DOI 10.31891/2307-5732-2020-291-6-124-130
УДК 621.311

О.Б. БУРИКІН, Ю.В. МАЛОГУЛКО, А.В. СИТНИК, В.А. ГРИНИК
Вінницький національний технічний університет

ПІДВИЩЕННЯ СПОСТЕРЕЖНОСТІ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ SMART METERING ТА ПСЕВДОВИМІРЮВАНЬ

Систематизовано та досліджено можливості підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань. Показано доцільність застосування результатів оцінювання стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності електричних мереж. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження.

Ключові слова: розподільні електричні мережі, оцінка стану, типові графіки навантаження, спостережність.

O. BURYKIN, Yu. MALOHULKO, A. SYNTYK, V. HRYNYK
Vinnytsia National Technical University

THE INCREASING OF DISTRIBUTION ELECTRICAL NETWORKS OBSERVATION USING SMART METERING DEVICES AND FALSE MEASUREMENTS

The availability of synchronized information about the measured operating parameters of the distribution electrical network makes it possible to determine the amount of electricity consumed by standard algebraic methods. However, often due to hardware or information failure, this data may not be available throughout the day or part of it. During measurements, as well as information transmission, the influence of electromagnetic interference, resynchronization, loss of individual information packets or targeted attacks on the information network by third parties in the form of manual or "viral" interference in the information system. Thus, a necessary condition for the information system functioning is the analysis of the obtained data, their verification and recovery of lost information.

The possibilities of increasing the observation of distribution electric networks with the use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements are systematized and investigated in the work. It was shown the expediency of using the results of assessing the state of electrical distribution networks in information systems for energy efficiency analysis of electrical networks is shown.

It was developed the method of inverse conversion of the fixed volumes of the consumed electric power into pseudo-measurement of schedules of electric loadings of consumers with use of standard schedules of loading, and also a state estimation of electric networks. It is shown that the use of data from electricity metering systems to supplement the vector of the state of electrical networks with information about power changes in unobserved nodes allows to increase the adequacy of modeling of 10 (6) kV distribution networks and the quality of electricity saving measures.

The efficiency and effectiveness of the proposed method is confirmed by computational experiments to determine and evaluate the reliability of pseudo-measurements of substation load schedules. The error in the calculation of voltages on the buses of 10 kV TP is within 0.2%, which compared to the imbalance of supply and consumption is acceptable for the preparation of a revised structure of the electricity balance.

Keywords: distribution power networks, state estimation, typical load schedules, observation.

Постановка проблеми

Наявність синхронізованої інформації про виміряні режимні параметри розподільної електричної мережі дає змогу визначати обсяги спожитої електроенергії стандартними алгебраїчними методами [1],[2]. Проте, досить часто через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом всієї доби або її частини. Під час вимірювань, а також передачі інформації спостерігається вплив електромагнітних завад, ресинхронізація, втрати окремих пакетів інформації або спрямовані атаки на інформаційну мережу сторонніми особами у вигляді ручного або «вірусного» втручання у роботу інформаційної системи [1]-[4]. Таким чином, необхідною умовою функціонування інформаційної системи є аналіз отриманих даних, їх перевірка та відновлення втраченої інформації.

Аналіз останніх джерел

На сьогодні використовуються декілька підходів до синхронізації, відновлення втраченої та перевірки виміряної інформації (рис.1).

Основною спільною вимогою наведених підходів є наявність не втрачених даних. Тобто для частини мережі необхідні вимірювання у об’ємах, достатніх для відновлення інформації. За відсутності вимірювань застосовують ретроспективні дані для їх відновлення та виявлення викидів у вимірюваннях.

Відповідно до проведеного аналізу перспективним є застосування комбінованого підходу методів оцінки стану [12]-[18] для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації [9]-[11] про перетікання електроенергії. Перевагою застосування такого підходу є можливість аналізу енергоефективності розподільних ЕМ зі значною часткою розосереджених джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій, оскільки вони мають досить передбачуваний графік генерування відповідно до типового метрологічного року [19], [20]. Це дає змогу використовувати його у математичній моделі в якості типового, нарівні із графіками електроспоживання.

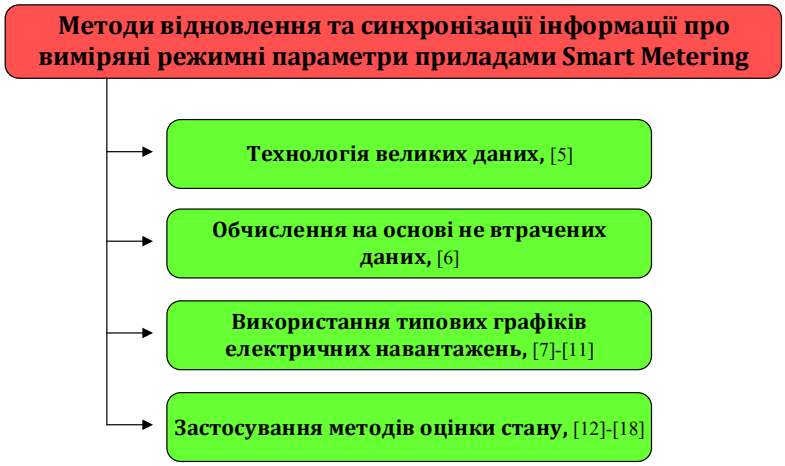

Рис. 1. Методи відновлення та синхронізації інформації про виміряні режимні параметри приладами Smart Metering

Метою роботи є: підвищення достовірності результатів аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж шляхом вдосконалення методів підвищення їх спостережності

Виклад основного матеріалу

Відповідно до проведеного аналізу для подальшого дослідження пропонується підвищення спостережності розподільної електричної мережі шляхом застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації білінгової підсистеми про облік електроенергії. Для електричних мереж зі значною інтеграцією відновлювальних джерел енергії пропонується використання графіка генерування відповідно до типового метрологічного року або прогнозованого графіка генерування. Це дозволить підвищити спостережність розподільних електричних шляхом наповнення розрахункової моделі оцінки стану псевдовимірюваннями за мінімальної кількості встановлених пристроїв Smart Metering.

Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі

Типовий графік навантаження (ТГН) – усереднений за часом та набором електроприймачів графік навантаження, аналогічних за режимом роботи споживачів. Навантаження типового графіка, як правило, нормується відносно максимальної величини і надається у відсотках. Традиційно ТГН використовувались під час електричних розрахунків для складання балансу потужності, проектування електричних мереж, а також при розрахунках технологічних витрат електроенергії на її передачу та розподіл електричними мережами [11].

На сьогодні в умовах балансуючого ринку електроенергії і електропостачання за двосторонніми договорами при плануванні режимів ЕЕС на наступну добу ТГН мають суттєве значення. Відповідальність за баланс електроенергії в ЕЕС і його підтримування перекладається на всіх учасників щодо складання добових графіків споживання електричної енергії, енергоефективності генерування та споживання електроенергії.

При формуванні нових економічних відносин на ринку електроенергії споживання розраховується по годинах, оскільки ціна на електроенергію змінюється кожну годину. Від точності прогнозування погодинного добового графіка споживання електроенергії електропостачальниками залежить, наскільки тарифний план для споживача буде привабливим.

Однією з функцій оператора системи розподілу є розроблення типових графіків (профілів) навантаження для окремих категорій споживачів. Вихідною інформацією для аналізу та групування графіків електричних навантажень використовувалися масиви даних, які архівовані під час роботи АСКОЕ. При цьому для кожного ПГН визначався код споживача – джерела цього ПГН згідно КВЕД-2010, що в подальшому має спростити користування розробленими графіками навантажень і дозволить відносити даного споживача до того чи іншого ТГН [21].

Оператори системи передачі та розподілу електроенергії можуть збирати щогодинні дані про електроспоживання двома шляхами: за допомогою погодинного лічильника з дистанційним зчитуванням та на підставі типового графіка навантаження.

Типові графіки подаються у вигляді погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнту кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 2).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1																			
2	Таблиця А.1.1																		
3	Графік електричних навантажень споживачів наступних категорій видів економічної діяльності																		
4	«01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93»																		
5	«30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»																		
6	Місяць - січень Коефіцієнт форми - 1.07																		
7	P	39	48	42	55	31	54	49	58	88	59	72	83	71	79	57	59	100	77
8	σ_P	17	17	16	15	13	14	14	17	26	31	31	33	24	28	30	30	32	22
9	Q	12	18	11	19	10	20	19	23	26	20	23	24	16	23	19	17	28	22
10	σ_Q	7	7	6	6	4	5	6	11	13	20	19	19	10	15	19	18	18	10
11	K	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
12																			

Рис. 2. Інформація подана у «Альбомі типових графіків електричних навантажень»

Математичне очікування навантаження нормується відносно максимального значення і подається у відсотках. Таким чином, ТГН дає змогу розкласти значення сумарної спожитої енергії за обліковий період до вигляду погодинного графіка імовірного навантаження, доповнюючи вектор вимірювань для задачі оцінки стану розподільної електричної мережі додатковими значеннями:

$$J_{ij}^{TTH}(x)=\frac{\left[z_{ij}^{TTH}-h_i(x)\right]^2}{\left[\sigma_{ij}^{TTH}\right]^2}, \tag{1}$$

де $z_{ij}^{TTT}=M(P_{ij}^{TTT})\cdot P_i^{ВДЕ}$ – псевдовимірювання отримане на основі інформації про КВЕД та відповідний йому ТГН і-го споживача.

У якості очікуваних середньоквадратичних відхилень псевдовимірювання σ_{ij}^{TTH} для неспостережних вузлів пропонується використовувати значення середньоквадратичних відхилень для активної та реактивної потужностей σ, наведені у атласі типових графіків навантаження для споживача (див. рис.2), згідно його коду КВЕД [21].

Оскільки інформація у біллінговій системі подається у інтегрованому вигляді за певні періоди часу, а інформація про ТГН нормується відповідно максимального спожитого значення потужності Рімах, то одним із шляхів перетворення інформації із білінгової системи у псевдовимірювання, яке відповідає окремому ступеню графіку навантаження буде процедура зворотнього інтегрування.

Так як ТГН позитивна і зростаюча функція, то інтеграл ТГН виражає площу ступінчастої фігури, складеної з «вхідних» прямокутників або лівих прямокутників. Тому вираз для розрахунку максимального спожитого значення потужності можна отримати з використанням методу чисельного інтегрування на інтервалі від a до b для n інтервалів. Оскільки для кожного інтервалу інтегрування крок сітки однаковий, то вираз для визначення максимального спожитого значення потужності Рімах запишеться так:

$$P_i^{Б}=\int_a^b f(x)dx=\frac{b-a}{n}\sum_{j=1}^{n}M(P_{ij}^{TTH})\cdot P_i^{\max}\quad\Rightarrow\quad P_i^{\max}=\frac{P_i^{Б}}{\frac{b-a}{n}\sum_{j=1}^{n}M(P_{ij}^{TTH})}$$

або для добового інтервалу [0;24] з поділом проміжку інтегрування n=24 рівних частин:

$$P_i^{\max}=\frac{P_i^{Б}}{\frac{24-0}{24}\sum_{j=1}^{24}M(P_{ij}^{TTH})}=\frac{P_i^{Б}}{\sum_{j=1}^{24}M(P_{ij}^{TTH})}.$$

Таким чином, цільова функція (1) з урахуванням інформації ТГН у явному вигляді та матричній формі може бути записана таким чином:

$$J(x)=\left[\begin{bmatrix}z^{SM}\\ z^{TTH}\end{bmatrix}-h(x)\right]^T diag\left[\left(\sigma^{SM}\right)^2\quad\left(\sigma^{TTH}\right)^2\right]^{-1}\left[\begin{bmatrix}z^{SM}\\ z^{TTH}\end{bmatrix}-h(x)\right]\to\min, \tag{2}$$

Таким чином недостатність вектору спостереження z у цільовій функції (1) можна компенсувати інформацією з «Альбому типових графіків електричних навантажень», а саме математичним очікуванням активного навантаження $M(P_{ij}^{TTH})$ *i*-го вузла вимірювання на ступені *j*, його середньоквадратичним

відхиленням σ_i^{TTH} та інформації про спожиту потужність у неспостережному вузлі з білінгової системи P_i^F у вигляді цільової функції (2).

Перевірка працездатності пропонованого методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж

Для перевірки адекватності пропонованого методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж на основі ТГН було використано фрагмент міських мереж 10 кВ м. Вінниця – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна». Фідер містить 5 споживальних підстанції (рис. 3) з трансформаторами 10/0,4 кВ різних потужностей. Від підстанцій фідера отримують живлення промислові (17 %) та побутові (83 %) споживачі. Використовуючи електронні лічильники, для фідера було забезпечено синхронізовану реєстрацію параметрів надходження та відпуску електроенергії з півгодинним інтервалом протягом 11 діб. Таким чином було забезпечено повну спостережність мережі для визначення балансових втрат електроенергії.

Відповідно до розробленого методу на рис. 4 показано відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відповідний йому графік навантаження за одну добу 26.04, відновлений за ТГН та інформацією з білінгової підсистеми.

Для експериментального підтвердження можливості використання ТГН з метою формування псевдовимірів, було виконано заміну виміряних потужностей навантаження для всіх ТП на відтворені за типовими графіками та сумарним споживанням електроенергії протягом періоду експерименту. Ефективність оцінювання стану розподільних електричних мереж за відсутності достатньої інформації показано на рис. 5. Після оцінювання стану ЕМ та визначення h(x) було розраховано відносні похибки оцінювання параметрів режимів. Похибка розрахунку напруги на шинах ТП 10 кВ знаходиться у межах 0,2%, яка порівняно з небалансом надходження та споживання є припустимою для складання уточненої структури балансу електроенергії.

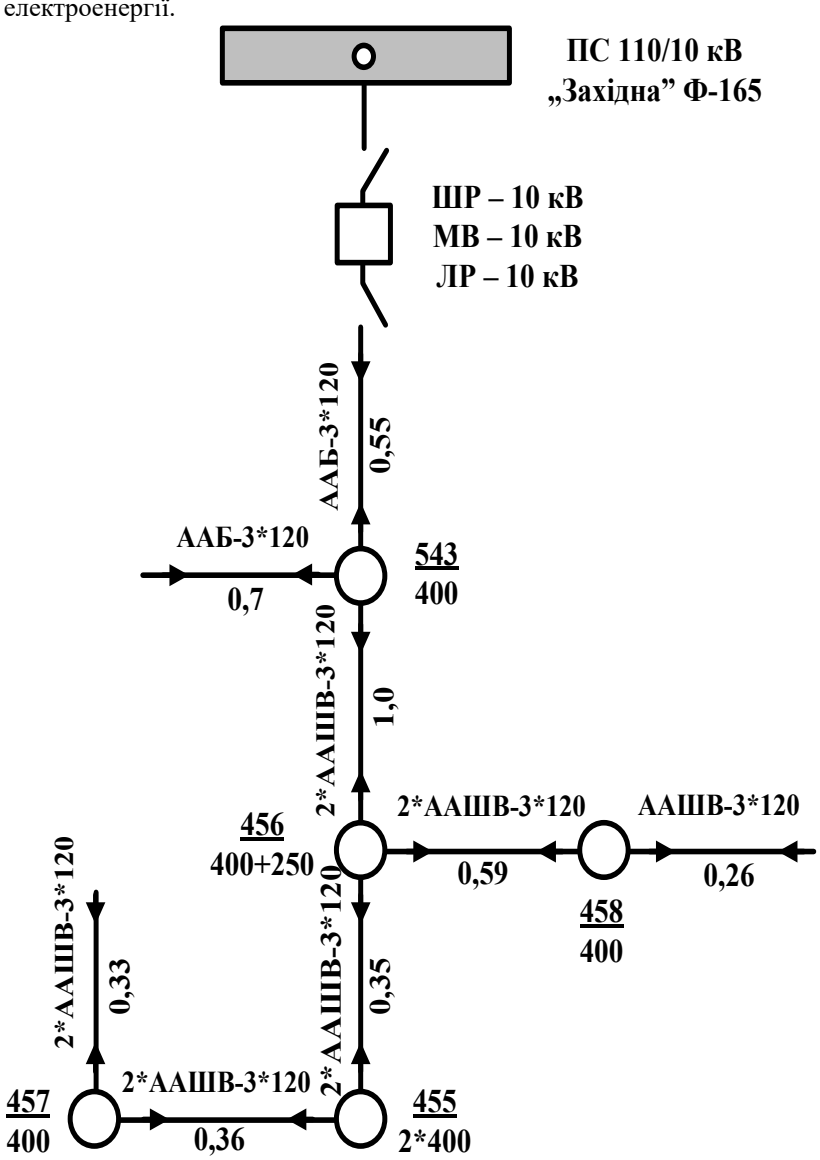

Рис. 3. Фрагмент спостережної електричної мережі 10 кВ

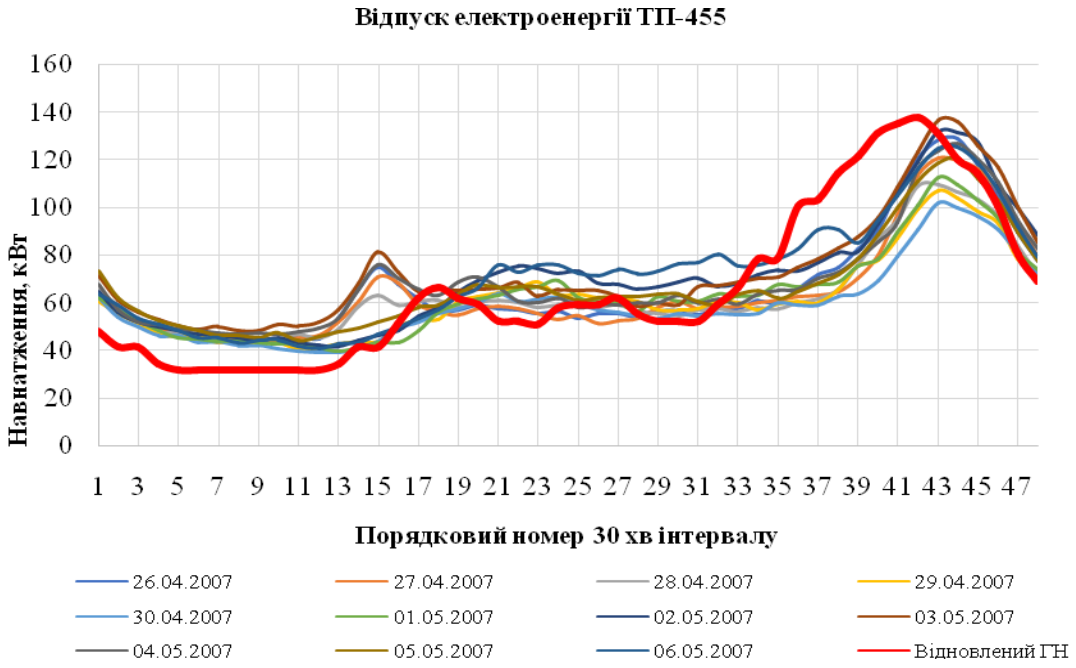

Рис. 4. Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відновлений по ТГН графік навантаження за одну добу 26.04

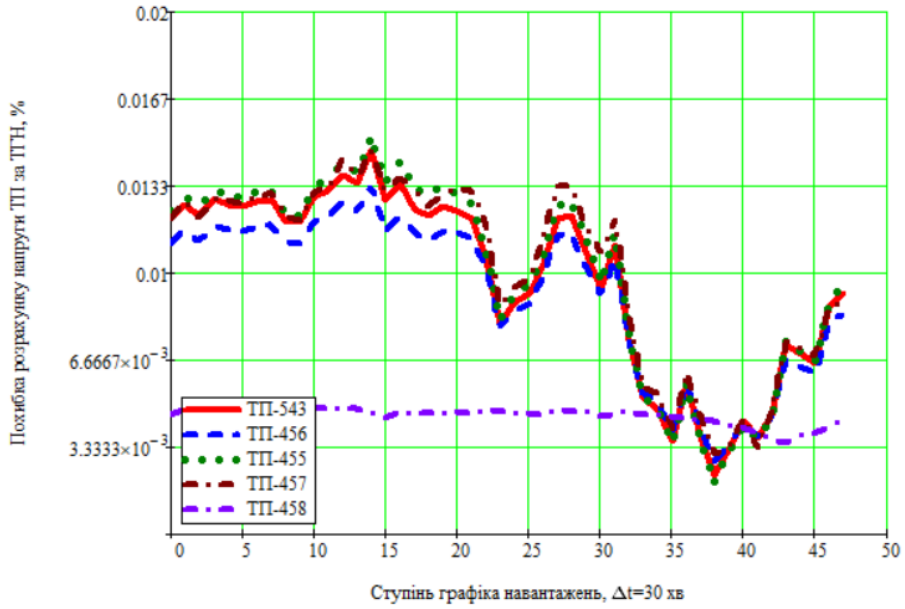

Рис. 5. Похибка розрахунку напруги ТП з оцінки стану за відновленими ТГН та реальними графіками навантаження

Висновки

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення достовірності результатів аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж шляхом вдосконалення методів підвищення їх спостережності.

Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження, а також оцінки стану електричних мереж. Показано, що використання даних з систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах дає змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та якість розроблення електроощадних заходів.

Література

1. Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves / Tomashevskyi, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2019, 6(8-102), стр. 6–12

2. A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen and L. Mehrmanesh, "Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, Nov. 2017.doi: 10.1109/TSG.2017.2720543

3. A. Majumdar, Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. Gottschalg, "Centralized Volt–Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 1, pp. 148-156, Jan. 2018.doi: 10.1109/TSTE.2017.2706965

4. G. Grigoras, G. Cartina, E. C. Bobric and C. Barbulescu, "Missing data treatment of the load profiles in distribution networks," 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, 2009, pp. 1-5. doi: 10.1109/PTC.2009.5282021

5. L. Zhichao and Z. Yuping, "Research on Distribution Network Operation and Control Technology Based on Big Data Analysis," 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Tianjin, 2018, pp. 1158-1161. doi: 10.1109/CICED.2018.8592531

6. C. Cheng, H. Gao, Y. An, X. Cheng and J. Yang, "Calculation method and analysis of power flow for distribution network with distributed generation," 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Changsha, 2015, pp. 2020-2024. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432571

7. L. Brockmeier, J. Kromrey, and K. Hogart, «No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments», Multiple Linear Regression Viewpoints, vol. 29, pp. 8 – 29, 2003

8. Acuna, Edgar & Rodriguez, Caroline. (2004). The Treatment of Missing Values and its Effect on Classifier Accuracy. 10.1007/978-3-642-17103-1_60.

9. Y. Kim, J. Shin, J. Song and I. Yang, "Customer clustering and TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm," 2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Seoul, 2009, pp. 1-4. doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926

10. I. P. Panapakidis and G. K. Papagiannis, "Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting," MedPower 2014, Athens, 2014, pp. 1-8. doi: 10.1049/cp.2014.1694

11. Буславець О.А. Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудацький, С. Я. Меженний, Л. В. Мойсеєнко // Енергетика та електрифікація.– 2016.– № 2. – С. 2–12.

12. A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich and E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, Nov. 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

13. B. Matthiss, J. Erb and J. Binder, "Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation," 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Porto, Portugal, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/SEST.2019.8849096.

14. K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake and N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039384.

15. A. Primadianto and C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, Sept 2017.

16. F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, and D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.

17. A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, and I. Džafic, "State estimation ´in two time scales for smart distribution systems," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 421–430, Jan 2015.

18. M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebsari, E. Pons, F. Ponci, and A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.

19. Kasaeian, Alibakhsh & Sameti, Mohammad & Razi Astaraei, Fatemeh. (2014). Simulation of a ZEB Electrical Balance with aHybrid Small Wind/PV. Sustainable Energy. 2. 5.

20. S. Venkataraman, C. Ziesler, P. Johnson and S. Van Kempen, "Integrated Wind, Solar, and Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile and Lower Overall Cost," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 16, no. 3, pp. 74-83, May-June 2018, doi: 10.1109/MPE.2018.2793478.

21. Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія / О. А. Буславець, П. Д. Лежнюк, М. М. Черемісін – Вінниця: ВНТУ, 2020. – 195 с.

References

1. Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves / Tomashevskyi, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2019, 6(8-102), стр. 6–12

2. A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen and L. Mehrmanesh, "Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, Nov. 2017.doi: 10.1109/TSG.2017.2720543

3. A. Majumdar, Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. Gottschalg, "Centralized Volt–Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 1, pp. 148-156, Jan. 2018.doi: 10.1109/TSTE.2017.2706965

4. G. Grigoras, G. Cartina, E. C. Bobric and C. Barbulescu, "Missing data treatment of the load profiles in distribution networks," 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, 2009, pp. 1-5. doi: 10.1109/PTC.2009.5282021

5. L. Zhichao and Z. Yuping, "Research on Distribution Network Operation and Control Technology Based on Big Data Analysis," 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Tianjin, 2018, pp. 1158-1161. doi: 10.1109/CICED.2018.8592531

6. C. Cheng, H. Gao, Y. An, X. Cheng and J. Yang, "Calculation method and analysis of power flow for distribution network with distributed generation," 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Changsha, 2015, pp. 2020-2024. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432571

7. L. Brockmeier, J. Kromrey, and K. Hogart, «No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments», Multiple Linear Regression Viewpoints, vol. 29, pp. 8 – 29, 2003

8. Acuna, Edgar & Rodriguez, Caroline. (2004). The Treatment of Missing Values and its Effect on Classifier Accuracy. 10.1007/978-3-642-17103-1_60.

9. Y. Kim, J. Shin, J. Song and I. Yang, "Customer clustering and TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm," 2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Seoul, 2009, pp. 1-4. doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926

10. I. P. Panapakidis and G. K. Papagiannis, "Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting," MedPower 2014, Athens, 2014, pp. 1-8. doi: 10.1049/cp.2014.1694

11. Buslavets O.A. / O. A. Buslavets, A. O. Kvytsynskyi, L. N.. Typical graphs of electrical loads in a 3D image / O. A. Buslavets, A. O. Kvytsynskyi, L. N. Kudatskyi, S. Ya. Mezhennyi, L. V. Moiseienko // Energy and electrification.– 2016.– № 2. – P. 2–12.

12. A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich and E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, Nov. 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

13. B. Matthiss, J. Erb and J. Binder, "Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation," 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Porto, Portugal, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/SEST.2019.8849096.

14. K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake and N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039384.

15. A. Primadianto and C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, Sept 2017.

16. F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, and D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.

17. A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, and I. Džafic, "State estimation ´in two time scales for smart distribution systems," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 421–430, Jan 2015.

18. M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebsari, E. Pons, F. Ponci, and A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Sept 2016, pp. 1–6.

19. Kasaeian, Alibakhsh & Sameti, Mohammad & Razi Astaraei, Fatemeh. (2014). Simulation of a ZEB Electrical Balance with aHybrid Small Wind/PV. Sustainable Energy. 2. 5.

20. S. Venkataraman, C. Ziesler, P. Johnson and S. Van Kempen, "Integrated Wind, Solar, and Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile and Lower Overall Cost," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 16, no. 3, pp. 74-83, May-June 2018, doi: 10.1109/MPE.2018.2793478.

21. Information support of reduction losses problems problems of the electric power in electric networks: monograph / O. A. Buslavets, P. D. Lezhniuk, M. M. Cheremisin – Vinnytsia: VNTU, 2020. – 195 p.

Надійшла / Paper received : 03.11.2020 р. Надрукована/Printed :04.01.2021 р.