

THE ENSURING OF DISTRIBUTION POWER NETWORKS MONITORING WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES

V. Kulyk, O. Burykin, Yu. Malohulko, V. Teptya, V. Lesko
Vinnitsia National Technical University

Key words:

Renewable energy sources
Distribution power networks
State estimation
Observation
Typical meteorological year data set

Article history:

Received 27.01.2021
Received in revised form 12.02.2021
Accepted 24.02.2021

Corresponding author:

O. Burykin

E-mail:

mr.burykin@gmail.com

ABSTRACT

The paper proposes a method of increasing the observation of distribution power networks (DPN) with renewable energy sources (RES) by using aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements in the form of typical generation schedules. To solve this problem, it is proposed to use the typical meteorological year data set.

Based on typical data sets for the meteorological year, typical renewable energy generation schedules are used to calculate and analyze electricity losses in distributed power networks using state estimation methods to time synchronize information and recover time-aggregated electricity generation information. The advantage of this approach is the ability to analyze the energy efficiency of distribution power networks with a significant share of renewable energy sources (such as photovoltaic power plants, wind farms, etc.). Particular attention is paid to photovoltaic power plants, as they have a fairly predictable generation schedule according to a typical meteorological year. This allows it to be used in a mathematical model as a typical one, along with power consumption graphs. It also becomes possible to recover lost information for each specific mode of the distributed power network, provided it is observed for a certain period of time. The use of this approach involves the use of functional dependencies of the mode parameters in combination with other methods of recovering lost data.

Thus, the insufficiency of the observation vector in the target state estimation function can be compensated by information from a typical data set, namely the mathematical expectation of electricity generation of the renewable energy source, its standard deviation and information about the generated power in the unobserved node from the billing system.

ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОСТЕРЕЖНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко, В. В. Тептя, В. О. Лесько
Вінницький національний технічний університет

У статті запропоновано метод ідентифікації режимних параметрів розподільних електричних мереж (ЕМ) з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) на основі псевдовимірювань графіків їх генерування, отриманих за агрегованою інформацією автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та типовими графіками.

Типові графіки генерування відновлюваних джерел енергії, отримані на основі типових наборів даних про метеорологічний рік, використовуються для визначення режимних параметрів і втрат електроенергії в електричних мережах. Для синхронізації даних і відновлення агрегованої в часі інформації про генерування відновлюваних джерел енергії в розподільних електричних мережах використовуються алгоритми оцінювання стану. Перевагою застосування оцінювання стану є можливість поточного та перспективного аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж зі значною часткою відновлюваних джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій (ФЕС), оскільки вони мають складно-прогнозований графік генерування. Відновлення графіка генерування за даними типового метеорологічного року дає змогу використовувати його як типовий, нарівні із типовими графіками електроспоживання, а отже, розраховувати параметри окремих режимів розподільної електричної мережі протягом звітного періоду. Підхід передбачає виконання функціональних залежностей параметрів режиму розподільних електричних мереж у комплексі з іншими засобами відновлення втрачених даних.

Показано, що недостатність вимірювань режимних параметрів розподільних електромереж з відновлюваними джерелами енергії можна компенсувати з допустимою точністю, використовуючи інформацію з типових наборів даних і відомості про відпуск електроенергії з автоматизованими системами комерційного обліку електроенергії.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, розподільні електричні мережі, оцінка стану, спостережність, типовий набір даних про метеорологічний рік.

Постановка проблеми. Нині з низки розрахунково-аналітичних задач експлуатації розподільних електричних мереж (ЕМ) об'єктивно вирізняється задача з розрахунку, аналізу та структурування втрат електроенергії. Адже це забезпечує підґрунтя для планування заходів щодо енергоефективної роботи енергопостачальних компаній. Важливим аспектом структурування втрат електроенергії є формування поелементної структури з прив'язкою до періоду часу експлуатації елементів мережі та можливістю аналізу й визначення локальних осередків з найбільшим впливом на сумарні втрати. Оскільки зменшення втрат прямо забезпечує підвищення прибутку енергопостачальних компаній, то цей

напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розроблення і впровадження програмних засобів, зокрема з використанням баз даних та інформаційних систем.

У розподільних електричних мережах України основним джерелом інформації є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Системи АСКОЕ призначені надавати інформацію про облік електроенергії, на підставі якої можуть бути проведені фінансові розрахунки між суб'єктами ринку.

Однак на сьогодні у більшості енергопостачальних компаній АСКОЕ передбачені лише для периметру (у точках комерційного обліку енергообміну із сусідніми електричними мережами) та юридичних споживачів. Також для балансування електроенергії в районних електричних мережах вимірювальні засоби технічного обліку передбачено на головних ділянках ліній 6—20 кВ, що відходять від підстанцій 110—35 кВ. Тож для розподільних електричних мереж спостережність забезпечується лише у випадку електропостачання юридичних осіб.

У розподільних ЕМ з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) прилади обліку з можливістю реєстрації графіків навантаження встановлені лише в місцях приєднання ВДЕ піковою потужністю понад 50 кВт [1]. Постачальник послуг комерційного обліку щоденно передає дані комерційного обліку постачальнику універсальних послуг для завантаження даних комерційного обліку електричної енергії в систему управління ринком [2]. Тому інформація про графіки генерування відновлюваними джерелами потужністю понад 50 кВт є завжди актуальною та може бути використана для обрахунку режимних параметрів ЕМ без додаткових припущень і перетворень. Проте через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом усієї доби або її частини. Під час вимірювань і передачі інформація може спотворюватися через вплив електромагнітних завад, ресинхронізацію, втрати окремих пакетів інформації або спрямовані атаки на інформаційну мережу сторонніми особами у вигляді ручного або «вірусного» втручання в роботу інформаційної системи.

Для населення електроенергія, вироблена з енергії сонця або на комбінованих вітро-сонячних генерувальних системах, визначається за календарний місяць в обсязі, що перевищує місячне споживання електричної енергії приватним домогосподарством. Для фіксації обсягу електричної енергії, що відпущена з мереж приватного домогосподарства побутового споживача, як правило, використовується двонаправлений засіб обліку активної електричної енергії, що обліковує окремо обсяги відпущеної в електричну мережу та отриманої з електричної мережі електричної енергії або сальдоване їх значення [3].

Тож для підвищення точності визначення режимних параметрів і втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з ВДЕ важливим є використання інтегрованої інформації з білінгових систем. Для вирішення цього питання можливо застосовувати типові добові графіки генерування (ТГГ) ВДЕ, отримані з типових наборів даних про метеорологічний рік [4].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Типовий набір даних про метеорологічний рік (ТНД) [4] містить погодинні метеорологічні значення, інтегровані до одного року, що характеризують кліматичні умови для конкретної місцевості протягом тривалого періоду часу (наприклад 30 років). Таке зменшення обсягу даних призводить до часткової втрати інформації, що містилася в початковому

часовому ряду. Однак досвід показує, що такі набори даних широко використовуються для моделювання систем перетворення відновлюваної енергії [5—7]. Додатковою перевагою використання ТНД є відкритий доступ до них [8].

Одним із способів застосування ТНД є їх використання як псевдовимірювань в алгоритмах оцінки стану [9—15], що дає змогу відновити режимні параметри для кожного конкретного режиму ЕМ за умови її спостережності протягом певного інтервалу часу. Використання цього підходу передбачає застосування функціональних залежностей параметрів режиму в комплексі з іншими способами відновлення втрачених даних.

Мета статті: розроблення методу забезпечення спостережності розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії на основі агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії і типових наборів даних про метеорологічний рік.

Викладення основних результатів дослідження. З аналізу публікацій встановлено, що перспективним є застосування комбінованого підходу методів оцінювання стану [9—15] для синхронізації даних і застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої в часі інформації [16—18] про перетікання електроенергії. Перевагою застосування такого підходу є можливість аналізу погодинних режимів і втрат електроенергії у розподільних ЕМ зі значною часткою відновлюваних джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій (ФЕС), оскільки вони мають досить передбачуваний графік генерування відповідно до типового метеорологічного року [19; 20]. Застосування оцінювання стану дає змогу використовувати його в математичній моделі як типового, нарівні із типовими графіками електроспоживання.

Для формування вектора стану електричної мережі x можна використовувати нескінченну кількість комбінацій значень режимних параметрів, однак практичну цінність має така комбінація, що забезпечує мінімізацію абсолютних значень вектора похибок вимірювання. Цільова функція задачі визначення вектора стану ЕМ у загальному вигляді [21—23]:

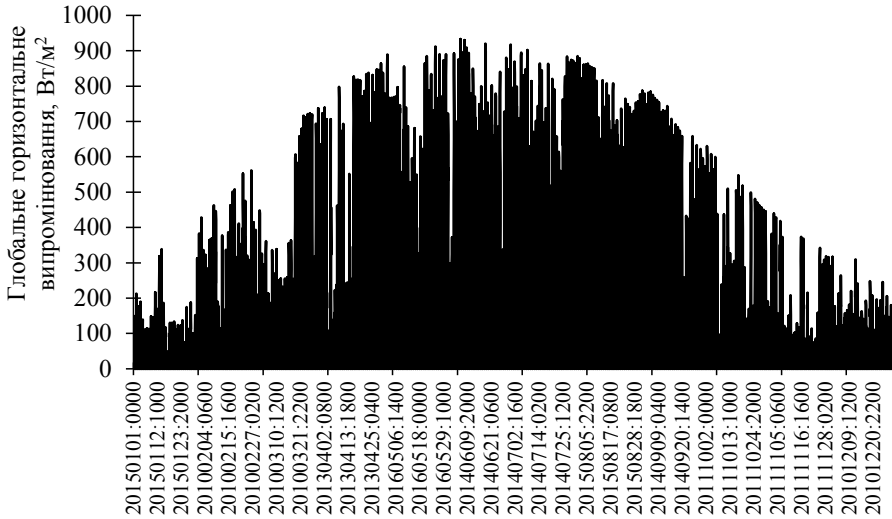
$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2} = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \rightarrow \min, \quad (1)$$

де z — вектор, що містить набір вимірювань, які можна перерахувати у параметри режиму; $h_i(x)$ — нелінійна функція, що пов'язує вимірювання i та змінну вектора стану x ; $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_m]$ — вектор стану системи; σ — стандартне відхилення кожного вимірювання; $W = \text{diag} [\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]^{-1}$ — обернена діагональна матриця очікуваних (оцінених) середньоквадратичних відхилень окремих вимірювань.

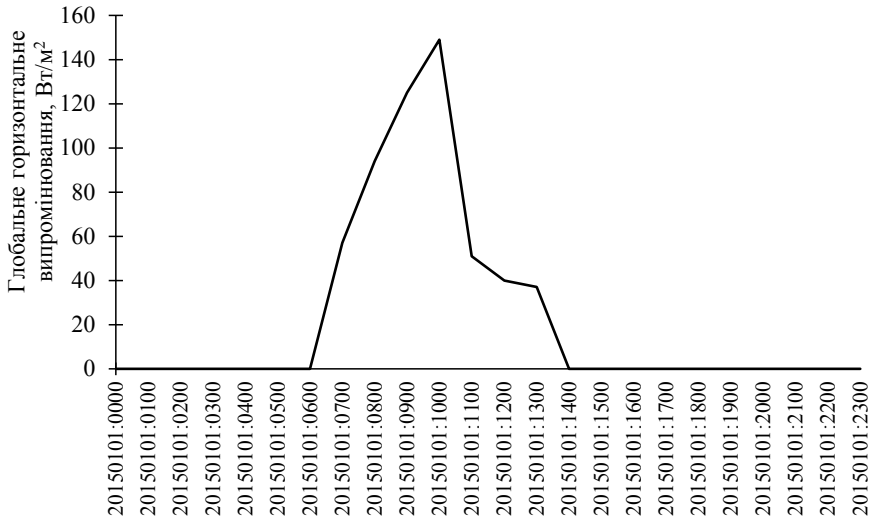
Як змінні стану x_i було прийнято модулі U_i та фазні кути φ , напруги у незалежних вузлах ЕМ. Вимірюваними параметрами в ЕМ є модулі напруги в окремих вузлах U_i^B , активні P_i^B та реактивні Q_i^B потужності у вузлах навантаження та генерування, оснащені засобами АСКОВЕ, активні P_j^B та реактивні Q_j^B потужності, що протікають у ЛЕП, оснащених засобами телевимірювання.

Доповнення вектора спостереження з інформацією з типових графіків генерування, розроблених на основі ТНД (псевдовимірами) для вузлів ЕМ, дає змогу забезпечити спостережність електричних мереж, використовуючи ресурси наявних засобів вимірювання та моніторингу.

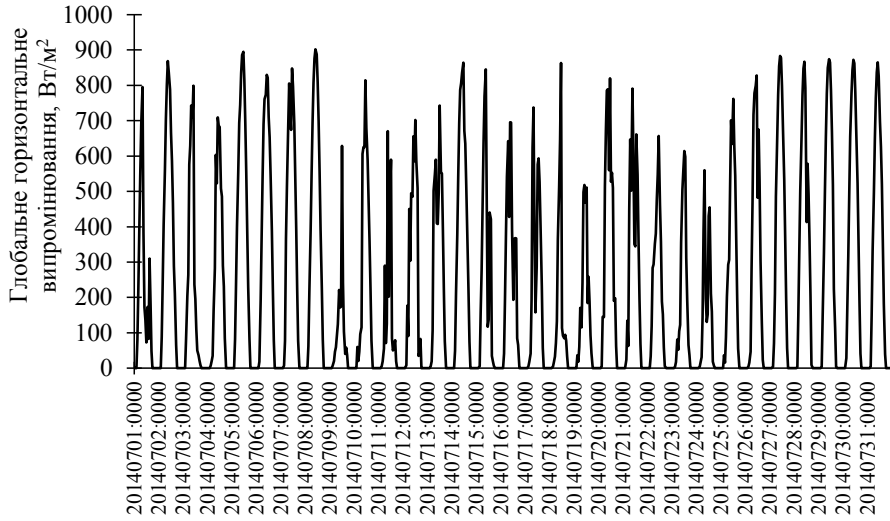
Приклади з типового набору даних про метеорологічний рік у частині глобального горизонтального опромінення Вт·год/м² наведено на рис. 1 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області [8].



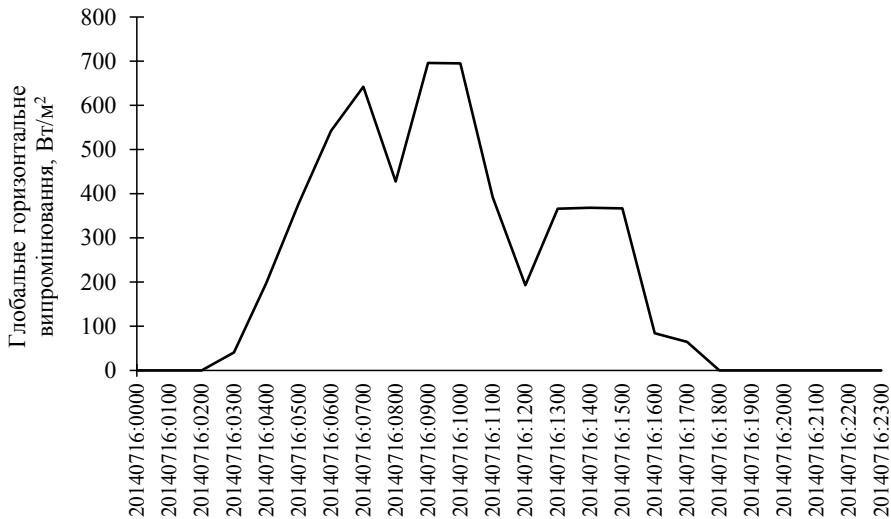
а)



б)



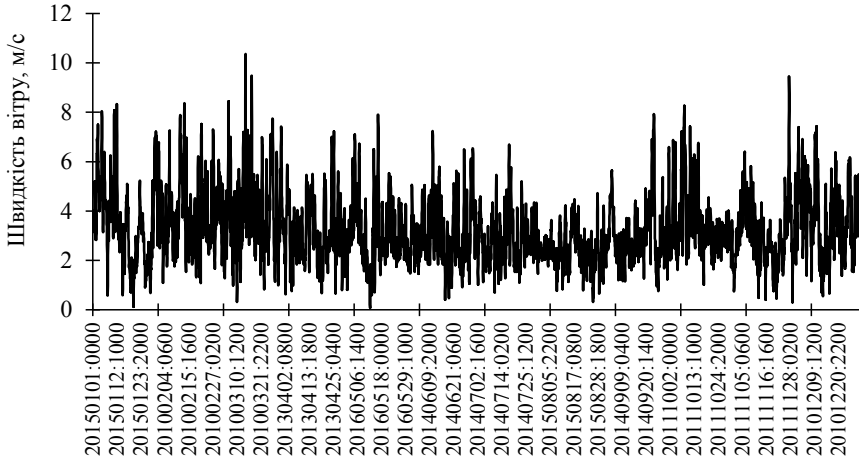
в)



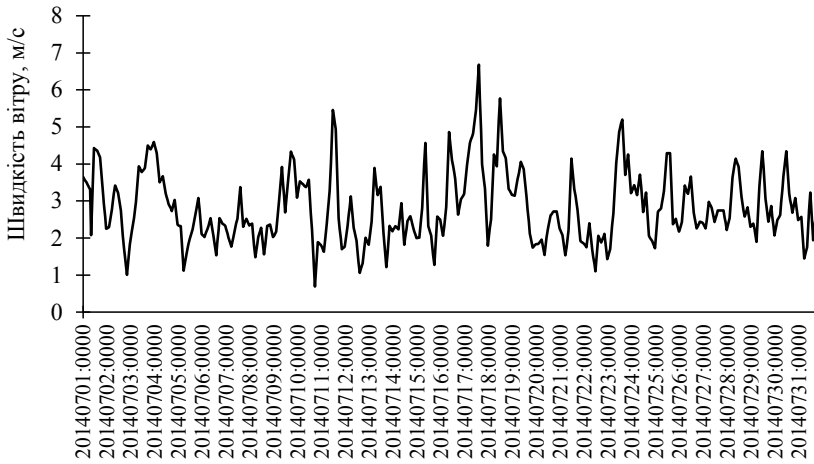
г)

Рис. 1. Типові набори даних про метеорологічний рік у частині глобального горизонтального опромінення $Вт \cdot год / м^2$ для Шаргородського району Вінницької області: а) річний графік; б) місячний графік (липень); в) добовий графік (16 липня); г) добовий графік (1 січня)

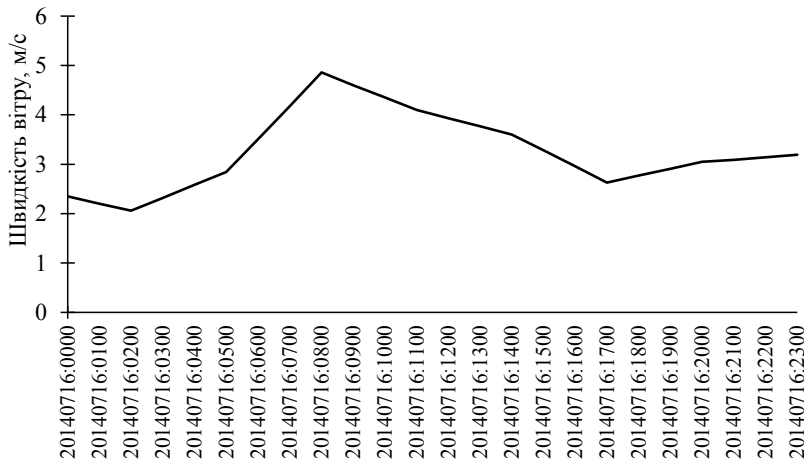
Приклади з типового набору даних про метеорологічний рік у частині швидкості вітру м/с наведено на рис. 2 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області [8].



а)



б)



в)

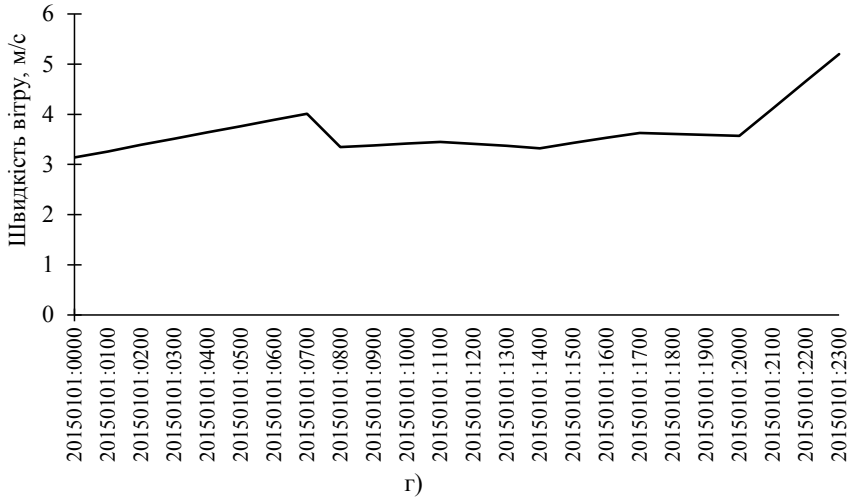


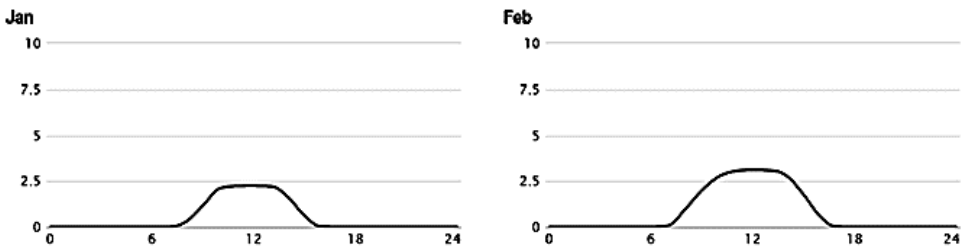
Рис. 2. Типові набори даних про метеорологічний рік у частині швидкості вітру м/с для Шаргородського району Вінницької області:
 а) річний графік; б) місячний графік (липень);
 в) добовий графік (16 липня); г) добовий графік (1 січня)

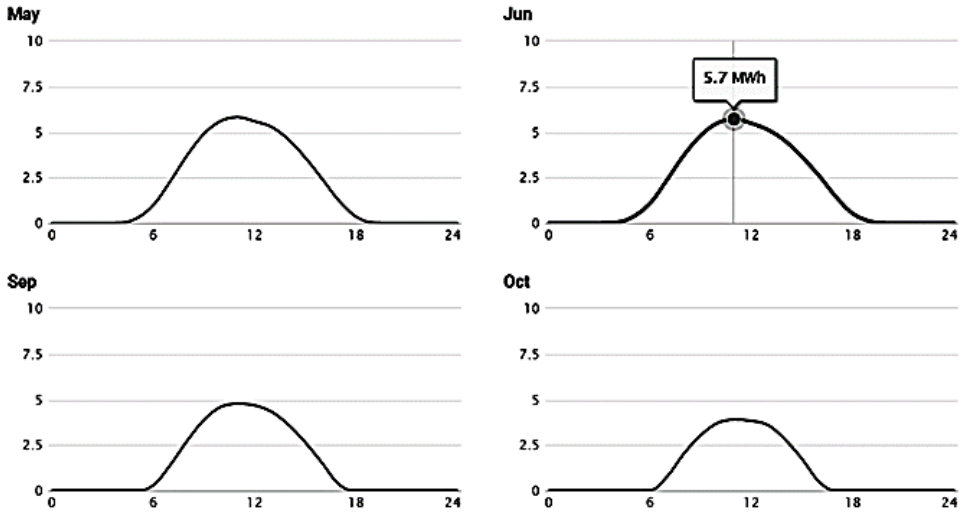
У [24] наведено способи перерахунку типових наборів даних про метеорологічний рік у потужність генерування ВДЕ. Для фотовольтаїчної станції вираз для визначення погодинного генерування має вигляд [24; 25]:

$$P_{ij} = F_{\text{тер}} \cdot I_{\text{сп}} \cdot \eta_{\text{фм}} \cdot \Delta P_{\%},$$

де $F_{\text{тер}}$ — площа встановленої електростанції; $I_{\text{сп}}$ — сонячна погодинна інсоляція з урахуванням кута повороту сонячної панелі; $\eta_{\text{фм}}$ — коефіцієнт корисної дії встановлених фотомодулів; $\Delta P_{\%}$ — коефіцієнт втрат (до 25%), який включає втрати в інверторі, зменшення потужності пов'язане з нагріванням, втрати у кабельних лініях тощо.

Приклади типових графіків виробництва електроенергії, побудовані на основі ТНД (рис. 2), наведено на рис. 3 для зимового та літнього місяців фотовольтаїчної електричної станції встановленою потужністю 9500 кВт [26].





Source: globalsolaratlas.info

Рис. 3. Типові погодинні профілі генерування для фотовольтаїчної станції з встановленою потужністю 9,5 МВт (за даними globalsolaratlas.info)

Для отримання типового графіка генерування вітроелектростанцій застосовується залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру (рис. 4).

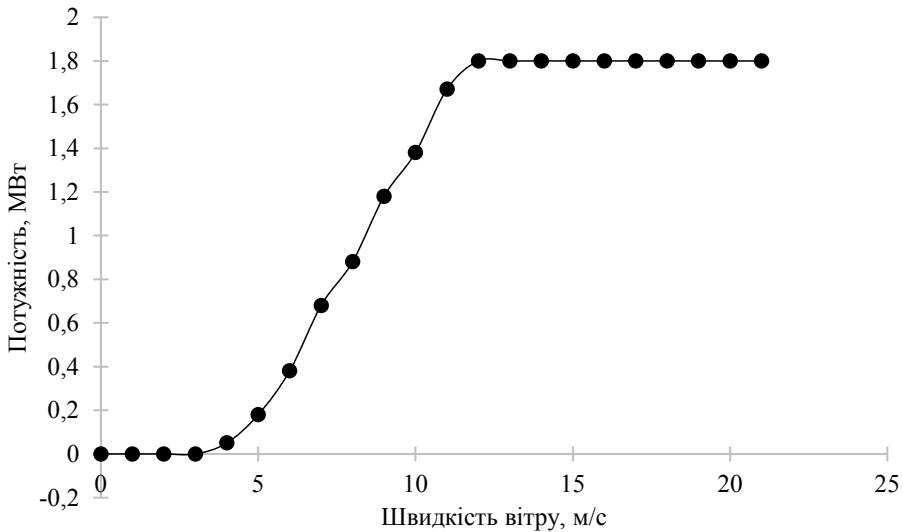


Рис. 4. Залежність потужності вітрогенератора v-90 (1,8 МВт) від швидкості вітру

Поєднання описаних джерел інформації формує передумови для створення набору типових графіків генерування (ТГГ) ВДЕ, залежно від регіону та встановленої потужності. Відповідно до [27] середньоквадратичне відхилення таких

типових графіків генерування $\sigma_i^{TГГ}$ становить 6—12% залежно від використовуваного набору даних, що є цілком прийнятним для застосування ТГГ як псевдовимірювань.

Отже, цільова функція (1) з урахуванням інформації ТГГ у явному вигляді може бути записана таким чином:

$$J(x) = \left[\begin{matrix} z^{SM} \\ z^{TГГ} \end{matrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[\left(\sigma^{SM} \right)^2 \left(\sigma^{TГГ} \right)^2 \right]^{-1} \left[\begin{matrix} z^{SM} \\ z^{TГГ} \end{matrix} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (2)$$

де $z_{ij}^{TГГ} = M(P_{ij}^{TГГ}) \cdot P_i^{ВДЕ}$ — псевдовимірювання, отримане на основі інформації про i -те джерело енергії та відповідний йому ТГГ; z^{SM} — вектор вимірювань, отриманих засобами Smart Metering, які можна перерахувати в параметри режиму. Недостатність вектора спостереження z у цільовій функції (1) можна компенсувати інформацією з ТНД — математичним очікуванням генерування електроенергії ВДЕ $M(P_{ij}^{TГГ})$ i -го вузла вимірювання на часовому проміжку j , його середньоквадратичним відхиленням $\sigma_i^{TГГ}$ та інформацією про генеровану потужність у неспостережному вузлі з білінгової системи $P_i^{ВДЕ}$ у вигляді цільової функції (2).

Висновки

Запропоновано метод забезпечення спостережності розподільних електричних мереж з ВДЕ шляхом використання агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань у вигляді типових графіків генерування. Показано, що дані з АСКОЕ можуть ефективно використовуватися для доповнення вектора стану ЕМ інформацією про зміни генерованої потужності у неспостережних вузлах. Для уточнення та синхронізації даних про режимні параметри доцільно застосовувати алгоритм оцінювання стану електричних мереж. Залучення додаткової інформації сприяє підвищенню точності моделювання режимних параметрів розподільних мереж 6—20 кВ, результатів розрахунку та аналізу втрат електроенергії.

Література

1. Про затвердження Змін до Правил роздрібного ринку електричної енергії Нацком. енергетики, ком. послуг: постанова від 26.06.2020. № 1219.
2. Про внесення змін до Кодексу комерційного обліку електричної енергії. Нацком. енергетики, ком. послуг: постанова від 20.03.2020. № 716.
3. Wilcox S., Marion W. User's manual for THM3 data sets. *Technical Report* NREL/TP-581-43156. NREL Lab., Golden, CO. 2008.
4. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. Вінниця: ВНТУ. 2017. 164 с.
5. Pereira S., Abreu E., Iakunin M., Canhoto P. and Salgado R. Prediction of Solar Resource and Photovoltaic Energy Production through the Generation of a Typical Meteorological Year and Meso-

NH Simulations: Application to the South of Portugal: *2019 IEEE 2nd International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE)*, Toronto, ON, Canada. 2019. P. 182—186.

6. Kuo-Tsang Huang and Wen-Sheng Ou. Establishing a typical solar radiation year time series for the application of building integrated photovoltaic systems in Taiwan: *5th International Conference on Responsive Manufacturing — Green Manufacturing (ICRM 2010)*, Ningbo. 2010. P. 122—127.

7. Kubiniec A., Kankiewicz A. and Tadesse A. Comparing the Typical GHI Year vs Typical Power Year: *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, Washington, DC. 2017. P. 1132—1133.

8. EU Science Hub. The European Commission's science and knowledge service. THM generator. URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/tools/THM> (дата звернення: 15.12.2020).

9. Alimardani A., Therrien F., Atanackovic D., Jatskevich J. and Vaahedi E. Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Nov. 2015. Vol. 6. No. 6. P. 2919—2928.

10. Matthijs B., Erb J. and Binder J. Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation: *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal. 2019. P. 1—5.

11. Samarakoon K., Wu J., Ekanayake J. and Jenkins N. Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA. 2011. P. 1—6.

12. Primadianto A. and Lu C. N. A review on distribution system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2017. Vol. 32. No. 5. P. 3875—3883.

13. Ni Sept F., Nguyen P. H., Cobben J. F. G., Van den Brom H. E. and Zhao D. Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation: *2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*. Sept 2016. P. 1—6.

14. Gómez-Expósito A., Gómez-Quiles C. and Džafić I. State estimation in two time scales for smart distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Jan 2015. Vol. 6. No. 1. P. 421—430.

15. Pau M., Patti E., Barbierato L., Estebarsari A., Pons E., Ponci F. and Monti A. Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure: *2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*. Sept 2016. P. 1—6.

16. Kim Y., Shin J., Song J. and Yang I. Customer clustering and TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm: *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, Seoul, 2009. P. 1—4.

17. Panapakidis I. P. and Papagiannis G. K. Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting: *MedPower 2014, Greece Conference*. 2—5 Nov. Athens. 2014. P. 1—8.

18. Буславець О. А., Квицинський А. О., Кудачький Л. Н., Меженний С. Я., Мойсеєнко Л. В. Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні. *Енергетика та електрифікація*. 2016. № 2. С. 2—12.

19. Kasaeian, Alibakhsh & Sameti, Mohammad & Razi Astaraei, Fatemeh. Simulation of a ZEB Electrical Balance with a Hybrid Small Wind/PV. *Sustainable Energy*. 2014. Vol. 2. No 5.

20. Venkataraman S., Ziesler C., Johnson P. and Van Kempen S. Integrated Wind, Solar, and Energy Storage. *Designing Plants with a Better Generation Profile and Lower Overall Cost: IEEE Power and Energy Magazine*. May-June 2018. Vol. 16, No. 3. P. 74—83.

21. Gomez-Exposito Antonio, Conejo Antonio J., Canizares Claudio. Electric energy systems: analysis and operation: The electric power engineering series). 2009. 748 p.

22. Allemong J. J., Radu L. and Sasson A. M. A fast and reliable state estimation algorithm for AEP's new control center. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-101*. April 1982. P. 933—944.

23. Alimardani A., Therrien F., Atanackovic D., Jatskevich J. and Vaahedi E. Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Nov. 2015. Vol. 6. No. 6. P. 2919—2928.

24. Sadati S. M. Sajed & Qureshi, Fassahat & Baker, Derek. Energetic and economic performance analyses of photovoltaic, parabolic trough collector and wind energy systems for Multan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pakistan. 2015. Vol. 47. P. 844—855.

25. Hirata Y., Tani T. Output variation of photovoltaic modules with. *Sol Energy*. 1995. Vol. 55. No. 6. P. 463—468.

26. Global Solar Atlas online application website. URL: <https://globalsolaratlas.info/map> (дата звернення: 25.12.2020).

27. Huld T., Paietta E., Zangheri P., Pinedo Pascua I. Assembling Typical Meteorological Year Data Sets for Building Energy Performance Using Reanalysis and Satellite-Based Data. *Atmosphere*. 2018. Vol. 9. P. 53.