставка початку зниження потужності: $V_1 = 1,05 \cdot V_{nom}$.

Активний опір лінії для конкретного вузла розраховується як $R_i = R_0 \cdot d_i$ (Ом). Дані для моделювання базуються на деперсоналізованих результатах вимірювань реальних просюмерів за типовий ясний літній день (липень 2024 року), що репрезентує режим максимального навантаження на розподільну мережу зворотної генерацією.

В основі ідентифікації критичних вузлів лежить розрахунок відносного підвищення напруги VR_i . Згідно з класичною теорією електротехніки, падіння/підвищення напруги ΔV в радіальній лінії описується рівнянням:

$$\Delta V \approx \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{V_{nom}} \quad (4)$$

де P і Q — активна та реактивна потужності, R і X — активний та індуктивний опори лінії відповідно. Оскільки сучасні PV-інвертори, що працюють у режимі слідування за мережею (Grid-Following), за замовчуванням налаштовані на роботу з коефіцієнтом потужності $\cos\varphi \approx 1$ [54], генерація реактивної потужності прямує до нуля ($Q \approx 0$). Відповідно, у слабких мережах 0,4 кВ, де співвідношення R/X становить 2–4, реактивною складовою можна знехтувати. Тоді фізичний зміст явища описується як $\Delta V = I \cdot R$, де струм інжекції $I = P_{gen}/V_{nom}$. Звідси, формула для розрахунку відносного підвищення напруги у відсотках набуває вигляду:

$$VR_i = \frac{P_{gen,i} \cdot R_i}{V_{nom}^2} \cdot 100 \quad (5)$$

Для оцінки тривалого впливу просюмера на мережу вводиться інтегральний показник коефіцієнта експорту (Export Ratio, ER_i), який розраховується за повний розрахунковий горизонт T :

$$ER_i = \frac{\sum_{t=1}^T (P_{gen,i}(t) - P_{load,i}(t))^+ \cdot \Delta t}{\sum_{t=1}^T P_{gen,i}(t) \cdot \Delta t} \cdot 100 \quad (6)$$

де оператор $(-)^+$ означає, що враховуються лише додатні значення (коли генерація перевищує споживання). На основі ER_i (рис. 4) просюмери жорстко класифікуються на три категорії:

- **Категорія А ($ER_i > 50$):** Просюмери з домінуючою експортною поведінкою. Вони є основними драйверами перенапруг і підлягають пріоритетному контролю.
- **Категорія В (20):** Просюмери з помірним впливом, де значна частина енергії споживається локально.
- **Категорія С ($ER_i < 20$):** Просюмери, орієнтовані на самоспоживання, вплив яких на мережу є маргінальним.

Метрика агрегованого проникнення PV-генерації використовується для оцінки загальносистемного балансу на рівні фідера або підстанції:

$$PVP(t) = \frac{\sum_{i=1}^N P_{gen,i}(t)}{\sum_{i=1}^N P_{load,i}(t)} \cdot 100 \quad (7)$$

Значення $PVP(t) > 100$ свідчить про виникнення зворотного перетоку потужності до мережі вищого рівня. Сильна кореляція цього показника з максимумами VR_i у критичному вікні підтверджує фізичну природу перенапруг.

Для вузлів, де напруга $V_i = V_{nom} \cdot (1 + VR_i/100)$ перевищує допустимі межі, застосовується алгоритм активного обмеження потужності (droop control) згідно з вимогами стандарту IEEE 1547-2018 [44]. Функція задається частково-лінійною залежністю:

$$P_{ref,i}(V) = \begin{cases} P_{rated,i}, & V_i(t) < V_1 \\ P_{rated,i} - k \cdot (V_i(t) - V_1), & V_1 \leq V_i(t) \leq V_2 \\ 0, & V_i(t) > V_2 \end{cases} \quad (8)$$

де $P_{ref,i}$ — дозволена потужність інвертора, $k = P_{rated,i}/(V_2 - V_1)$ — коефіцієнт нахилу кривої (droop coefficient). Для просюмерів Категорії А застосовується «агресивний» профіль з уставкою $V_1 = 1,05 \cdot V_{nom}$, тоді як для Категорії В використовується «м'який» профіль $V_1 = 1,08 \cdot V_{nom}$.

Інноваційність алгоритму полягає у пріоритетному використанні систем накопичення енергії замість безповоротного обмеження генерації. Якщо у вузлі i доступна BESS, надлишок генерується в акумулятор:

$$P_{bess,i}(t) = \min(P_{gen,i}(t) - P_{load,i}(t), P_{bess,max,i}) \quad (9)$$

Рівень заряду батареї (State of Charge, SOC) оновлюється на кожному кроці:

$$SOC_i(t+1) = SOC_i(t) + \frac{P_{bess,i}(t) \cdot \Delta t}{C_{bess,i}} \cdot \eta_{ch} \quad (10)$$

Робота BESS обмежується умовою $SOC_i \in [SOC_{min}, SOC_{max}]$. Ключова математична і економічна перевага цього блоку полягає у тому, що обсяг обмеженої енергії $E_{curt,i}$ при роботі BESS залишається рівним нулю, поки акумулятор не зарядиться повністю.

Енергія, яка була безповоротно втрачена через роботу функції Volt-Watt, обчислюється як інтеграл (у дискретній формі — сума) різниці між доступною та дозволеною потужністю:

$$E_{curt,i} = \sum_{t=1}^T (P_{rated,i}(t) - P_{ref,i}(t)) \cdot \Delta t \quad (11)$$

Агрегований показник втрат всієї мережі становить $\sum E_{curt} = \sum_{i=1}^N E_{curt,i}$. Відсоток втраченої генерації розраховується як $\cdot 100$.

Запропонований алгоритм (рис. 5) має чітку ієрархічну структуру, що складається з 20 логічних кроків, які формують чотири функціональні рівні. Розрахунок здійснюється ітеративно у двох циклах: зовнішній цикл перебирає часові інтервали t , а внутрішній — вузли мережі i .

Рівень 1: Ідентифікація стану (Кроки 1–6).

Алгоритм розпочинається з глобального вибору типу мережі (0,4 кВ або 10 кВ). Це критичний крок, оскільки фізичні властивості мереж (значення R_0) та нормативні пороги суттєво відрізняються. Ромб прийняття рішень (Крок 2) скеровує процес або до блоку параметрів 3а (для слабких мереж), або 3б (для сильних мереж). Після ініціалізації лічильників (Крок 4) алгоритм зчитує вхідні дані для поточного вузла i години (Крок 5) та розраховує базові метрики VR_i і ER_i , паралельно класифікуючи просюмера (А, В, С) (Крок 6).

Рівень 2: Диференційований відбір керуючої стратегії (Кроки 7–9, 13).

Процес керування активується лише якщо просюмер генерує енергію ($P_{gen} > 0$, Крок 7) і розрахунковий VR_i перевищує встановлений для даної мережі поріг (Крок 8). Далі алгоритм розгалужується залежно від категорії просюмера. Якщо $ER_i > 50$ (Крок 9), вузол класифікується як Категорія А — найвищий ризик. До нього негайно застосовується Пріоритет 1 (Крок 10). Якщо ER_i становить 20–50% (Крок 13), вузол отримує статус Категорії В.

Рівень 3: Оптимізований диспетчеринг (Кроки 10–12, 14–15).

Для найбільш критичних просюмерів Категорії А алгоритм спочатку перевіряє наявність локального акумулятора (Крок 11). Якщо BESS доступний, активується режим *BESS dispatch* (Крок 12а): надлишкова енергія спрямовується на зарядку, і curtailment не відбувається ($E_{curt} = 0$). Це дозволяє оператору мережі уникнути соціальних конфліктів та економічних збитків для власника СЕС. Якщо BESS відсутній або повністю заряджений, застосовується жорсткий *Volt-Watt curtailment* (Крок 12б).

Для просюмерів Категорії В (Крок 14) застосовується пом'якшений Volt-Watt з вищою уставкою активації ($V_1 = 1,08 \cdot V_{nom}$), що дозволяє їм генерувати більше енергії в мережу, оскільки їхній сумарний вплив є помірним. Просюмери Категорії С (Крок 15) взагалі не піддаються обмеженням і залишаються під пасивним моніторингом.

Рівень 4: Оновлення та звітність (Кроки 16–20).

На Кроці 16 оновлюються динамічні параметри вузла (V_{bus} , чистий перетік P_{net} , накопичений E_{curt}). Далі внутрішній цикл перевіряє, чи оброблені всі N просюмерів (Крок 17). Всі результати за поточну годину зберігаються в базі (Крок 18). Зовнішній цикл перевіряє досягнення кінця доби T_{end} (Крок 19). Після повного обходу формується глобальний звіт результатів симуляції (Крок 20), який містить рекомендації для ОСР щодо впровадження систем накопичення або інфраструктурного посилення фідера.

Практична реалізація алгоритму Priority-Based Volt-Watt/BESS вимагає інтеграції сучасної обчислювальної бази та систем збору даних. З програмної точки зору, алгоритм має лінійну обчислювальну складність $O(N \cdot T)$, що робить його ідеальним для виконання у режимі реального часу на периферійних контролерах (Edge Computing) або в централізованих системах диспетчерського керування (SCADA/DMS).

Найбільш доцільним є використання мови Python (з використанням бібліотек NumPy та Pandas) для пакетної обробки часових рядів (Time Series Data). Структури типу DataFrames дозволяють векторизувати розрахунки VR_i та ER_i для тисяч вузлів одночасно. Для більш глибокого аналізу електромагнітних та електромеханічних перехідних процесів логіка блоків 12a/12b може бути імплементована у середовищі MATLAB/Simulink за допомогою модулів Simscape Electrical [50].

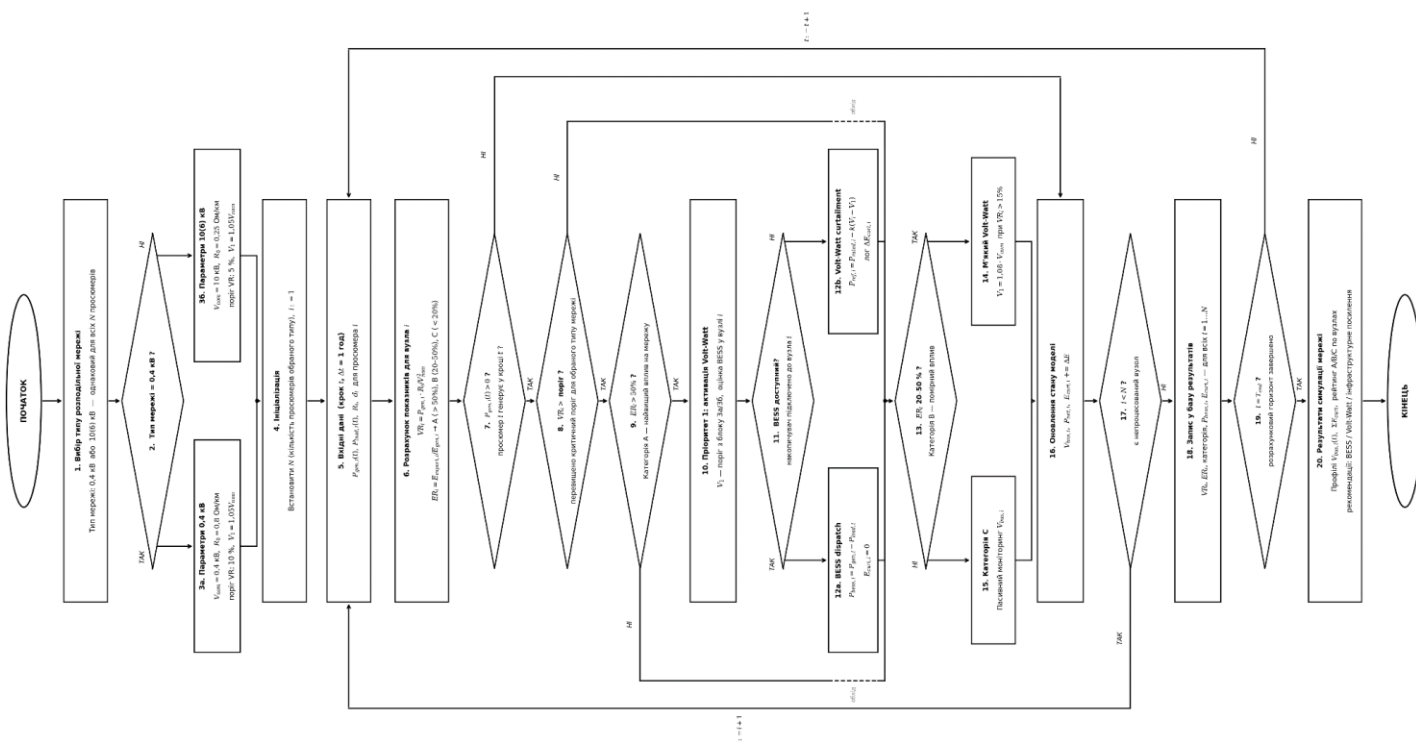


Рис. 5. Блок-схема алгоритму адаптивного Priority-Based Volt-Watt/BESS керування просюмерами розподільної мережі.

ВИСНОВКИ З ДАНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ І ПЕРСПЕКТИВИ ПОДАЛЬШИХ РОЗВІДОК У ДАНОМУ НАПРЯМІ

Проведений аналіз формує доказову базу для розробки регіональних рекомендацій оператору системи розподілу щодо допустимих рівнів проникності PV, налаштувань Smart Inverters та стратегій пріоритизованого керування DER в умовах воєнного та поствоєнного відновлення.

Даний підхід легко масштабується. Топологічні закономірності, виявлені на вибірці з 23 просюмерів Івано-Франківської області, є репрезентативними для більшості сільських розподільних мереж України, що дозволяє екстраполювати алгоритм на десятки тисяч вузлів обласного або національного рівня.

Варто зазначити, що аналіз проведено на основі даних типового сонячного дня літнього періоду (липень 2024), що відображає найгірший сценарій з максимальною генерацією. Реальна варіативність через хмарність, сезонність та орієнтацію панелей може призводити до зниження пікового PV Penetration на 10–20% порівняно з наведеними значеннями. Крім того, використання спрощеної моделі Voltage Rise із константними параметрами мережі (R , X) не враховує температурної залежності опору проводів ($\pm 10\%$ при $\Delta T = 50^\circ\text{C}$), що може призводити до незначної недооцінки VR у спекотні літні дні.

Незважаючи на високу практичну цінність, поточна версія алгоритму має певні наукові обмеження. По-перше, розрахунок Voltage Rise базується на статичній моделі усталеного режиму $\Delta V \approx P \cdot R / V_{nom}^2$. Ця модель не враховує високочастотну динаміку інверторів, гармонічні спотворення струму (THDi) [44], а також

процеси на мілісекундному рівні під час перемикань. По-друге, розрахунок приймає $\cos\varphi = 1$, що є типовим, але не абсолютним налаштуванням — використання реактивної потужності (Volt-VAr керування) могло б розширити можливості стабілізації.

По-третє, алгоритм використовує константне значення питомого опору лінії R_0 . У реальних умовах, під дією прямого сонячного випромінювання та нагріву від струму навантаження, температура повітряних ліній може значно коливатися, що призводить до зміни активного опору $R(T)$ в межах ± 10 . Це може зумовити недооцінку явища VR_i у спекотні літні дні.

Подальші дослідження будуть спрямовані на верифікацію запропонованого алгоритму на річних масивах даних (8760 годин) за допомогою платформ типу OpenDSS або GridLAB-D [55]. Крім того, перспективним напрямком є адаптація логічного блоку керування інверторами для архітектур типу Grid-Forming, що дозволить не лише керувати напругою в нормальних режимах, а й підтримувати системну інерцію в умовах фрагментації енергосистеми (Island Mode) [54]. Наступним кроком також має стати агрегація керованих просюмерів у Віртуальні електростанції (Virtual Power Plants) для участі на ринках допоміжних послуг.

Література

1. Oleksiuk V. Green Energy as a Tool for Resilience and Recovery of Ukraine During the War and in the Post-War Period. *Modern Economics*. 2025. Т. 50, № 1. С. 136–143. URL: [https://doi.org/10.31521/modecon.v50\(2025\)-18](https://doi.org/10.31521/modecon.v50(2025)-18)
2. Білінов І. В. Розвиток розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж. *Visnik Nacional noi akademii nauk Ukraini*. 2025. № 5. С. 35–44. URL: <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
3. Бардик Є. І., Бондаренко О. Л., Болотний М. П. АНАЛІЗ РЕЖИМНОЇ НАДІЙНОСТІ ПРИ ПЛАНУВАННІ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ЕНЕРГОСИСТЕМИ. *Vidnovluvana energetika*. 2024. № 4(79). С. 46–58. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).46-58](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).46-58)
4. Geletukha G. G., Kramar V. G. DEVELOPMENT OF DISTRIBUTED GENERATION AS A PRESERVING FACTOR FOR THE UKRAINIAN ENERGY SYSTEM IN THE WAR CONDITIONS. *Energy Technologies & Resource Saving*. 2025. Т. 82, № 1. С. 23–35. URL: <https://doi.org/10.33070/etars.1.2025.02>
5. Resilience-oriented repair crew and network reconfiguration coordinated operational scheduling for post-event restoration / F. Zhou та ін. *Frontiers in Energy Research*. 2024. Т. 12. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1369452>
6. A Real-Time Robust Method for Post-Disaster Load Restoration of Coordinated Power-Transportation System With Vehicle-to-Grid Response / H. Xiong та ін. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2025. С. 1. URL: <https://doi.org/10.1109/tsg.2025.3568619>
7. Analysis of solar photovoltaic module parks in Ukraine: Forecasting their further operation and end-of-life management / M. Karpash та ін. *E3S Web of Conferences*. 2025. Т. 608. С. 01001. URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202560801001>
8. IMPROVING THE RESILIENCE OF SYNCHRONIZATION SYSTEMS OF SMART POWER GRIDS AND MOBILE COMMUNICATIONS NETWORKS UNDER WARTIME CONDITIONS / О. Самков та ін. *Vidnovluvana energetika*. 2025. № 3(82). С. 39–47. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3\(82\).39-47](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3(82).39-47)
9. Nerubatskyi V., Hordienko D. Improving the energy efficiency of photoelectric panels using DMPPT architecture. *KPI Conference Proceedings*. 2023. URL: <http://pems.kpi.ua/proc/article/view/298332>
10. Power System Resilience: An Overview of Current Metrics and Assessment Criteria / A. Zaporozhets та ін. *Studies in Systems, Decision and Control*. Cham, 2024. С. 35–58. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_2
11. de Silva H. H. H., Jayamaha D. K. J. S., Lidula N. W. A. Power Quality Issues Due to High Penetration of Rooftop Solar PV in Low Voltage Distribution Networks: A Case Study. *2019 IEEE 14th Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, м. Kandy, Sri Lanka, 18–20 груд. 2019 р. 2019. URL: <https://doi.org/10.1109/iciis47346.2019.9063322>
12. Ramljak I., Bago D. Impact of PV Plant on Voltage Variations in Point of Common Coupling. *DAAAM Proceedings*. 2020. С. 0842–0850. URL: <https://doi.org/10.2507/31st.daaam.proceedings.118>
13. Single-phase power shunt active filter design using photovoltaic as reactive power compensator / B. Dwinanto та ін. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2025. № 3. С. 59–64. URL: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2025.3.09>
14. Adeyemo I. A., Adegbola O. A., Adebisi O. W. Reactive Power Compensation and Harmonic Mitigation in Single-Phase Distribution System using Multilevel Converter Based D-STATCOM. *International Journal of Engineering and Applied Computer Science*. 2022. Т. 04, № 04. С. 47–52. URL: <https://doi.org/10.24032/ijeacs/0404/011>
15. Two-Level Distributed Volt/Var Control Using Aggregated PV Inverters in Distribution Networks / Y. Wang та ін. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2020. Т. 35, № 4. С. 1844–1855. URL: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2019.2955506>
16. Recovery under consecutive disasters: how recovery dynamics shape societal resilience / F. Buijs et al. *EGUsphere*. 2025. URL: <https://doi.org/10.5194/egusphere-2025-3200>
17. FINANCIAL MECHANISMS AND DECISION-MAKING TO SUPPORT ENERGY DECENTRALIZATION IN UKRAINE / I. Sotnyk та ін. *Наукові праці Міжрегіональної Академії управління персоналом. Економічні науки*. 2025. № 3(79). С. 103–112. URL: <https://doi.org/10.32689/2523-4536/79-11>
18. Mahat P., Chen Z., Bak-Jensen B. Control and operation of distributed generation in distribution systems. *Electric Power Systems Research*. 2011. Т. 81, № 2. С. 495–502. URL: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.10.015>
19. Enhancing microgrid resilience through integrated grid-forming and grid-following inverter strategies for solar PV battery control and fault ride-through / M. I. Hossain та ін. *Scientific Reports*. 2025. Т. 15, № 1. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18767-4>
20. Adetona S. O., Udeze K. U. Enhanced Dynamic Droop Control for Microgrid Frequency and Voltage Stabilization Using Hybrid Energy Storage Systems: A SECANT Method Approach. *Journal of Engineering*. 2024. Т. 30, № 9. С. 1–26. URL: <https://doi.org/10.31026/j.eng.2024.09.01>
21. Sundakov A. Post-War Reconstruction and Disaster Recovery: Lessons for Ukraine. *International Economic Policy*. 2024. № 41. С. 65–79. URL: <https://doi.org/10.33111/iep.eng.2024.41.05>
22. Prospects for use of smart meters to reduce electricity losses in Ukraine's power grids / L. Mikhailova et al. 2025. Vol. 16, No. 2. P. 146–158. URL: <https://doi.org/10.31548/machinery/2.2025.146>
23. Method for optimizing connection schemes for energy storage devices / M. Kulyk et al. *CMSE-25 Proceedings*. 2025. URL: <https://ceur-ws.org/Vol-3981/paper12.pdf>
24. Voltage and frequency instability in large PV systems connected to weak power grid / Q. Zhang та ін. *Frontiers in Energy Research*. 2023. Т. 11. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1210514>
25. Grid-connected PV inverter system control optimization using Grey Wolf optimized PID controller / M. Gupta та

- ін. *Scientific Reports*. 2025. Т. 15, № 1. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-10617-7>
26. Strategic Demand Response for Economic Dispatch in Wind-Integrated Multi-Area Energy Systems / P. Li та ін. *Energies*. 2025. Т. 18, № 9. С. 2188. URL: <https://doi.org/10.3390/en18092188>
27. SMART-MONITORING OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS / O. V. Kyrylenko та ін. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. Т. 2024, № 5. С. 48–62. URL: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.048>
28. Admittance Modeling, Analysis, and Reshaping of Harmonic Control Loop for Multiparalleled SAPFs System / K. Liu та ін. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2021. Т. 17, № 1. С. 280–289. URL: <https://doi.org/10.1109/tii.2020.2968374>
29. Belik M., Rubanenko O. Sensitivity analysis of digital twin model for energy community PV system. *Scientific Reports*. 2025. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-13707-8>
30. Hybrid PV-Battery Storage System for Substation Resilience: Field Deployment and Operational Assessment / A. M. De Carvalho Arcanjo та ін. *IEEE Access*. 2025. С. 1. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3642705>
31. Architecture and operational control for resilient Microgrids – A University case study / A. F. M. Correia та ін. *IEEE Access*. 2025. С. 1. URL: <https://doi.org/10.1109/access.2025.3553350>
32. Tools for modeling the level of harmonic distortion in power grids and their impact / J. Malogulko та ін. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*. 2023. Т. 26, № 4. С. 19–44. URL: <https://doi.org/10.33223/epj/166435>
33. IEEE 519-2022 Harmonic Control In Electric Power Systems. ANSI Blog. 2022. URL: <https://blog.ansi.org/ansi/ieee-519-2022-harmonic-control-power-systems/>
34. EN 50160. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems : European Standard. 2022. URL: <https://edstar.eda.europa.eu/Standards/Details/ba754b30-4a99-428b-8f96-30da9432561c>
35. Pranjic F. Assessment of Harmonic Distortion in School Buildings Equipped with Grid-Connected PV Systems. *Journal of Energy Technology*. 2025. Т. 18, № 2. С. 99–122. URL: <https://doi.org/10.18690/jet.18.2.99-122.2025>
36. Rad F. M., Fung A. S. Solar community heating and cooling system with borehole thermal energy storage – Review of systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Т. 60. С. 1550–1561. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.025>
37. Peiris K., Elphick S., Robinson D. Characterising Non-Intentional Supraharmonic Emissions from Inverters in Power Grids: Review and Challenges. *Energies*. 2025. Т. 18, № 11. С. 2980. URL: <https://doi.org/10.3390/en18112980>
38. IEC 61000-4-30 Edition 3. Electromagnetic compatibility : IEC Standard. 2015. URL: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/a4cb1e5e-edc1-4b6b-ab91-e45c6fab264e/iec-61000-4-30-2015>
39. Sahoo B., Samantaray S. R., Alhaider M. M. Advanced control scheme for harmonic mitigation and performance improvement in DC-AC microgrid with parallel voltage source inverter. *Scientific Reports*. 2025. Т. 15, № 1. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-90807-5>
40. Power quality enhancement of grid-integrated solar photovoltaic system with unified power quality conditioner / M. Manohara та ін. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2024. № 6. С. 44–48. URL: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2024.6.06>
41. Islanding Scenarios for High Reliable Operation of Distribution Networks. Figshare. 2023. URL: <https://doi.org/10.6084/M9.FIGSHARE.13601000.V1>
42. Towards Grid of Microgrids: Seamless Transition between Grid-Connected and Islanded Modes of Operation / S. D'silva та ін. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*. 2020. Т. 1. С. 66–81. URL: <https://doi.org/10.1109/ojies.2020.2988618>
43. Enhanced load frequency regulation in microgrids with renewable energy sources and electric vehicles / I. Khan та ін. *Scientific Reports*. 2025. Т. 15, № 1. URL: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-10835-z>
44. IEEE 1547-2018 Standard for Interconnection and Interoperability of DER. IEEE. 2018. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547/5915/>
45. Khanam N., Rihan M., Hameed S. PMU-data assisted state estimation of distribution network with integrated renewables: a comprehensive review. *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*. 2025. Т. 14, № 4. С. 2456–2470. URL: <https://doi.org/10.11591/eei.v14i4.9019>
46. Integrated Microgrid Islanding Detection with Phase Angle Difference for Reduced Nondetection Zone / B. R. Lingampalli та ін. *International Journal of Energy Research*. 2023. Т. 2023. С. 1–17. URL: <https://doi.org/10.1155/2023/2275191>
47. Kostenko G., Zaporozhets A. Enhancing of the power system resilience through the application of micro power systems (microgrid) with renewable distributed generation. *System Research in Energy*. 2023. Т. 2023, № 3. С. 25–38. URL: <https://doi.org/10.15407/srenergy2023.03.025>
48. Sur U., Chakraborty D., Nath D. Study of Distributed Generations in Voltage Sag Mitigation Using Unbalanced Load Flow. *Journal of Nano- and Electronic Physics*. 2022. Т. 14, № 3. С. 03016–1–03016–5. URL: [https://doi.org/10.21272/jnep.14\(3\).03016](https://doi.org/10.21272/jnep.14(3).03016)
49. Distributed generation impact on voltage sags / E. García-Martínez et al. MATLAB Simulation. 2018. URL: https://www.researchgate.net/profile/Roberto-Chouhy-Leborgne-2/publication/224087541_Distributed_generation_impact_on_voltage_sags/links/5512704a0cf20bfdad514317/Distributed-generation-impact-on-voltage-sags.pdf
50. Mather B. Quasi-static time-series test feeder for PV integration analysis on distribution systems. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE. 2012. URL: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345414>
51. Grid-Connected PV System Simulation. MathWorks Documentation. 2024. URL: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/179019-grid-connected-pv-system>
52. OpenDSS Distribution System Simulator Documentation. EPRI. 2024. URL: <https://opendss.epri.com/OpenDSSDistributionSystem.html>
53. A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions / K. Prakash та ін. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Т. 10. URL: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.971704>
54. Maksymuk O. Modeling of Control Processes for Photovoltaic Power Plants. *Energy engineering and control systems*. 2025. Т. 11, № 2. С. 99–108. URL: <https://doi.org/10.23939/jeecs2025.02.099>
55. Mishra S. DER Planning with Resilience Analysis Using REopt Lite: A Behind-the-Meter Techno-Economic Assessment : Technical Report. NREL. 2020. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy20osti/76682.pdf>