

АНАЛІЗ ВПЛИВУ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ НА РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ МЕРЕЖІ

Отримано 18 бер. 2025 р.; рекомендовано до публікації 27 черв. 2025 р.
Доступно онлайн 30 черв. 2025 р.

Самков О. В.¹, Кирик В. В.², Борсук Д. І.³

Автор для кореспонденції: Борсук Денис,
e-mail: borsuk.denis@iil.kpi.ua

¹ д-р техн. наук
<https://orcid.org/0000-0003-2790-8564>

² д-р техн. наук, професор
<https://orcid.org/0000-0003-0419-8934>

³ студент
<https://orcid.org/0009-0006-5253-9544>

Анотація. У роботі досліджено вплив збільшення сумарної потужності розподіленої генерації в мережі на параметри цієї мережі п'ятирічної перспективи розвитку з урахуванням динаміки режимних параметрів енерговузла. Дослідження охоплюють розрахунки ustalених режимів роботи мережі та P-U/Q-U аналіз для перспективної схеми мережі. За результатами дослідження встановлено, що зі збільшенням частки розподіленої генерації в мережі рівні напруги зростають за лінійним законом, а кут нахилу такої залежності залежить від темпів збільшення потужності розподіленої генерації. Виходячи з аналізу впливу потужності розподіленої генерації показано, що в разі приєднання нової генерації для мереж високої напруги визначальним фактором впливу є встановлена потужність установки, а в мережах середньої напруги – точка приєднання. Установлено, що з ростом потужності РГ втрати потужності в мережі зменшуються за квадратичним законом, а P-U/Q-U аналіз показує, що режим залишається стійким після приєднання всіх перспективних генераційних установок.

Дослідження охоплюють розрахунки ustalених режимів роботи мережі та P-U/Q-U аналіз для перспективної схеми мережі. За результатами дослідження встановлено, що зі збільшенням частки розподіленої генерації в мережі рівні напруги зростають за лінійним законом, а кут нахилу такої залежності залежить від темпів збільшення потужності розподіленої генерації. Виходячи з аналізу впливу потужності розподіленої генерації показано, що в разі приєднання нової генерації для мереж високої напруги визначальним фактором впливу є встановлена потужність установки, а в мережах середньої напруги – точка приєднання. Установлено, що з ростом потужності РГ втрати потужності в мережі зменшуються за квадратичним законом, а P-U/Q-U аналіз показує, що режим залишається стійким після приєднання всіх перспективних генераційних установок.

Дослідження охоплюють розрахунки ustalених режимів роботи мережі та P-U/Q-U аналіз для перспективної схеми мережі. За результатами дослідження встановлено, що зі збільшенням частки розподіленої генерації в мережі рівні напруги зростають за лінійним законом, а кут нахилу такої залежності залежить від темпів збільшення потужності розподіленої генерації. Виходячи з аналізу впливу потужності розподіленої генерації показано, що в разі приєднання нової генерації для мереж високої напруги визначальним фактором впливу є встановлена потужність установки, а в мережах середньої напруги – точка приєднання. Установлено, що з ростом потужності РГ втрати потужності в мережі зменшуються за квадратичним законом, а P-U/Q-U аналіз показує, що режим залишається стійким після приєднання всіх перспективних генераційних установок.

Ключові слова: розподілена генерація, математична модель, електрична мережа, моніторинг напруги, втрати потужності, перспективний розвиток мережі.

ANALYSIS OF THE IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON NETWORK OPERATING PARAMETERS

Received Mar. 18, 2025; accepted Jun. 27, 2025
Available online Jun. 30, 2025

Samkov O.¹, Kyryk V.², Borsuk D.³

Author for correspondence: Borsuk Denis,
e-mail: borsuk.denis@iil.kpi.ua

¹Dr. of Science (Tech.)
<https://orcid.org/0000-0003-2790-8564>

² Dr. of Science (Tech.)
<https://orcid.org/0000-0003-0419-8934>

³ Master Student
<https://orcid.org/0009-0006-5253-9544>

Abstract. This paper examines the impact of increasing the total capacity of distributed generation on network parameters over a five-year development perspective, taking into account the dynamics of power hub operating conditions. The study includes calculations of steady-state network operation modes and P-U/Q-U analysis for a prospective network configuration. The results indicate that as the share of distributed generation in the grid increases, voltage levels rise according to a linear dependence, with the slope of this dependence determined by the rate of distributed generation capacity expansion. The analysis of distributed generation impact shows that when integrating new generation sources, the key influencing factor in high-voltage networks is the installed capacity of the generation unit, whereas in medium-voltage networks, the primary determinant is the connection point.

Abstract. This paper examines the impact of increasing the total capacity of distributed generation on network parameters over a five-year development perspective, taking into account the dynamics of power hub operating conditions. The study includes calculations of steady-state network operation modes and P-U/Q-U analysis for a prospective network configuration. The results indicate that as the share of distributed generation in the grid increases, voltage levels rise according to a linear dependence, with the slope of this dependence determined by the rate of distributed generation capacity expansion. The analysis of distributed generation impact shows that when integrating new generation sources, the key influencing factor in high-voltage networks is the installed capacity of the generation unit, whereas in medium-voltage networks, the primary determinant is the connection point.

Additionally, it is established that as the total distributed generation capacity grows, power losses decrease according to a quadratic dependence. The P-U/Q-U analysis confirms that the network's operating conditions remain stable after the integration of all prospective generation units. These findings highlight the necessity of careful planning for distributed generation expansion to ensure stability and efficiency in future power systems.

Furthermore, the study underscores the importance of voltage monitoring and control strategies, which become increasingly critical as distributed generation penetration grows.

The research also suggests that optimizing the placement of distributed generation units can lead to significant improvements in grid operation. Future studies should focus on developing advanced control strategies and assessing the role of energy storage in mitigating potential voltage fluctuations. The long-term impact of distributed generation on power quality and grid reliability should also be investigated to refine planning and operational strategies.

Keywords: distributed generation, mathematical model, electrical network, voltage monitoring, power losses, prospective network development.

Використані позначення та скорочення

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

РГ – розподілена генерація

IEEE – Інститут інженерів з електротехніки та електроніки

ВН – висока напруга

СН – середня напруга

ГТУ – газотурбінна установка

ЛЕП – лінія електропередавання

$\cos \phi$ – коефіцієнт потужності

Вступ. Останніми роками в Україні та світі спостерігається стрімкий розвиток технологій відновлювальної енергетики. Інтеграція розподіленої генерації в електричні мережі має як переваги, так і недоліки. Проблемними стають питання врахування річної сезонної передачі та споживання енергії, і потрібен перспективний аналіз стійкості мережі в багаторічній перспективі з динамікою введення розподіленої генерації. Питання впливу розподіленої генерації на режим роботи електричної мережі, зокрема на стійкість мережі в динаміці введення відновлюваних джерел генерації (ВДЕ) є доволі актуальним.

Впливу потужності розподіленої генерації на режими роботи електромереж присвячено цілу низку досліджень. Зокрема, був вивчений вплив потужності РГ на радіальну мережу [1]. У цій роботі досліджено вплив розподіленої генерації на стійкість енергосистеми: частоту, коливальну, перехідну та стійкість напруги. Під час моделювання використовували тестову розімкнену мережу з приєднаними ГТУ. Виявлено, що введення розподіленої генерації покращує умови демпфування коливань, зменшує відхилення кута потужності генераторів і покращує профіль напруги, проте знижує інерцію системи. Дослідження та аналіз усталених режимів у роботі не проводили.

У роботі [2] приділено увагу усталеним режимам, а також статичній та динамічній стійкості радіальної мережі з введенням розподіленої сонячної генерації. У цій роботі [2] досліджено усталені режими, а також статичну та динамічну стійкість радіальної 34-вузлової IEEE мережі з введенням розподіленої сонячної генерації. Дослідження виявили зменшення втрат активної потужності та покращення профілю напруги. Проте акцентовано на тому, що введення розподіленої генерації може спричинити перенапруги, що своєю чергою призведе до необхідності модернізації або заміни пристроїв захисту в мережі.

У статтях [3] та [4] досліджується вплив розподіленої генерації, зокрема малих СЕС, на роботу енергосистеми.

Результати дослідження показують, що інтеграція СЕС малої потужності може покращити якість та надійність електропостачання. Для досягнення оптимального впливу РГ на мережу необхідно враховувати щільність розташування установок, їх потужність та можливості накопичення енергії.

У роботах [1], [5] та [6], як і в [2] та [3] досліджується вплив РГ на стійкість електричних мереж та особливості протікання перехідних процесів.

У всіх зазначених вище роботах досить повно розглянуто вплив потужності РГ на статичну мережу з незмінними обсягами навантаження та генерації. Проте важливим є питання впливу потужності РГ на режими роботи мережі в контексті довгострокового планування її розвитку.

Дослідження струмів КЗ, а також статичної та динамічної стійкості мережі виконуються зазвичай тільки для року вводу останньої черги будівництва установки розподіленої генерації. Проте для проміжних років має виконуватися низка стандартів і правил з експлуатації мережі. Таким чином, є важливим розуміння закономірностей впливу потужності РГ на режими роботи мережі впродовж певного перспективного періоду роботи мережі.

Постановка завдання. Мета цієї роботи полягає в дослідженні та оцінці впливу введення потужності розподіленої генерації на розподільну мережу в розрізі п'ятирічної перспективи її розвитку.

Для досягнення визначеної мети слід виконати такі завдання:

- створити й валідувати математичну модель досліджуваної мережі;
- розробити план вводу нових генераційних установок у мережу;
- виконати розрахунки режимних параметрів та проаналізувати отримані результати досліджень.

Виклад основного матеріалу. В роботі було використували 14-вузлову тестову модель електричної мережі IEEE, адаптовану до системи класів напруги, прийнятих в Україні (рис. 1). Для цієї математичної моделі було

імітовано розрахунки плану розвитку мережі на п'ятирічну перспективу. Параметри п'ятирічного перспективного введення розподіленої генерації наведено в табл. 1.

Таблиця 1. Параметри перспективної генерації

Table 1. Parameters of perspective generation

Об'єкт	Точка приєднання	Черга 1			Черга 2			Черга 3		
		Встановлена потужність, МВт	Власні потреби, МВт	cos φ	Встановлена потужність, МВт	Власні потреби, МВт	cos φ	Встановлена потужність, МВт	Власні потреби, МВт	cos φ
Г 1	Bus_0011	7	0,14	0,96	8	0,16	0,96	—	—	—
Г 2	Bus_0004	20	0,4	0,95	25	0,5	0,95	4	0,08	0,95
Г 3	Bus_00012	10	0,3	0,9	9	0,27	0,9	—	—	—

У межах зазначеної п'ятирічної перспективи заплановано реалізацію об'єктів генерації (табл. 1) з відповідною послідовністю будівництва, представленою в табл. 2. Моделювання виконано в програмному середовищі DigSILENT PowerFactory. Схему електричної мережі наведено на рис. 1.

Для розрахункових періодів (див. табл. 2) виконано розрахунки нормальних усталених режимів.

У розрахунках ураховано температуру навколишнього середовища:

- для зимнього максимуму навантаження: -5°C ;
- для літнього денного зниження навантаження: $+30^{\circ}\text{C}$.

Крім того, розрахункова модель ураховує щорічний природний приріст навантаження з коефіцієнтом приросту 1,25 % у рік.

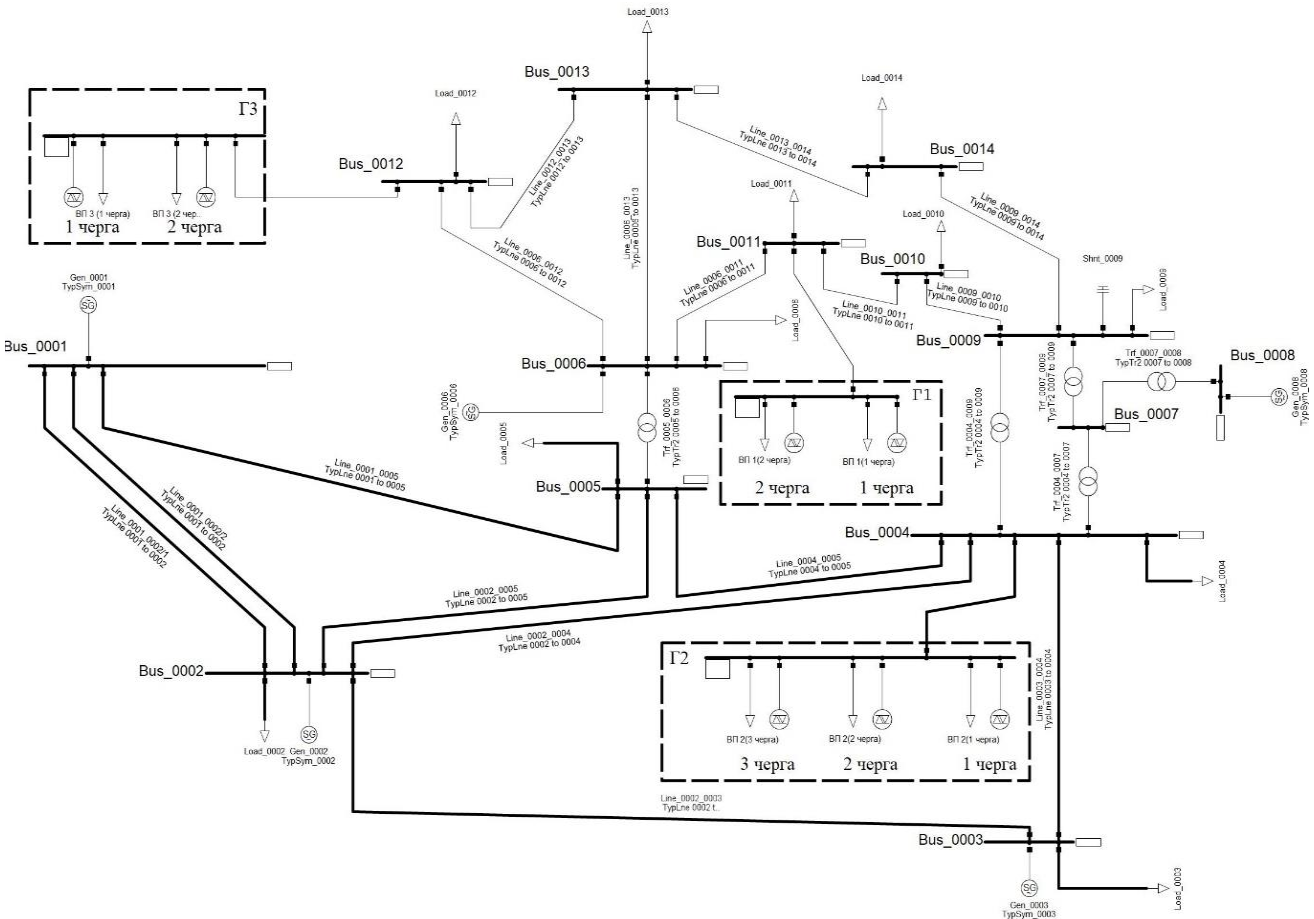


Рис. 1. Схема електричної мережі в п'ятирічній перспективі розвитку

Fig. 1. Single-line diagram of the grid in the five-year development perspective

Таблиця 2. Графік вводу перспективної генерації

Table 2. Schedule of commissioning of perspective generation

Новий об'єкт	Розрахунковий період											
	13:00 15.07.2024	17:00 15.12.2024	13:00 15.07.2025	17:00 15.12.2025	13:00 15.07.2026	17:00 15.12.2026	13:00 15.07.2027	17:00 15.12.2027	13:00 15.07.2028	17:00 15.12.2028	13:00 15.07.2029	17:00 15.12.2029
	Черговість вводу об'єкта											
Г 1	Вихідні режими	Черга 1	Черга 2								Режими п'ятирічної перспективи	
Г 2			Черга 1	Черга 2	Черга 3							
Г 3						Черга 1	Черга 2					

Приєднання нових ВДЕ до електричних мереж завжди супроводжується зміною режимних параметрів, зокрема напруги вузлів, потоків потужності, сумарних втрат потужності. З метою оцінки величин та закономірностей цих змін виконано аналіз режимних параметрів, отриманих під час розрахунку п'ятирічної перспективи розвитку мережі.

З метою оцінки зміни напруги при приєднанні нової генерації наведено графіки профілів напруги для розрахункових періодів літнього денного зниження навантаження (рис. 2) та зимнього максимуму навантаження (рис. 3).

Побудовані графіки профілів напруги дають змогу оцінити вплив уведення потужності РГ на напругу у вузлах

мережі. Відповідно до рис. 2 та рис. 3, для вузлів № 1, 2, 6 та 8 напруга залишається незмінною через наявність синхронної генерації. Регулятори збудження цих генераторів підтримують напругу в точці підключення сталою. Для решти вузлів мережі спостерігається підвищення профілю напруги при збільшенні сумарної потужності розподіленої генерації. **Підключення нової розподіленої генерації має локальний характер** та впливає лише на сусідні вузли точки приєднання РГ (вузли № 4, 5, 11 та 12). Отже, вплив нової генерації на профіль напруги більше залежить від встановленої потужності установки, ніж від точки її приєднання, як для мережі ВН, так і для мережі СН.

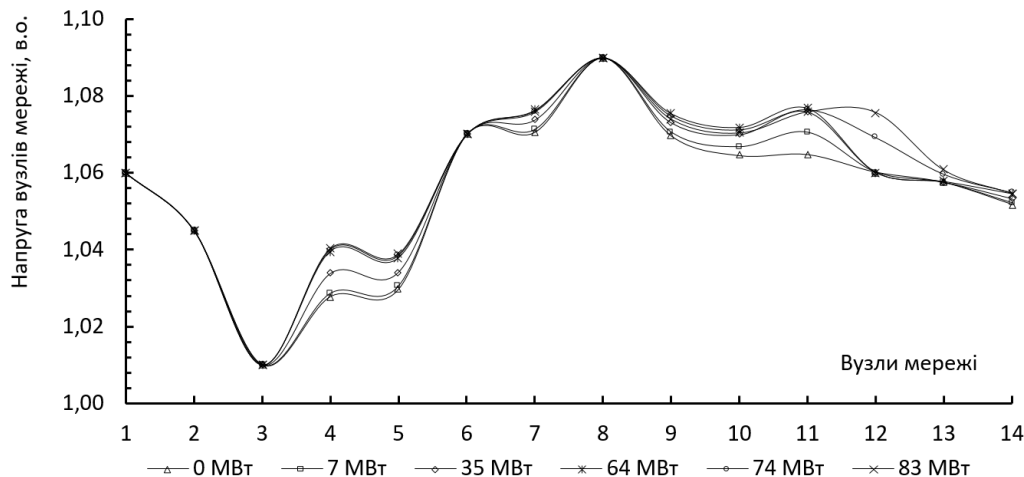


Рис. 2. Розрахунковий профіль напруги для режимів денного зниження навантаження влітку

Fig. 2. Calculated voltage profile for daytime load reduction modes in summer

З метою детальнішого аналізу побудуємо залежність максимального відхилення напруги в мережі від сумарної потужності РГ. На рис. 4 видно, що напруга зростає лінійно, що спостерігається на графіку максимуму зимнього навантаження на діапазонах потужності [0...60] та [75...83]. Це пояснюється розвантаженням ЛЕП за рахунок компенсації навантаження потужністю розподіленої генерації, тобто зменшенням потоків потужності та, відповідно, зменшенням падіння напруги на ЛЕП. Крім того, нові генераційні

установки генерують частку реактивної потужності, що також сприяє збільшенню профілю напруги.

Крім того, на графіках на рис. 4 спостерігаються діапазони пришвидшеного та сповільненого збільшення напруги. Частину графіка, що відповідає сповільненому росту напруги, можна пояснити повільним ростом обсягів розподіленої генерації в часі, а прискорену частину – прискореним темпом уведенням нової генерації.

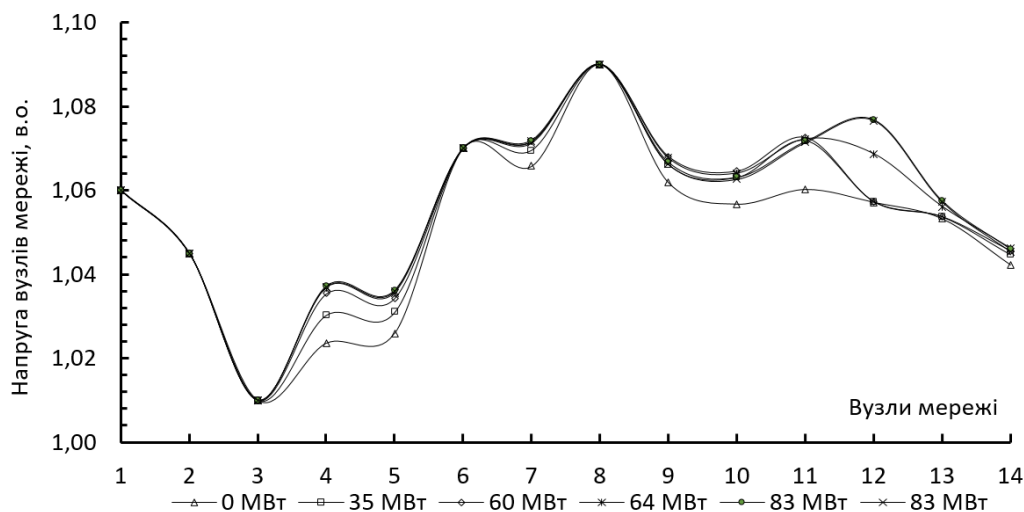


Рис. 3. Розрахунковий профіль напруги для режимів максимуму навантаження взимку

Fig. 3. Calculated voltage profile for peak load modes in winter

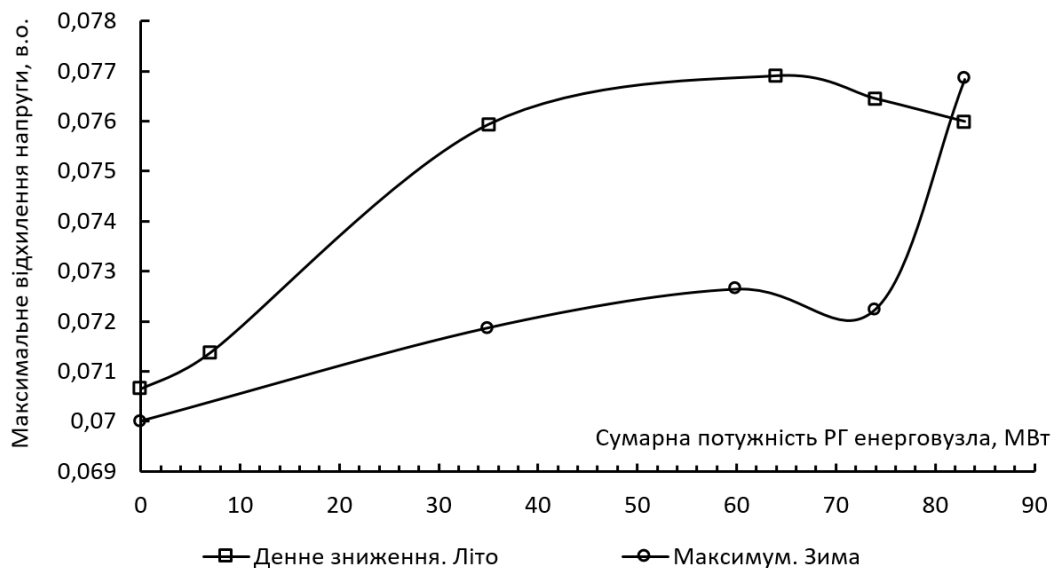


Рис. 4. Залежність максимального відхилення напруги в мережі від сумарної потужності розподіленої генерації

Fig. 4. Dependence of the maximum voltage deviation in the network on the total capacity of distributed generation

На рис. 5 та рис. 6 наведено діаграми, які відображають вплив збільшення потужності РГ на перетікання активної та реактивної потужності в лініях мережі в досліджених розрахункових періодах.

Як видно на рис. 5, а та рис. 6, а, приєднання нової генерації та поступове збільшення її потужності в мережі напругою 150 кВ призводить до поступового зменшення потоків активної потужності на 20 МВт. Виходячи з діаграм, зображених на рис. 5, б та рис. 6, б, можна стверджувати, що потоки реактивної потужності зростають на 4,1...14 МВАр. Отже, на потоки потужності в мережі напругою 150 кВ впливає переважно встановлена потужність нової

генерації, адже змін напрямків перетікань потужності не спостерігається.

У мережі напругою 35 кВ спостерігаються перерозподіли потоків потужності залежно від точки приєднання нової генерації. На рис. 5 та рис. 6 діаграми підтверджують цю закономірність. Потоки потужності по ЛЕП 6–11 та ЛЕП 9–10 змінюють свій напрямок та величину. Це пояснюється тим, що генератор Г 1 приєднується в транзиті 35 кВ Bus_0006 – Bus_0011 – Bus_0010 – Bus_0009, що приводить до перерозподілу потоків потужності. Подальше зменшення потоків потужності по зазначених ЛЕП пояснюється приєднанням Г 3, що також приводить до перерозподілу потужності.

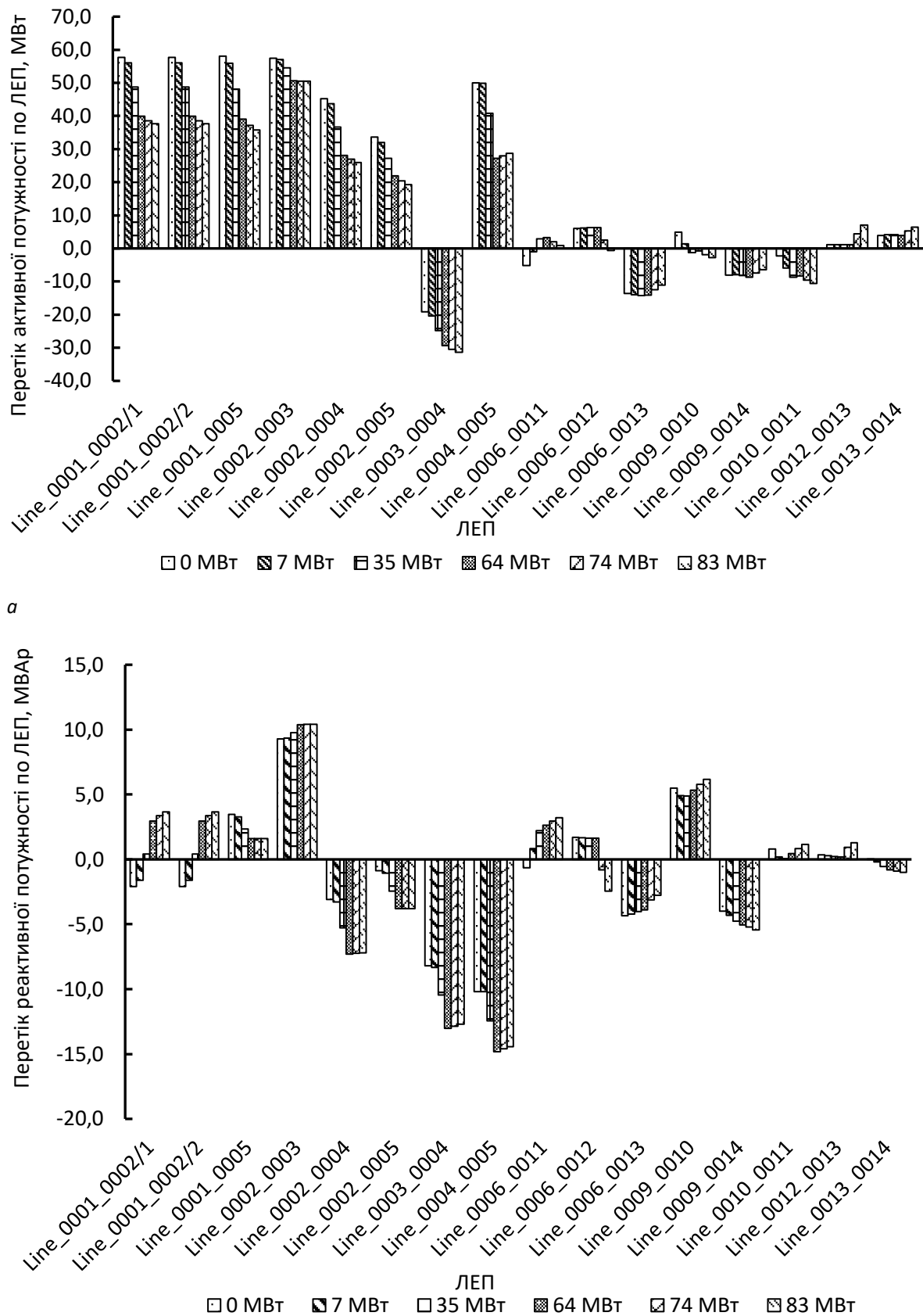


Рис. 5. Діаграми потоків потужності для режимів денного зниження навантаження влітку: а – активної потужності; б – реактивної потужності

Fig. 5. Power flow diagrams for daytime load reduction modes in summer: a – active power; b – reactive power

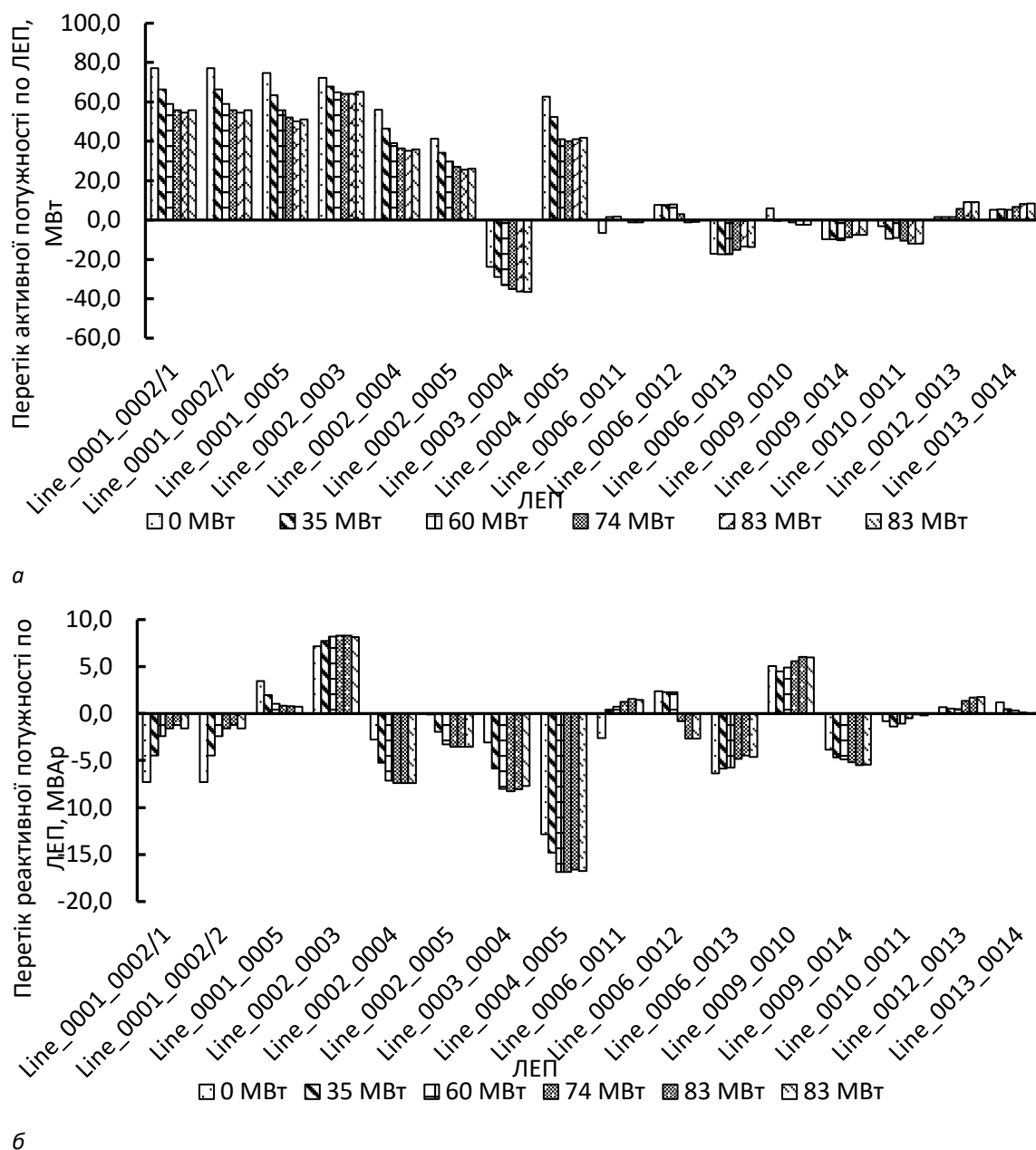


Рис. 6. Діаграми потоків потужності для режимів максимуму навантаження взимку а – активної потужності; б – реактивної потужності

Fig. 6. Power flow diagrams for peak load modes in winter: a – active power; b – reactive power

Проте, для ЛЕП 35 кВ 9–13 та 9–14 потоки потужності тільки зростають. Це пояснюється електричною віддаленістю вузла № 9, до якого вони приєднані, від джерел генерації.

Таким чином, для мережі 35 кВ значення потоків потужності по ЛЕП більшою мірою залежать від точки приєднання генерації, ніж від її встановленої потужності.

Виходячи з вищевикладеного, можна стверджувати, що при приєднанні нової генерації, для мереж високої напруги (ВН) визначальним фактором є встановлена потужність ВДЕ, а в мережах середньої напруги (СН) – точка приєднання. Таке твердження пояснюється суттєвою відмінністю реактивних опорів ЛЕП для ліній ВН та ліній СН.

З метою оцінки впливу розподіленої генерації на сумарні втрати потужності в мережі побудовано залежність сумарних втрат активної та реактивної потужності від сумарної потужності розподіленої генерації. На рис. 7 видно, що зі збільшенням потужності розподіленої генерації сумарні втрати потужності зменшуються. Втрати активної потужності зменшуються повільніше, ніж втрати реактивної потужності.

Апроксимація отриманих залежностей виявила, що втрати активної та реактивної потужності зменшуються за квадратичним законом (поліном другого ступеня). Зазначене зменшення втрат потужності пояснюється перерозподілом активної потужності по лініях мережі СН

та, відповідно, їх частковим розвантаженням, а також новою генерацією реактивної потужності, яка підвищує профіль напруги, що своєю чергою приводить до

зниження втрат у поперечних гілках схеми заміщення мережі, де має місце квадратична залежність від напруги.

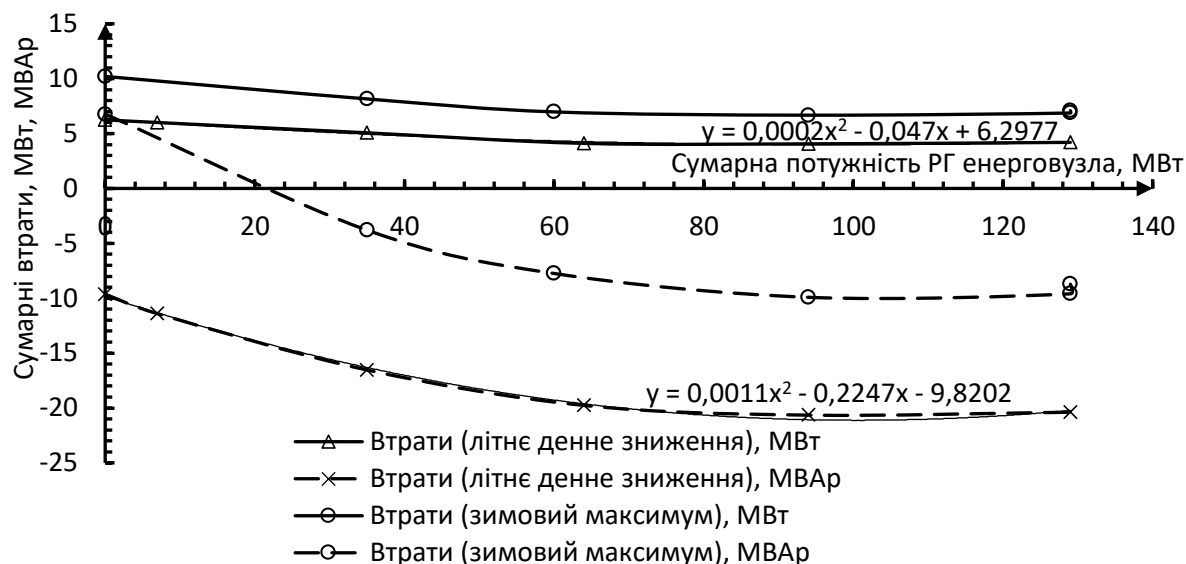


Рис. 7. Залежність сумарних втрат активної та реактивної потужності від сумарної потужності розподіленої генерації

Fig. 7. Dependence of total active and reactive power losses on the total capacity of distributed generation

З метою визначення впливу введення потужності РГ на можливість подальшого розвитку генерації в мережі було виконано побудову P-U та Q-U діаграм (рис. 8 та рис. 9, відповідно). P-U/Q-U аналіз виконувався для розрахункового періоду максимуму наван-

тажень взимку 2029 року, коли всі заплановані до приєднання генераційні установки будуть приєднані. Діапазони та крок зміни активної та реактивної потужності вибирали адаптивним методом у процесі обчислення.

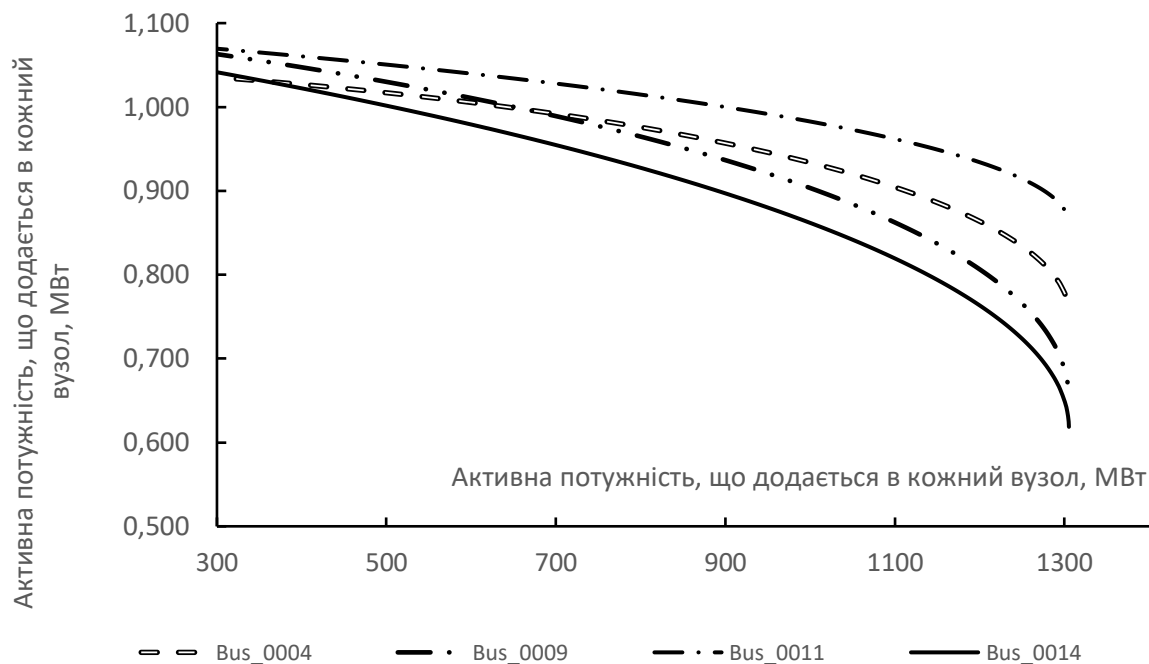


Рис. 8. P-U діаграми для вузлів мережі

Fig. 8. P-U diagrams for network nodes

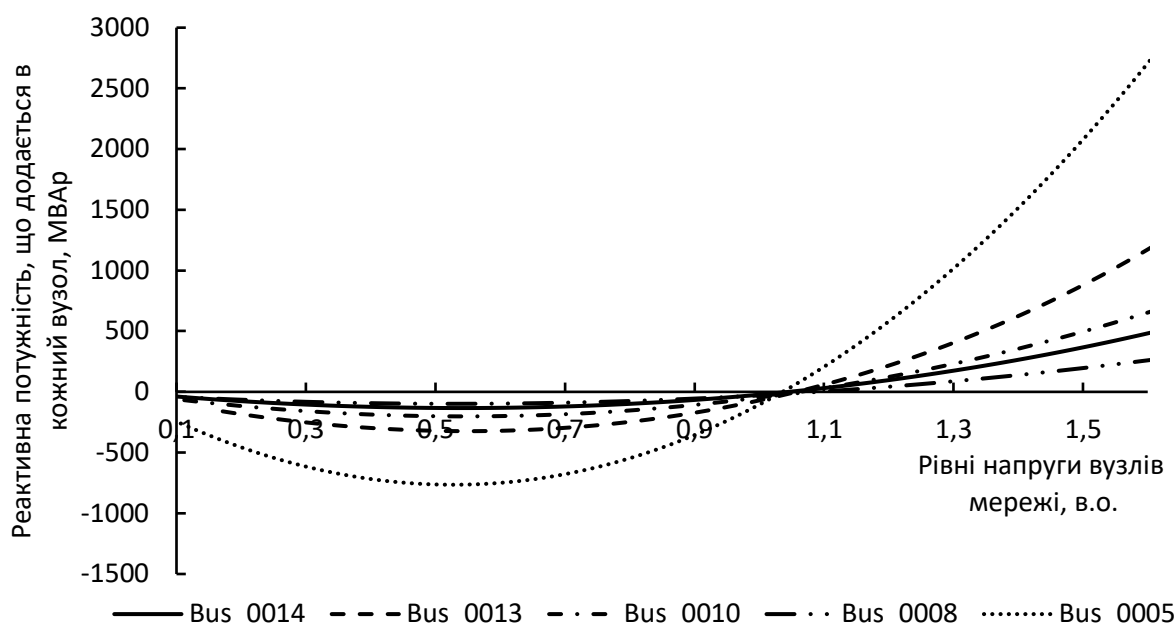


Рис. 9. Q-U діаграми для вузлів мережі

Fig. 9. Q-U diagrams for network nodes

Як видно на рис. 8, режим є стійким, адже за потужності генерації 712 МВт напруга вузла № 9 (для якого P-U крива спадає швидше за інші вузли) ще залишається в допустимих межах.

За реактивною потужністю (рис. 9), у діапазоні $[-324...259]$ МВАр напруга також залишається в допустимих межах.

Отже, **збільшення потужності** розподіленої генерації в енерговузлі слабо впливає на стійкість режиму.

Висновки. Дослідження синтезованої імітаційної моделі електричної мережі в п'ятирічній перспективі розвитку дозволило встановити, що приєднання потужності нової розподіленої генерації спонукає до розвантаження синхронних генераторів і лінії та сприяє підвищенню профілю напруги і зменшенню втрат активної й реактивної потужності в мережі.

Аналіз зміни напруг показав, що зі збільшенням сумарної потужності розподіленої генерації рівні напруги зростають за законом, близьким до лінійного. У разі локального введення нової розподіленої генерації спостерігається вплив лише на напругу в сусідніх вузлах до точки приєднання РГ. Що вищі темпи введення нової генерації, то швидше зростатиме профіль напруги в мережі.

Аналіз зміни потоків потужності показав, що через суттєві відмінності в реактивних опорах ЛЕП різних класів напруги в разі приєднання нової генерації для мереж ВН визначальним фактором є встановлена потужність генераторної установки, а в мережах СН – локація точки приєднання. Втрати як активної, так і реактивної потужності зменшуються за квадратичним законом зі збільшенням потужності РГ.

Виявлено, що внаслідок збільшення профілю напруги та збільшення потоків реактивної потужності втрати реактивної потужності зменшуються швидше, ніж втрати активної потужності. Після введення всіх генераторних установок у мережу за перспективним графіком режим за напругою є стійким.

ПОСИЛАННЯ

1. Azmy, Ahmed M., István Erlich. "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system." IEEE Power Engineering Society General Meeting, IEEE. (2005) DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489354>
2. Balamurugan, K., Dipti Srinivasan, Thomas Reindl. "Impact of distributed generation on power distribution systems." Energy Procedia 25. 2012: 93-100. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013>
3. Chamier-Gliszczyński, Norbert, et al. "The Influence of Distributed Generation on the Operation of the Power System, Based on the Example of PV Micro-Installations." Energies 16.3. 2023: 1267. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16031267>
4. Іськова М. С. Електричні мережі номінальною напругою 20 кВ з джерелами накопичення енергії / Renewable Energy/ М. С. Іськова, А. Р. Буряк, В. В. Кирик. Vidnovluvana Energetyka. 2023. № 2(73). С. 18–23. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)
5. Lytvynchuk V., M. Kaplin, O. Karmazin. "Аналіз впливу розподіленої генерації відновлюваних джерел енергії на резерв автоматичного частотного розвантаження."

Vidnovluvana energetika. 2022. № 3(70). С. 19–27. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).19-27](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).19-27)

6. Oladeji, Ifedayo, et al. "Security impacts assessment of active distribution network on the modern grid operation—A review." *Electronics* 10.16. 2021: 2040. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics10162040>

REFERENCES

1. Azmy, Ahmed M., István Erlich. "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system." *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, (2005). IEEE, 2005 DOI: <https://doi.org/10.1109/PES.2005.1489354>
2. Balamurugan, K., Dipti Srinivasan, and Thomas Reindl. "Impact of distributed generation on power distribution systems." *Energy Procedia* 25 (2012): 93–100. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013>
3. Chamier-Gliszczyński, Norbert, et al. "The Influence of Distributed Generation on the Operation of the Power

System, Based on the Example of PV Micro-Installations." *Energies* 16.3 (2023): 1267. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16031267>

4. Electric networks with a rated voltage of 20 kV with energy storage sources / Renewable Energy / M. S. Iskova, A. R. Buriak, V. V. Kyryk. *Vidnovluvana Energetyka*. 2023. No. 2(73). P. 18–23. (Ukr.) DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2\(73\).18-23](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.2(73).18-23)
5. Lytvynchuk, V., M. Kaplin, O. Karmazin. 'Analysis of the impact of distributed generation of renewable energy sources on the reserve of automatic frequency unloading'. *Vidnovluvana energetika*. 2022. No. 3(70). P. 19–27. (Ukr.) DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).19-27](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).19-27)
6. Oladeji, Ifedayo, et al. "Security impacts assessment of active distribution network on the modern grid operation—A review." *Electronics* 10.16 (2021): 2040. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics10162040>