

breakthrough was a significant increase in computing capabilities, due to modern graphics processors (GPUs), increased the availability of data, the development of more sophisticated machine learning algorithms. We present a new deep learning architecture eResNet for short-term forecasting of the hourly electrical load of the electrical supply company. Basic blocks of this architecture are the layers of the autoencoder type with the shortcut connections. The first layer of the block reduces the dimension of the data, to select the most informative signals, the second layer restores the dimension. Each layer includes a non-linear SELU (scaled exponential linear unit) function. Shortcut connections simplify the error gradient flow, which allows to effectively train all layers of the neural network. The study of the influence of the size of the training set on the accuracy of forecasting conducted. The MAPE of the eResNet is 3.69 % (when training set includes information for 11 years), the error of the multilayer perceptron is 3.85 % (using information for 8 years). References 13, figures 3, table.

Key words: electrical load, short-term forecasting, artificial neural network, deep learning.

1. Pro rynok elektrychnoi enerhii: Zakon Ukrainy vid 13.04.2017 r. № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (data zatverdzhennia 21.07.2017).
2. Postanova NKREKP Pro zatverdzhennia Pravyl rynku №307. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18#n9> (data zatverdzhennia 14.03.2018).
3. Chernenko P.O., Martyniuk O.V. Dekompozitsiia dobovoho hrafika elektrychnoho navantazhennia enerhosystemy ta modeliuvannia yoho skladovykh pid chas korotkostrokovoho prohnouzuvannia. Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu. Vinnytsia, 2017. № 6. Vyp. 135. S. 86–93.
4. LeCun Y., Bengio Y., Hinton G. Deep learning. *Nature*. 2015. Vol. 521. P. 436–444.
5. Amarasinghe K., Marino D.L., Manic M. Deep Neural Networks for Energy Load Forecasting. Proc. 2017 IEEE 26TH International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). 2017. P. 1483–1488.
6. Kuo P.H., Huang, C.J. A High Precision Artificial Neural Networks Model for Short-Term Energy Load Forecasting. *Energies*. 2018. Vol. 11. Issue 1. P. 213–226.
7. He W. Load Forecasting via Deep Neural Networks. Proc. 5TH International Conference On Information Technology And Quantitative Management. 2017. Vol. 122. P. 308–314.
8. Zhang B., Wu J.L., Chang P.C. A multiple time series-based recurrent neural network for short-term load forecasting. *Soft Computing*. 2018. Vol. 22. Issue 12. P. 4099–4112.
9. Mhaskar H.N., Poggio T. Deep vs. shallow networks: An approximation theory perspective. *Analysis and Applications*. 2016. Vol.14. Issue 6. P. 829–848.
10. He K.M., Zhang X.Y., Ren S.Q., Sun J. Deep Residual Learning for Image Recognition. Proc. Conference on Computer Vision and Pattern Recognition. 2016. P. 770–778.
11. Veit A., Wilber M., Velongie S. Residual networks behave like ensembles of relatively shallow networks. Proc. Advances in Neural Information Processing Systems 29. 2016. P. 550–558.
12. Klambauer G., Unterthiner T., Mayr A., Hochreiter S. Self-Normalizing Neural Networks. Proc. Advances in Neural Information Processing Systems 30. 2017. P. 971–980.
13. Reddi S.J., Kale S., Kumar S. On the Convergence of Adam and Beyond. ICLR 2018 Conference Submission. URL: <https://openreview.net/pdf?id=ryQu7f-RZ>

Надійшла 30.05.2018

Received 30.05.2018

УДК 621.316.1.016.25

ДЕКОМПОЗИЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ

Ю.І. Тугай^{1*}, докт. техн. наук, О.Д. Демов^{2**}, канд. техн. наук, Д.А. Нікішин^{3***},
Ю.Ю. Півнюк^{4****}

1, 3 –Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна
e-mail: tugay@ied.org.ua

2, 4 –Вінницький національний технічний університет,
вул. Хмельницьке шосе, 95, Вінниця, 21021, Україна,
e-mail: odemov@ukr.net

© Тугай Ю.І., Демов О.Д., Нікішин Д.А., Півнюк Ю.Ю., 2018

ORCID ID: *<https://orcid.org/0000-0002-0704-1863>; **<https://orcid.org/0000-0002-2999-0656>;

<https://orcid.org/0000-0002-2888-3699>; *<https://orcid.org/0000-0003-2963-8019>

Розглянуто задачу оптимізації реактивних потужностей в електричній мережі за критерієм мінімальних втрат шляхом управління компенсуючими установками. Оскільки процеси виробництва, передачі та споживання електричної енергії взаємопов'язані, то у разі оптимізації необхідно враховувати стан всієї електричної мережі. Але на практиці розв'язання задачі в цій постановці стикається з певними труднощами, тому доцільно поділити електричну мережу на частини, тобто виконати її декомпозицію. Метою роботи була розробка методики декомпозиції, використання якої дає змогу проводити управління потужностями компенсуючих установок в окремих частинах електричної мережі з урахуванням впливу на режим інших її частин. Зокрема, проведено аналіз управління конденсаторними установками промислового підприємства на основі декомпозиції його електричної мережі для забезпечення заданої вхідної реактивної потужності підприємства у разі максимального зниження втрат активної потужності. Бібл. 9, рисунок, таблиця.

Ключові слова: декомпозиція, управління, компенсація реактивної потужності, електричні мережі.

Постановка проблеми. Характерною особливістю електричної мережі (ЕМ) є взаємозв'язок і взаємозумовленість електромагнітних процесів у ній. Як наслідок, режим мережі визначається поточним станом всіх елементів, а у разі управління компенсуючими установками (КУ) необхідно враховувати їх вплив на режим усієї ЕМ. Однак розв'язувати задачу в такій постановці недоцільно, оскільки:

1) електричні мережі мають ієрархічну структуру, в якій процеси оптимізації потоків реактивної потужності в окремих частинах мережі можуть виконуватись незалежно;

2) розв'язання задачі в цілому потребує значних затрат на збір та обробку великого обсягу інформації.

Отже, з одного боку, процес управління КУ необхідно розглядати одночасно для всієї ЕМ, а з іншого існує певна незалежність її окремих частин [1].

У загальному випадку критерієм оптимальності при експлуатаційній постановці задачі є технологічні витрати електроенергії на транспортування реактивної потужності мережею. На практиці цей критерій замінюють критерієм втрат активної потужності в режимі максимальних навантажень [2] або просто втрат. Існуючі методи визначення оптимальних керуючих впливів (потужностей КУ) [3-5] враховують зміну втрат, спричинених реактивними навантаженнями всіх вузлів ЕМ. Але частина цих втрат є спільними для вузлів ЕМ, що дає можливість нехтувати ними при обчисленні зміни значення критерія оптимальності в процесі оптимізації.

Так, метою роботи є розробка методики поділу електричної мережі на частини у разі управління КУ і створення відповідних моделей декомпозиції електричних мереж.

Матеріали і результати досліджень. Розглянемо вихідні умови задачі декомпозиції електричних мереж у разі управління КУ:

1) мережа має n вузлів, а управління потужностями КУ проводиться в k вузлах, $n > k$;

2) необхідно забезпечити задану вхідну реактивну потужність (ВРП) підприємства у разі мінімуму втрат активної потужності (їх максимального зниження) в ЕМ.

У загальному вигляді величину втрат активної потужності в мережі можна записати як

$$\Delta P = \frac{1}{U_n^2} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{Q}_k \\ \mathbf{Q}_{n-k} \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{kk} & \mathbf{R}_{k,n-k} \\ \mathbf{R}_{n-k,k} & \mathbf{R}_{n-k,n-k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{Q}_k \\ \mathbf{Q}_{n-k} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

де U_n – номінальна напруга, до якої приведені елементи заступної схеми мережі; \mathbf{Q}_k – субвектор реактивних навантажень вузлів частини мережі, у яких відбувається управління КУ; \mathbf{Q}_{n-k} – субвектор реактивних навантажень вузлів мережі, в якій управління КУ не відбувається; \mathbf{R}_{kk} – субматриця матриці вузлових активних опорів частини мережі, в якій відбувається управління КУ; $\mathbf{R}_{n-k,n-k}$ – субматриця матриці вузлових активних опорів частини мережі, у якій управління КУ не відбувається; $\mathbf{R}_{k,n-k}$ – субматриця вузлових активних опорів взаємних для k -го та $(n-k)$ -го вузлів; $\mathbf{R}_{n-k,k}$ – субматриця вузлових активних опорів взаємних для $(n-k)$ -го та k -го вузлів.

У результаті перетворень отримаємо

$$\Delta P = \frac{1}{U_n^2} \cdot (\mathbf{Q}_k^T \cdot \mathbf{R}_{kk} \cdot \mathbf{Q}_k + \mathbf{Q}_k^T \cdot \mathbf{R}_{k,n-k} \cdot \mathbf{Q}_{n-k} + \mathbf{Q}_{n-k}^T \cdot \mathbf{R}_{n-k,k} \cdot \mathbf{Q}_k + \mathbf{Q}_{n-k}^T \cdot \mathbf{R}_{n-k,n-k} \cdot \mathbf{Q}_{n-k}). \quad (2)$$

Складові $\mathbf{Q}_k^T \cdot \mathbf{R}_{kk} \cdot \mathbf{Q}_k$ і $\mathbf{Q}_{n-k}^T \cdot \mathbf{R}_{n-k,n-k} \cdot \mathbf{Q}_{n-k}$ – це втрати, які створені реактивними навантаженнями окремо k та $(n-k)$ вузлів, а складові $\mathbf{Q}_k^T \cdot \mathbf{R}_{k,n-k} \cdot \mathbf{Q}_{n-k}$ та $\mathbf{Q}_{n-k}^T \cdot \mathbf{R}_{n-k,k} \cdot \mathbf{Q}_k$ – втрати, створені спільно реактивними навантаженнями k та $(n-k)$ вузлів. У цьому випадку зменшення втрат відбувається за рахунок управління потужностями КУ в k вузлах і змінними є втрати

$$\Delta P_k = \frac{1}{U_n^2} \cdot (\mathbf{Q}_k^T \cdot \mathbf{R}_{kk} \cdot \mathbf{Q}_k + \mathbf{Q}_k^T \cdot \mathbf{R}_{k,n-k} \cdot \mathbf{Q}_{n-k} + \mathbf{Q}_{n-k}^T \cdot \mathbf{R}_{n-k,k} \cdot \mathbf{Q}_k), \quad (3)$$

а складова втрат

$$\Delta P_{n-k} = \frac{1}{U_n^2} \cdot \mathbf{Q}_{n-k}^T \cdot \mathbf{R}_{n-k,n-k} \cdot \mathbf{Q}_{n-k} \quad (4)$$

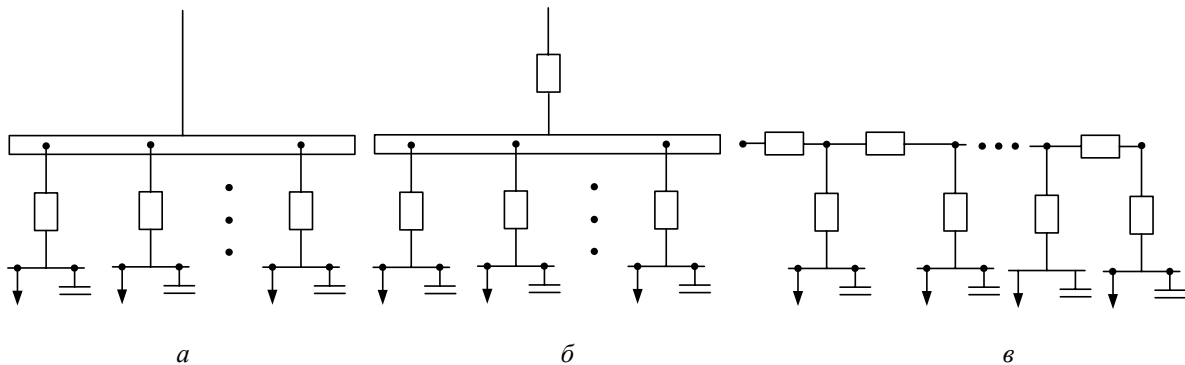
не змінюється в процесі управління.

Отже, декомпозиція полягає у розділенні втрат на дві частини [6]: ΔP_k – що змінюються в процесі управління КУ в k вузлах частини мережі та ΔP_{n-k} – що не змінюються в процесі управління КУ в $(n-k)$ вузлах існуючої мережі. Управління КУ проводиться шляхом мінімізації тільки ΔP_k , що дає змогу зменшити розмірність моделі мережі і відповідно обсяг необхідної інформації для оптимального управління КУ порівняно з існуючими методами.

Розглянемо застосування запропонованої декомпозиції для оптимізації значень потужностей конденсаторних установок промислового підприємства за умови забезпечення заданої ВРП [7, 8]. Критерієм управління в цьому випадку є максимальне зниження втрат активної потужності в електричній мережі, яке досягається шляхом перебору варіантів вмикання секцій конденсаторних установок у різних її вузлах [9]:

$$\delta P^{\max} = \max_{i=1}^n (\delta P_i), \quad (5)$$

де δP_i – зниження втрат у мережі при вмиканні секції потужністю Q_{ci} в КУ потужністю Q_{ki} , в i -му вузлі; $i = 1, \dots, n$; n – кількість вузлів у мережі.



На рисунку наведено типові варіанти заступних схем розподільних електричних мереж [9] промислових підприємств, де R – активний опір лінії живлення; R_i – активний опір лінії (відгалуження), що живить i -й вузол; Q_i – реактивне навантаження i -го вузла мережі. Відповідні формули розрахунку зниження втрат δP_i у разі управління КУ для різних схем мережі (рисунок) наведені в таблиці, де Q_i , Q_j – реактивні навантаження i - та j -го вузлів; R_{ii} – вхідний активний опір i -го вузла; R_{ji} – взаємний активний опір для j - та i -го вузлів.

Для радіальних схем мереж з лінією живлення (рисунок б) розрахунок втрат проводиться відповідно до формули 2 (таблиця). З цієї формули видно, що при ввімкненні секцій КУ спільне зниження втрат у лінії живлення, зумовлене вмиканням секції КУ потужністю Q_{ci} в одному з вузлів навантаження електричної мережі, не залежить від вузла, де ми вмикаємо цю секцію, і оцінку зниження втрат можна проводити тільки за другою складовою формули 2 (таблиця), що відповідає формулі 1 (таблиця).

У мережах з магістральною схемою (рисунок в), для яких використовується формула 3 (таблиця), спільне зниження втрат визначається другою складовою величини δP_i . Зі схеми (рисунок в) видно, що у разі $n = 3$, спільне зниження втрат на ділянці 0–2, зумовлене вмиканням секції КУ потужністю Q_{ci} у вузлі 2 або 3, буде

$$\delta P_{23} = \frac{2Q_{ci}(Q_2 + Q_3)(R + R_{12})}{U_n^2}. \quad (6)$$

У цьому випадку розрахункову мережу можна розділити на дві частини: в межах вузлів 0–2 і 2–3. У разі порівняння величин δP_2 і δP_3 у процесі управління потужностями конденсаторних установок можна враховувати тільки частину мережі між вузлами 2–3. Очевидно, що у разі інших значень n , можна зробити аналогічний висновок.

Так, у разі управління потужностями КУ для випадків, що наведені в таблиці, електричну мережу підприємства можна поділити на дві частини і враховувати інформацію тільки про одну частину мережі.

№ з/п	Характеристика моделі управління КУ	Формули розрахунку зниження втрат у разі управління КУ
1	Забезпечення ВРП за максимумом зниження втрат для радіальної схеми мережі (рисунки а)	$\delta P_i = \frac{(2Q_{ci}Q_{ci} - Q_{ci}^2)R_i}{U_n^2}$
2	Забезпечення ВРП за максимумом зниження втрат для радіальної схеми мережі з лінією живлення (рисунки б)	$\delta P_i = \frac{2Q_{ci}R \sum_{i=1}^n Q_i - Q_{ci}^2 R}{U_n^2} + \frac{(2Q_{ci}Q_i - Q_{ci}^2)R_i}{U_n^2}$
3	Забезпечення ВРП за максимумом зниження втрат для магістральної схеми мережі (рисунки в)	$\delta P_i = \frac{(2Q_{ci}Q_i - Q_{ci}^2)R_i}{U_n^2} + \frac{2Q_{ci} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Q_j R_{ji}}{U_n^2}$

Висновки: 1. Оптимізацію реактивних потужностей в електричних мережах шляхом управління компенсуючими установками доцільно проводити на основі розділення електричних мереж, яке базується на основі декомпозиції функції втрат, що дає змогу спростити рішення задачі, порівняно з існуючими методами.

2. Застосування запропонованої декомпозиції для управління потужностями конденсаторних установок з метою забезпечення заданої вхідної реактивної потужності промислового підприємства дає змогу аналізувати режим тільки тієї частини мережі підприємства, яка безпосередньо розглядається.

1. Горнштейн В.М., Мирошніченко Б.П., Пономарев А.В., Тимофеев В.А., Юровский А.Г. Методы оптимизации режимов энергосистем: монография. Москва: Энергия, 1981. 336 с.
2. Кузнецов В.Г., Тугай Ю.І., Нікішин Д.А. Оптимізація режимів сучасних систем електропостачання АПК. *Вісник Харківського НТУ сільськогосподарства*. Харків, 2015. Вип. 164. С. 44–45.
3. Демов О.Д., Півнюк Ю.Ю. Поетапний розрахунок компенсації реактивної потужності в електричних мережах на основі їхньої декомпозиції. *Технічна електродинаміка*. 2017. №1. С.81–86. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.01.081>
4. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях: монография. Москва: Энергия, 1975. 184 с.
5. Рогальський Б. С. Методи розрахунку електроспоживання і компенсуючих установок та системи управління ними (на промислових підприємствах, включаючи нерудні кар'єри): дис. докт. техн. наук : 05.09.03 / Національна гірнична академія України. Дніпропетровськ. 1999. 301 с.
6. Kron G. Diakoptics: the piecewise solution of large-scale systems. London: MacDonald, 1963. 166 p.
7. Рогальський Б. С., Демов О. Д., Паламарчук О. П. Автоматичний регулятор конденсаторних установок. Патент України № 40982, 2009.
8. Conejo A.J., Alguacil N., Fernandes-Ruth G. Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent net-work. *IEEE Trans. PAS*. 2003. Vol. 18. Pp. 1353–1356. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2003.818608>
9. Conejo A.J., Galiana F.D., Koccar I. Z-bus loss allocation. *IEEE Trans. PAS*. 2001. Vol. 16. Pp. 105–110. DOI: <https://doi.org/10.1109/mper.2001.4311279>

УДК 621.316.1.016.25

Ю.І. Тугай¹, докт. техн. наук, **А.Д. Демов²**, канд. техн. наук, **Д.А. Никишин³**, **Ю.Ю. Пивнюк⁴**1, 3 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03057, Україна2,4 – Вінницький національний технічний університет,
ул. Хмельницьке шосе, 95, Вінниця, 21021, Україна**ДЕКОМПОЗИЦІЯ ЕЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

Поскольку процессы производства, передачи и потребления реактивной мощности в электрических сетях являются физически единым целым, то при управлении компенсирующими установками необходимо учитывать состояние всей электрической сети. С другой стороны, решать задачу в такой постановке сложно и возникает необходимость разделения электрической сети на части. Целью работы была разработка принципов декомпозиции единой сети на локальные и формирования глобального критерия оптимальности реактивной мощности на основе локальных. Предложен метод декомпозиции электрической сети, который позволяет проводить управление мощностями компенсирующих установок в отдельных частях электрической сети с учетом влияния других ее частей. Исследование выполнялось путем соответствующей классификации узлов с генерацией реактивной мощности и узлов нагрузки в типовых схемах электроснабжения. Предложенный метод позволяет упростить управление мощностями компенсирующих установок для всей электрической сети в целом. Проведен анализ управления конденсаторными установками промышленного предприятия на основе декомпозиции его электрической сети с целью обеспечения заданной входной реактивной мощности предприятия при максимальном снижении потерь мощности. Библи. 9, рисунок, таблица.

Ключевые слова: декомпозиция, управление, компенсация реактивной мощности, электрические сети.**Yu.I. Tugay¹**, **O.D. Demov²**, **D.A. Nikishyn³**, **Yu.Yu. Pivniuk⁴**1, 3 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine2, 4 – Vinnitsa National Technical University,
Khmelnitsky highway, 95, Vinnitsa, 21021, Ukraine**THE DECOMPOSITION OF ELECTRICAL NETWORKS FOR REACTIVE POWER OPTIMIZATION**

Since the process of production, transmission and consumption of reactive power in electric networks are inseparable physically; the state of the electrical network should be taken into account during the management of compensating units for reactive power optimization. On other hand this problem is solved in the local networks in practice, so it is needed the separation of the completely electrical network. The method of electrical network decomposition that allows managing capacity compensating units in the local network with taking into account the influence of other networks was developed. The proposed method can simplify the management of capacity compensating installations in the electrical network. For example, the analysis of condenser units management in industrial enterprise based on the decomposition of its electrical network was done and the capacity capacitors management to provide a given input reactive power at maximum reduction of energy losses was fulfilled. References 9, figure, table.

Key words: electric networks, optimization, reactive power, decomposition.

1. Hornshtein V.M., Miroshnichenko B.P., Ponomarev A.V. Timofeev V.A., Yurovsky A.G. Methods of optimization of power systems modes. Moscow: Energiya, 1981. 336 p. (Rus)
2. Kuznetsov V.G., Tugay Yu.I., Nikishin D.A. Optimization of modes of modern power supply systems. *Visnyk Kharkivskoho NTU silskoho hospodarstva*. Kharkiv, 2015. No 164. Pp. 44-45. (Ukr)
3. Demov O.D., Pivniuk Yu.Yu. Phased calculation of reactive power compensation in electric grids based on their decomposition. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2017. No 1. Pp.81-86. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2017.01.081>
4. Karpov F.F. Compensation of reactive power in distribution networks. Moscow: Energiya, 1975. 184p. (Rus)
5. Rogalsky B.S. Methods of calculation of electricity consumption and compensating units and their control systems (at industrial enterprises, including non-metallic careers: Dr. Tech. sci. diss.: 05.09.03 / Natsionalna hirnycha akademiya Ukrayiny. Dnipropetrovsk. 1999. 301 p. (Ukr)
6. Kron G. Diakoptics: The Piecewise Solution of Large-scale Systems. London: MacDonald, 1963. 166p.
7. Rogalsky B. S., Demov O. D., Palamarchuk O. P. Automatic regulator of condenser units. Patent UA № 40982, 2009. (Ukr)
8. Conejo A.J., Alguacil N., Fernandes-Ruth G. Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network. *IEEE Trans. PAS*. 2003. No 18. Pp. 1353-1356. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2003.818608>
9. Conejo A.J., Galiana F.D., Koccar I. Z-bus loss allocation. *IEEE Trans. PAS*. 2001. No 16. Pp. 105-110. DOI: <https://doi.org/10.1109/mper.2001.4311279>