

Список використаної літератури:

1. Оцінка динамічних характеристик багатомашинних електроенергетичних систем на основі даних системи моніторингу перехідних режимів [Електронний ресурс] / О.С. Яндульський, А.А. Марченко, А.Б. Нестерко // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – № 4. – 2014. Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3824/5575>.
2. Shun-Hsien H. System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection / H. Shun-Hsien, S. Sharma // Power and Energy Society General Meeting, IEEE. – 2011. – P. 1-6.
3. Chow J.H. Power system coherency and model reduction / J.H. Chow. – London: Springer, 2013. – 300 p.
4. Doyle J. Robust and optimal control / J. Doyle, K. Glover, K. Zhou. – New Jersey: Prentice hall, 1996. – 596 p.
5. Ramsay C. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac // Renewable power generation, IET. – 2007. – №1. – P. 10-16.

Bibliography:

1. Evaluation of dynamic characteristics of multimachine electric power systems on the base of data of transient modes monitoring system [electronic resource] / O.S. Yandulsky, A.A. Marchenko, A.B. Nesterko // Proceedings of Vinnytsia National Technical University. – № 4. – 2014. Access to the journal: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/3824/5575>.
2. Shun-Hsien H. System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection / H. Shun-Hsien, S. Sharma // Power and Energy Society General Meeting, IEEE. – 2011. – P. 1-6.
3. Chow J.H. Power system coherency and model reduction / J.H. Chow. – London: Springer, 2013. – 300 p.
4. Doyle J. Robust and optimal control / J. Doyle, K. Glover, K. Zhou. – New Jersey: Prentice hall, 1996. – 596 p.
5. Ramsay C. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, G. Strbac // Renewable power generation, IET. – 2007. – №1. – P. 10-16.

Рецензент: С.О. Кудря
д-р техн. наук, проф., НТУУ «КПІ»

Стаття надійшла 31.03.2015

УДК 621.316

© Яндульський О.С.¹, Труніна Г.О.²

**ПІДХІД ДО ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ
В РОЗПОДІЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З ДЖЕРЕЛОМ
РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ З УРАХУВАННЯМ ЇХ НАЛЕЖНОСТІ
ОДНОМУ АБО РІЗНИМ ВЛАСНИКАМ**

Сформовано критерії оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі (РЕМ) з джерелом розосередженої генерації (ДРГ) у випадках їх належності одному або різним власникам з урахуванням особливостей регулювання напруги за допомогою ДРГ та системи РПН трансформатора. Визначено, що у разі економічної не вигідності власникам слід перейти до координованої роботи – спільної цільової функції.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, джерело розосередженої генерації, РПН трансформатора, регулювання напруги, критерії оптимальності.

¹ д-р техн. наук, професор, НТУУ «Київський політехнічний інститут», м. Київ, yandu_kpi@ukr.net

² аспірант, асистент, НТУУ «Київський політехнічний інститут», м. Київ, [a_trunina@ukr.net](mailto:trunina@ukr.net)

Яндульський А.С., Трунина А.А. Подход к оптимальному регулированию напряжения в распределительной электрической сети с источником рассредоточенной генерации с учетом их принадлежности одному или нескольким собственникам. Сформулированы критерии оптимального регулирования напряжения в распределительной электрической сети (РЭС) с источником рассредоточенной генерации (ИРГ) в случаях их принадлежности одному или разным владельцам с учетом особенностей регулирования напряжения с помощью ИРГ и системы РПН трансформатора. Определено, что в условиях экономической невыгодности владельцам следует перейти к координированной работе – общей целевой функции.
Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, источник рассредоточенной генерации, РПН трансформатора, регулирование напряжения, критерии оптимальности.

O.S. Yandulskyy, G.O. Trunina. Voltage optimal regulation of distribution power network with a source of dispersed generation owned by either one or several owners. The criteria of optimal voltage regulation in the electrical distribution network (EDN) with a source of dispersed generation (SDG) were formulated, if they belong to either one or different owners, taking into account the peculiarities of voltage regulation by means of the SDG and the OLTC system of the transformer. It was found out that under the conditions of economic unprofitability of voltage regulation, in accordance with the above criteria, the owners should take up coordinated work – the general objective function of voltage regulation to improve the effectiveness of regulation and achieve cost-effectiveness. The criteria of optimal voltage regulation if EDN and SDG belong to one owner were formulated. If their work becomes coordinated it is necessary to know exactly which transformer must be regulated; so a transformer with OLTC system should be chosen. Selection sequence is based on the calculation of the sensitivity of the voltage at the nodes within SDG with respect to OLTC position. The proposed OLTC system and SDG coordinated work makes it possible to increase the effectiveness of voltage regulation in the EDN with SDG under different conditions of ownership and increase the economic profitability of regulation.

Keywords: electrical distribution network, source of distributed generation, transformer with OLTC, voltage control, optimality criteria.

Постановка проблеми. За останні роки частка розосередженої генерації (РГ) на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в ОЕС України значно збільшилась [1]. На даний час планується реалізація великої кількості проектів підключення джерел РГ до електричних мереж для подолання залежності від традиційних видів палива.

При інтеграції ДРГ спостерігається їх значний вплив на роботу розподільної електричної мережі (РЕМ), зокрема на напругу. ДРГ, що підключається до мережі через інвертор, може призвести до зростання напруги у вузлах РЕМ вище допустимої границі [2].

Найчастіше регулювання напруги в РЕМ здійснюється компенсуючими пристроями або регулюванням під навантаженням (РПН) трансформаторів. При підключенні ДРГ до мережі таке регулювання потрібно наблизити до більш ефективного з урахуванням втрат при компенсації реактивної потужності та економічних витрат на експлуатацію систем регулювання. У той же час вимоги [3] регламентують випадки, в яких ДРГ з інверторним приєднанням можуть приймати участь в регулюванні напруги за рахунок зміни своєї активної та реактивної потужності.

Поєднання традиційних підходів до регулювання напруги та регулюючих властивостей джерел РГ дає можливість підвищити ефективність регулювання напруги в РЕМ.

Враховуючи той факт, що РЕМ та ДРГ можуть належати одному або різним власникам, виникає проблема формування критеріїв оптимального регулювання напруги в обох випадках.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питанню регулювання напруги в РЕМ за допомогою ДРГ присвячено ряд вітчизняних та зарубіжних робіт [4-7]. В роботах [8-9] проаналізовано та досліджено регулювання напруги за рахунок зміни активної або реактивної потужності ДРГ, а також розглянуто підходи до регулювання напруги на основі поєднання традиційних

засобів та регулюючих властивостей ДРГ. У той же час, головним недоліком розглянутих підходів є нехтування одним з критеріїв ефективного та економічного регулювання напруги: мінімізація споживання/генерування реактивної потужності ДРГ (і як наслідок максимізація активної потужності станції) або ж мінімізація кількості перемикачів положення РПН трансформатора. Також важливим питанням залишається вибір трансформатора з системою РПН для найбільш ефективного регулювання напруги.

Ціль статті – сформулювати цільові функції оптимального регулювання напруги в РЕМ з ДРГ у випадку одного та різних власників, з використанням засобів регулювання напруги РЕМ (система РПН трансформатора) та регулюючих властивостей джерел РГ.

Виклад основного матеріалу. Як вже зазначалося, генерація активної потужності ДРГ, приєднаних через інвертор, може спричинити зростання напруги у вузлах РЕМ вище допустимої границі [2]. У такому випадку ДРГ може споживати реактивну потужність з електричної мережі [4-7], але при цьому зростатимуть втрати потужності в РЕМ. Крім цього, перехід ДРГ до часткового споживання або генерації реактивної потужності призводить до зниження генерації активної потужності станції (рис. 1) у відповідності до співвідношення:

$$P_{DG} = \sqrt{S_{DG}^2 - Q_{DG}^2}, \quad (1)$$

де S_{DG} – повна потужність ДРГ;
 P_{DG} – активна потужність, яку генерує станція;
 Q_{DG} – реактивна потужність, яку споживає або генерує ДРГ.

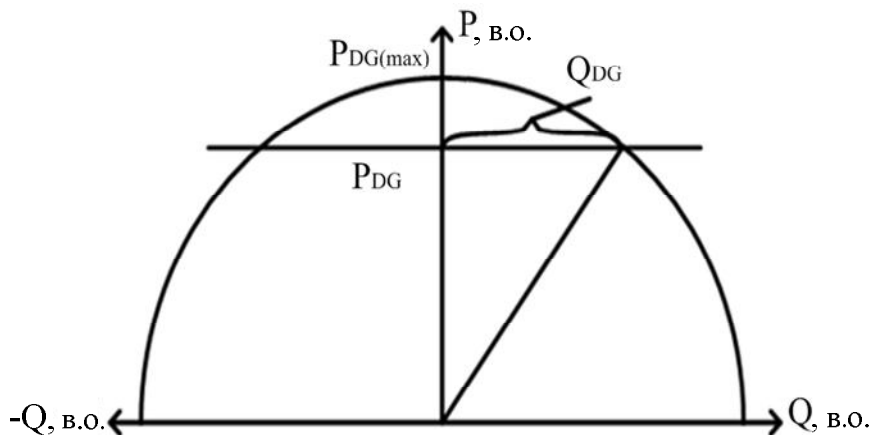


Рис. 1 – Характеристика потужності ДРГ: $-Q$ та Q – діапазон споживання та генерації реактивної потужності; $P_{DG(max)}$ – максимальна активна потужність ДРГ при споживанні або генерації реактивної потужності

З (1) випливає, що для уникнення зменшення генерації активної потужності ДРГ слід мінімізувати споживання реактивної потужності з мережі.

Щодо формування критеріїв оптимального регулювання напруги у випадку різних власників РЕМ та ДРГ, слід виділити наступне:

1. Для власника ДРГ.

Для власника ДРГ важливою умовою є максимальний прибуток від реалізації активної потужності станції. У той же час від нього вимагають підтримувати напругу в допустимих межах у вузлі підключення [3], інакше станція повинна бути відключеною. Для цього у власника ДРГ є два варіанти:

- 1) Знизити активну потужність ДРГ у відповідності з (1) для того, щоб перейти до часткового споживання/генерування реактивної потужності;
- 2) Встановити додаткові засоби регулювання напруги в вузлі підключення ДРГ.

Таким чином, цільова функція оптимального регулювання напруги для власника ДРГ може бути наступною:

$$C_{DG} \cdot (P_{DG} - \Delta P(Q)_{DG} - \Delta P_{DG}) - C_D \longrightarrow \max \quad (2)$$

з обмеженнями:

$$\begin{aligned} U_{\min} &\leq U_{DG} \leq U_{\max} \\ 0 &\leq P_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - Q_{DG(\min)}^2} \\ 0 &\leq Q_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - P_{DG(\min)}^2}, \\ |S_{DG-DN}^{\text{line}}| &\leq S_{DG-DN(\max)}^{\text{line}} \end{aligned} \quad (3)$$

де $\Delta P(Q)_{DG}$ – величина активної потужності, на яку слід зменшити генерацію ДРГ для часткового регулювання його реактивної потужності (відповідно до (1));
 ΔP_{DG} – втрати активної потужності ДРГ в елементах станції: в трансформаторі приєднання, в лінії підключення і т.п.;
 $C_{ДРГ}$ - вартість 1кВт потужності ДРГ, згідно документації про «Зелений тариф»;
 C_D – додаткові витрати власника ДРГ на засоби регулювання напруги;
 U_{DG} – напруга в вузлі підключення ДРГ;
 $Q_{DG(\min)}$ – мінімально можлива кількість реактивної потужності (споживання або генерації) ДРГ;
 $P_{DG(\min)}$ – мінімально можлива кількість активної потужності генерації ДРГ;
 S_{DG-DN}^{line} – повна потужність ДРГ, яка протікає по лінії від джерела в РЕМ;
 $S_{DG-DN(\max)}^{\text{line}}$ – максимально можлива повна потужність ДРГ, яка може протікати по лінії від джерела в РЕМ.

2. Для власника РЕМ.

Приймемо, що власник РЕМ має можливість регулювати напругу змінюючи положення РПН трансформаторів. При цьому порушення межі допустимих значень напруги, тобто порушення якості електроенергії, власник РЕМ повинен відшкодувати споживачам.

Таким чином, цільова функція регулювання напруги для власника РЕМ може бути:

$$C_{TR} \cdot N_{TR} + \frac{dC_z}{dU} \cdot \Delta U_n \longrightarrow \min \quad (4)$$

з обмеженнями:

$$\begin{aligned} U_{\min} &\leq U_n \leq U_{\max} \\ N_{TR}^{\min} &\leq N_{TR} \leq N_{TR}^{\max}, \\ \sum N_{TR}(T) &\leq \sum N_{TR}^{\max} \end{aligned} \quad (5)$$

де C_{TR} – вартість одного перемикання РПН трансформатора, яка базується на вартості системи РПН та максимальній допустимій гарантійній кількості перемикань положення РПН трансформатора;
 N_{TR} – кількість перемикань положення РПН трансформатора, яку слід здійснити для повернення напруги в допустимі межі;

dC_Z/dU – грошовий еквівалент відхилення напруги від допустимого значення dU ;
 ΔU_n – відхилення напруги від допустимого значення у вузлі n ;

$N_{TR}^{min}, N_{TR}^{max}$ – мінімальна та максимальна кількість перемикачів РПН трансформатора, яку можливо здійснити для повернення напруги в допустимі межі;

$\sum N_{TR}(T)$ – загальна кількість перемикачів РПН трансформатора, яку було здійснено за весь період експлуатації системи РПН – T ;

$\sum N_{TR}^{max}$ – загальна допустима (гарантійна) кількість перемикачів РПН трансформатора.

У випадку одного власника РЕМ та ДРГ слід визначати, яким саме трансформатором потрібно здійснювати регулювання. Вибір пропонується здійснювати за наступною послідовністю:

1. Провести розрахунок чутливості напруги в електричній мережі відносно зміни потужності ДРГ dU_i/dQ_{DG} та встановити вузли з найбільшою чутливістю:

$$dU_i / dQ_{DG} = [dU_1 / dQ_{DG} \quad dU_2 / dQ_{DG} \quad \dots \quad dU_{DG} / dQ_{DG} \quad \dots \quad dU_n / dQ_{DG}], \quad (6)$$

де i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

2. Розрахувати чутливість напруги в вузлах РЕМ відносно зміни положення РПН t -го трансформатора $dU_i/dtap_t$ (t –номер трансформатора), який знаходиться поблизу ДРГ:

$$dU_i / d tap_t = [dU_1 / dtap_t \quad dU_2 / dtap_t \quad \dots \quad dU_n / dtap_t], \quad (7)$$

де t – номер трансформатора, $t = 1, \dots, m$;

i – номер вузла РЕМ, $i = 1 \dots n$.

3. На основі аналізу отриманих розрахунків чутливості визначити трансформатори з РПН, які мають вплив на найбільшу кількість вузлів серед чутливих вузлів відносно зміни потужності ДРГ;

4. Для цих трансформаторів слід визначити коефіцієнти якості функціонування [10-11] і на основі цього обрати один трансформатор, регулювання якого сприятиме підвищенню ефективності регулювання напруги в РЕМ з ДРГ.

У [10-11] пропонується вибирати трансформатор з РПН для регулювання напруги, базуючись на визначенні його коефіцієнта якості функціонування, який враховує надійнісні характеристики трансформатора (зокрема залишковий ресурс), навантаження трансформатора та чутливість зміни втрат потужності в електричній мережі до перемикачів РПН саме цього трансформатора. Тобто перемикачів потрібно здійснювати таким трансформатором, у якого коефіцієнт якості функціонування найвищий.

Таким чином, для мінімізації кількості споживання або генерації реактивної потужності ДРГ перемикачів положення РПН слід здійснювати на трансформаторі, обраному в п.4. Це дозволить максимізувати генерацію активної потужності ДРГ у відповідності до (2) за співвідношенням (1) при утриманні напруги в електричній мережі в допустимих межах.

Коли РЕМ та ДРГ належать одному власнику, критерій оптимального регулювання напруги полягатиме в пошуку такої робочої точки в процесі регулювання, в якій буде досягтися максимальна генерація активної потужності ДРГ та мінімальна кількість перемикачів РПН трансформатора (таблиця).

На основі наведених у таблиці критеріїв оптимального регулювання цільову функцію можна сформулювати наступним чином:

$$C_{DG} \cdot (P_{DG} - \Delta P(Q)_{DG} - \Delta P_{DG}) - C_D - C_{TR} \cdot N_{TR} - \frac{dC_Z}{dU} \cdot \Delta U_n \longrightarrow \max \quad (8)$$

з обмеженнями:

$$\begin{aligned}
 U_{\min} &\leq U_{DG} \leq U_{\max} \\
 0 &\leq P_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - Q_{DG(\min)}^2} \\
 0 &\leq Q_{DG} \leq \sqrt{S_{DG}^2 - P_{DG(\min)}^2} \\
 N_{TR}^{\min} &\leq N_{TR} \leq N_{TR}^{\max} \\
 \sum N_{TR}(T) &\leq \sum N_{TR}^{\max} \\
 |S_{DG-DN}^{\text{line}}| &\leq S_{DG-DN(\max)}^{\text{line}}
 \end{aligned}
 \tag{9}$$

На рис. 2 представлено розподіл критеріїв оптимального регулювання напруги у випадках одного або різних власників РЕМ та ДРГ.

Таблиця

Критерії оптимального регулювання напруги за умов належності РЕМ та ДРГ одному власнику

Критерії	Що потрібно для реалізації
Максимізація активної потужності ДРГ (максимізація прибутку від реалізації активної потужності ДРГ)	1) Мінімізувати споживання або генерування реактивної потужності ДРГ 2) Збільшити кількість перемикань положення РПН трансформатора
Мінімізація кількості перемикань положення РПН трансформатора	1) Знизити активну потужність ДРГ у відповідності з (1) для того, щоб частково регулювати реактивну потужність
Мінімізація втрат активної потужності в елементах ДРГ: в лінії підключення, трансформаторі приєднання	1) Встановлення більш якісних ліній та трансформаторів, їх вчасний ремонт або заміна
Мінімізація економічних витрат на встановлення додаткових регулюючих пристроїв	2) Координація роботи ДРГ з системою РПН трансформатора з метою ефективного регулювання напруги в мережі
Мінімізація економічних затрат на відшкодування збитків споживачів від неякісної електроенергії, зумовленої відхиленням напруги від допустимих меж	1) Реалізація вчасного та якісного регулювання напруги в мережі

У випадку різних власників РЕМ та ДРГ, якщо критерії оптимального регулювання (2) і (4) не задовольняють бажаного економічного ефекту, власникам слід перейти до координованої роботи [12-13] – до спільної цільової функції регулювання напруги (8) з метою підвищення ефективності регулювання та досягнення економічної вигідності (рис. 2).

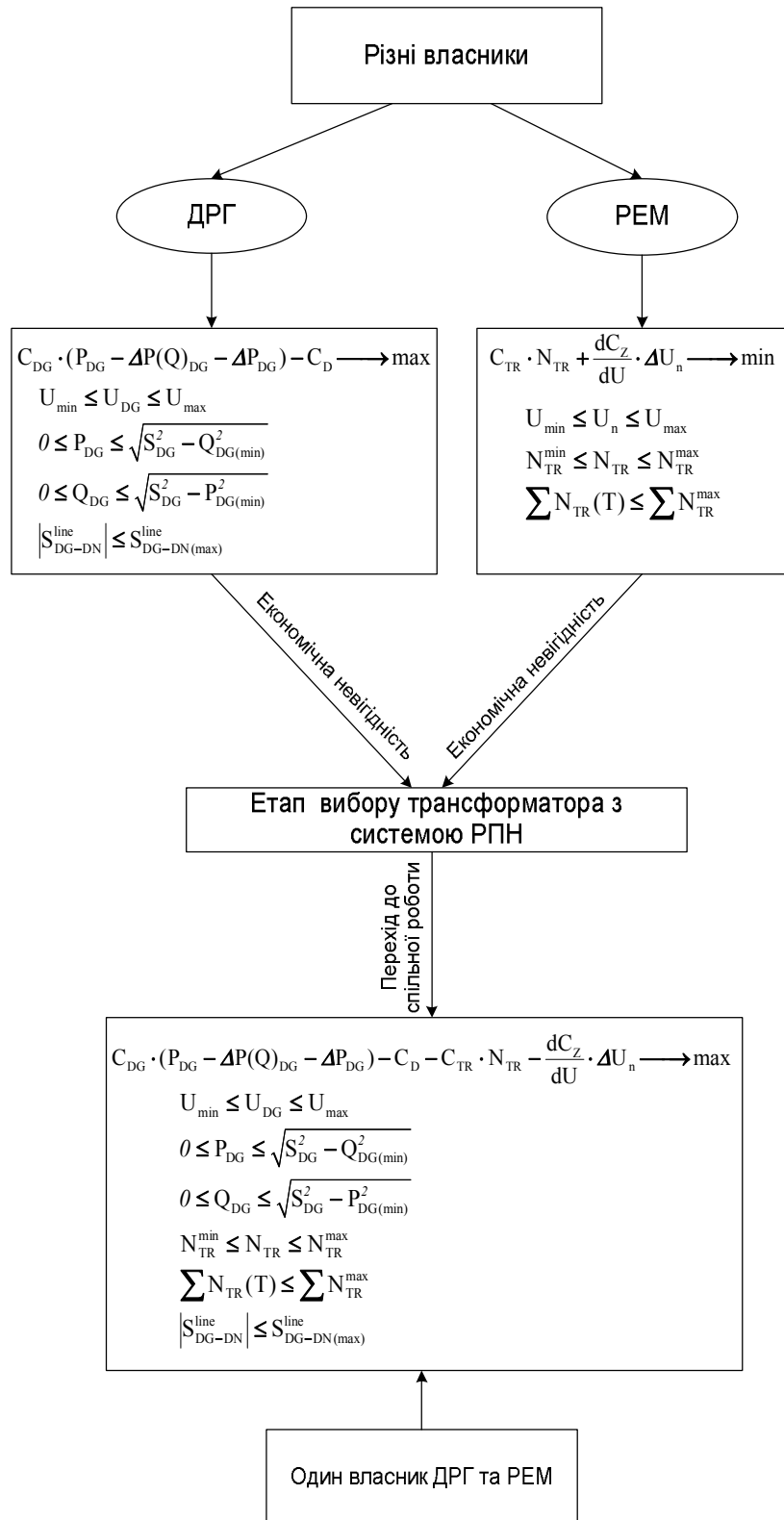


Рис. 2 – Розподіл критеріїв оптимального регулювання напруги у випадках одного або різних власників РЕМ та ДРГ

Висновки

Сформовано критерії оптимального регулювання напруги в РЕМ з ДРГ у випадках їх належності одному та різним власникам. Визначено, що у разі економічної невідповідності регулювання напруги у відповідності до (2) та (4), власникам слід перейти до координованої роботи – до спі-

льної цільової функції регулювання напруги з метою підвищення ефективності регулювання та досягнення економічної вигідності. При цьому слід визначати, яким саме трансформатором потрібно здійснювати регулювання. Послідовність вибору також викладено в даній статті.

Список використаних джерел:

1. Зміни встановленої потужності ОЕС України [Електронний ресурс]. – 2014. – Режим доступу: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061.
2. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 1999-01-01. – Межгосударственный стандарт, 1999. – 31 с.
3. Вимоги до вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій потужністю більше 150 кВт щодо приєднання до зовнішніх електричних мереж. – 2011. – 43 с.
4. Гаевский А.Ю. Стабилизация напряжения в сети путем компенсации реактивной мощности инверторами ФЭС / А.Ю. Гаевский, И.Э. Голентус // Відновлювана енергетика XXI століття: тези доповідей XIV міжнародної науково-практичної конференції (16-20 вересня 2013р.; АР Крим). – АР Крим, 2013. – С. 243-247.
5. Masoud F. Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables / F. Masoud // Smart Grid Communications: IEEE International Conference, 17-20 Oct. – 2011. – Pp. 457-462.
6. Sansawatt T. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation / T. Sansawatt, L.F. Ochoa, G.P. Harrison // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2010. – Pp.1-6.
7. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators: Smart Grid Communications / K. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, M. Chertkov // First IEEE International Conference. – 2010. – Pp. 79-84.
8. Shady A. Power quality assessment via coordinated voltage control in distributed power generation / A. Shady, E. Hussien // Power International Journal of Electrical and Power Engineering. – 2009. – Vol. 3(6). – Pp. 289-295.
9. Coordinated Voltage and Reactive Power Control Strategy with Distributed Generator for Improving the Operational Efficiency / J. Ki-Seok, L. Hyun-Chul, B. Young-Sik, P. Ji-Ho // Electr Eng Technol. – 2013. – Vol. 8. – Pp. 742-749.
10. Лежнюк П.Д. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН / П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, О.О. Рубаненко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – Донецьк: ДонНТУ. – 2013. – №1(14). – С. 168-172.
11. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з урахуванням технічного стану трансформаторів із РПН [Електронний ресурс] / П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, О.І. Казьмірук // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – № 4. – 2012. Режим доступу до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/2657/2856>.
12. Kim T.E. Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System / T.E. Kim, J.E. Kim // Power Engineering Society Summer Meeting, 15-19 July. – 2001. – Pp. 480-484.
13. Co-ordinated Voltage Regulation In Distribution Networks With Embedded Generation / Roberto Caldon, Silvano Spelta, Valter Prandoni, Roberto Turri // 18th International Conference, 6-9 June. – 2005. – Pp. 1-4.

Bibliography:

1. Changes in installed capacity of the ECO of Ukraine [Electronic resource]. – 2014. – Available at: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/control/uk/publish/article?art_id=149524&cat_id=35061.
2. GOST 13109-97. Electrical energy. Compatibility of technical equipment. Quality standards for electrical energy in power systems of general purpose. – Approved 1999-01-01. – Interstate standard, 1999. – 31 p. (Rus.)
3. Guidance Document. Requirements for wind and solar photovoltaic power plants over 150 kW for interconnection to external electric networks. – 2011. – 43 c. (Ukr.)
4. Gaevskyy A. Stabilization of voltage by compensating the reactive power by inverters of photovoltaic power plants / A. Gaevskyy, I. Golentus // Renewable Energy of 21 Century: XVth Anni-

- versary International Scientific and Practical Conference (Crimea, September 16-20). – Crimea, 2013. – Pp. 243-247. (Rus.)
5. Masoud F. Inverter VAR Control for Distribution Systems with Renewables / F. Masoud // Smart Grid Communications: IEEE International Conference, 17-20 Oct. – 2011. – Pp. 457-462.
 6. Sansawatt T. Integrating distributed generation using decentralised voltage regulation / T. Sansawatt, L.F. Ochoa, G.P. Harrison // IEEE Power and Energy Society General Meeting. – 2010. – Pp.1-6.
 7. Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators: Smart Grid Communications / K. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, M. Chertkov // First IEEE International Conference. – 2010. – Pp. 79-84.
 8. Shady A. Power quality assessment via coordinated voltage control in distributed power generation / A. Shady, E. Hussien // Power International Journal of Electrical and Power Engineering. – 2009. – Vol. 3(6). – Pp. 289-295.
 9. Coordinated Voltage and Reactive Power Control Strategy with Distributed Generator for Improving the Operational Efficiency / J. Ki-Seok, L. Hyun-Chul, B. Young-Sik, P. Ji-Ho // Electr Eng Technol. – 2013. – Vol. 8. – Pp. 742-749.
 10. Lezhnyuk P.D. Optimal control of normal modes of EES taking into account the standard value technical losses and technical condition of transformers with OLTC / P.D. Lezhnyuk, A.E. Rubanenko, O.A. Rubanenko // Naykovi praci DonNTU, Seriya: Electrotehnika i energetika. – Donetsk : DonNTU. – 2013. – №1(14). – Pp. 168-172. (Ukr.)
 11. Optimal control of normal modes of EES based on technical condition of transformers with OLTC [Electronic resource] / P.D. Lezhnyuk, A.E. Rubanenko, A.I. Kazmiruk, // Collected works of Vinnytsia National Technical University. - no. 4. – 2012. Access to the journal: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/2657/2856>.
 12. Kim T.E. Voltage Regulation Coordination of Distributed Generation System in Distribution System / T.E. Kim, J.E. Kim // Power Engineering Society Summer Meeting, 15-19 July. – 2001. – Pp. 480-484.
 13. Co-ordinated Voltage Regulation In Distribution Networks With Embedded Generation / Roberto Caldon, Silvano Spelta, Valter Prandoni, Roberto Turri // 18th International Conference, 6-9 June. – 2005. – Pp. 1-4.

Рецензент: С.О. Кудря
д-р техн. наук, проф., НТУУ «КПІ»

Стаття надійшла 31.03.2015

УДК 621.311

© Саенко Ю.Л.¹, Любарцев В.В.²

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Разработан алгоритм моделирования графика реактивной нагрузки промышленного предприятия при различных значениях параметров корреляционной функции; произведено прогнозирование электрических нагрузок с помощью нейронных сетей, статистических методов, а также по среднему значению потребления реактивной мощности за предыдущие сутки. На основе сравнения погрешностей методов прогнозирования сделаны выводы по целесообразности применения каждого из методов прогнозирования при различных значениях коэффициента затухания корреляционной функции.

Ключевые слова: график реактивной нагрузки, моделирование, нейронные сети, статистические методы, среднее значение нагрузки, погрешность прогноза.

¹ д-р техн. наук, профессор, ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет», г. Мариуполь, yls@mail.ru

² студент, ГВУЗ «Приазовский государственный технический университет», г. Мариуполь, lubartsevadim@gmail.com