

УДК 621.311:681.3

### КЕРУВАННЯ РЕЖИМОМ РОБОТИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ЗМІНИ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

**О.В. Кириленко<sup>1</sup>**, академік НАН України, **В.В. Павловський<sup>1</sup>**, докт.техн.наук, **О.С. Яндутьський<sup>2</sup>**, докт.техн.наук, **А.О. Стелюк<sup>1,2</sup>**, канд.техн.наук,

<sup>1</sup> – Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна,

<sup>2</sup> – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»,  
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна.

*Розглянуто особливості роботи енергосистем (ЕС), до складу яких входять електростанції на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Виконано аналіз участі ВДЕ у регулюванні частоти та активної потужності у відповідності до вимог мережевих кодексів системних операторів ЕС за умови, що частка встановленої потужності джерел розподіленої генерації є значною. Запропоновано структуру підсистеми керування режимом роботи таких електростанцій з урахуванням умов зміни частоти в ЕС. Наведено результати моделювання режимів роботи такої підсистеми. Бібл. 12, рис. 5.*

**Ключові слова:** електроенергетична система, частота, відновлювані джерела енергії, вітрова електростанція, сонячна електростанція, мережевий кодекс, градієнт.

В останні роки електростанції на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) знаходять все більш широке застосування як у світі, так і в Україні. У відповідності до [2] передбачається збільшення встановленої потужності ВДЕ в Об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України до 1,9 ГВт. Змінний та ймовірнісний характер видачі потужності, що притаманний генерації на основі ВДЕ, безумовно призведе до збільшення впливу цих станцій на режими роботи ОЕС України. В першу чергу, це стосується якості регулювання частоти та активної потужності, напруги та реактивної потужності і відповідно організації диспетчерського керування енергосистемами (ЕС). У цих умовах набуває особливої актуальності задача забезпечення керованості ВДЕ відповідно до поточного режиму ЕС.

У подальшому особливості режимів роботи ЕС з електростанціями на основі ВДЕ будемо розглядати з точки зору зміни частоти. Необхідно зазначити, що неконтрольована зміна потужності генерації цих станцій може призвести до значних відхилень частоти, які, в свою чергу, можуть викликати роботу систем первинного регулювання частоти, хибне спрацювання пристроїв автоматичного частотного розвантаження або автоматики обмеження підвищення частоти з подальшим відключенням навантаження або генераторів. В результаті це може призвести до виникнення системних аварій. Прикладом такого розвитку подій є системна аварія в енергооб'єднанні UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) у 2006 р.

Розглянемо це питання більш детально. При виконанні програми міждержавного обміну енергоперетоками увечері 4 листопада 2006 року спостерігалася значна завантаженість перетину Схід-Захід [7, 11]. При цьому значна частка перетоку покривалася потужностями вітрових електростанцій (ВЕС) в ЕС Німеччини. У цих умовах відключення дволанцюгової ЛЕП у мережі системного оператора Е.ОН (Німеччина) призвело до перевантаження інших ЛЕП, а в подальшому – до їхнього відключення. В результаті відбувся поділ енергооб'єднання UCTE на три ізольовані області (Західну, Північно-Східну та Південно-Східну) зі значними небалансами активної потужності у кожній з них [7,8,11].

У Західній області небаланс потужності, що виник, призвів до зниження частоти і, як наслідок, до порушення енергопостачання більш ніж 15 млн. споживачів. У Північно-Східній та Південно-Східній областях (які теж працювали зі зниженою частотою) достатні резерви активної потужності на електростанціях та часткове вимкнення навантаження дозволили поновити нормальну частоту протягом 20 хвилин. Але при цьому в початковий момент після поділу енергосистем спостерігалася збільшення небалансу активної потужності, що було обумовлено втратою потужності генерації ВДЕ, підключених до розподільних мереж. У Північно-Східній області, яка працювала зі збільшеною частотою, недостатня ефективність функціонування систем автоматичного управління призвела до підвищення час-

тоти та значного перевантаження ЛЕП. Крім того, поновлення нормального режиму області було ускладнено неконтрольованим режимом роботи розподіленої генерації (головним чином вітрових та когерентних електростанцій).

Проведений аналіз показав, що основними причинами виникнення системної аварії є невиконання «принципу надійності N-1» [3], нескоординована робота системних операторів, а також неконтрольований режим роботи ВДЕ [7]. Останнє ускладнюється, зокрема, тим, що вимоги до ВДЕ, підключених до розподільних мереж, є менш жорсткими у порівнянні з вимогами до «традиційних» генераторів, що підключені до магістральних мереж. Так, ВЕС відключаються при досить незначних відхиленнях частоти, і це призвело до погіршення режиму в Західній області (збільшення небалансу). А в Північно-Східній області це дозволило зменшити величину небалансу (збурення) протягом декількох секунд після поділу енергооб'єднання.

З метою координації режимів роботи ВДЕ у мережевих кодексах системних операторів ЕС зі значною часткою розподіленої генерації (наприклад, Німеччини, Данії, Великобританії, Ірландії, Нової Зеландії тощо) встановлені вимоги щодо участі ВДЕ у регулюванні частоти та активної потужності. Зокрема, визначається необхідність забезпечення цими станціями видачі заданої активної потужності протягом тривалого часу навіть у разі виходу частоти та напруги за межі допустимих значень.

У загальному випадку можна виділити три зони, які визначають режими роботи ВДЕ, в залежності від напруги, частоти та часу (рис. 1)

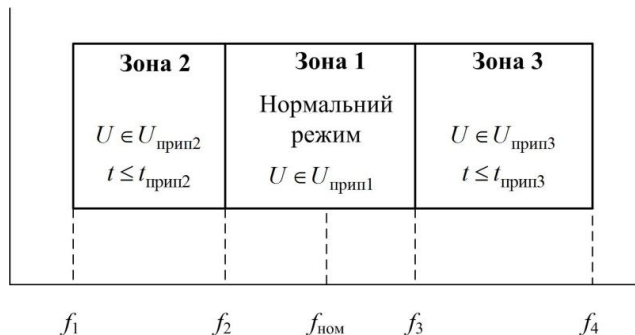


Рис. 1

Перша зона – нормальний режим роботи, коли значення частоти та напруги  $U_{\text{прп}1}$  знаходяться в межах допуску. В зоні знижених частот (зона 2) робота ВДЕ обмежується заданим мінімальним часом  $t_{\text{прп}2}$ , який, у більшості випадків, визначається межею допустимих значень напруги  $U_{\text{прп}2}$ , величиною мінімально допустимого зменшення генерації активної потужності або залежністю від обох цих величин. Наприклад, у мережевому кодексі системного оператора National Grid (Великобританія) вказується, що зменшення генерації активної потужності при зменшенні

частоти не повинно перевищувати 5% від наявної потужності ВЕС [10]. Якщо частота в ЕС виходить за верхнє граничне значення (зона 3), то необхідно зменшити потужність генерації ВДЕ з заданою швидкістю, при цьому швидкість зміни потужності  $\Delta P$  (градієнт  $G$ ) визначається відповідною зміною частоти  $\Delta f$  або допустимим часовим інтервалом  $\Delta t$  [5]:

$$G = \Delta P / \Delta f, \quad [\text{кВт/Гц}] \quad \text{або} \quad G = \Delta P / \Delta t, \quad [\text{кВт/с}].$$

Так, у мережевому кодексі системного оператора E.ON (Німеччина) [9] для окремого вітрового агрегату градієнт  $G$  визначається як  $G = 0,4P_{\text{наявн}} / \Delta f$ , в той час як в мережевому кодексі системного оператора National Grid (Великобританія) допустима швидкість зміни потужності генерації ВЕС протягом 10 хвилин визначається за формулою

$$G \geq 0,2P_{\text{наявн}} / \Delta f,$$

де  $P_{\text{наявн}}$  – наявна потужність ВЕС.

Значимо, що допустимий діапазон за частотою, в якому повинні працювати ВДЕ, визначається властивостями ЕС, зокрема, пропускну здатністю ліній зв'язку. Наприклад, у мережевому кодексі Нової Зеландії допустимий діапазон частоти складає (45–55) Гц, у Великобританії та Ірландії – (47–52) Гц, Швеції – (47,5–54) Гц, в той час як у Німеччині, де ВЕС безпосередньо підключені до магістральних мереж, вимоги до зміни частоти є більш жорсткими – (47,5–51,5) Гц [12]. В ОЕС України допустима межа за частотою визначається відповідними уставками пристроїв автоматичного обмеження зниження та підвищення частоти [1]. Очевидно, що збільшення частки ВДЕ в структурі генеруючих потужностей ОЕС України обумовить необхідність перегляду вимог існуючих нормативних документів.

Таким чином, вирішення проблеми забезпечення керування роботою ВДЕ відповідно до поточного режиму ЕС пов'язане з удосконаленням роботи автоматичної системи управління на рівнях окремих об'єктів. В ОЕС України для приєднання ВДЕ, зокрема сонячних електростанцій (СЕС), до магістральних мереж використовуються підстанції зв'язку з ЕС. При цьому на станції встановлюється автоматична система управління технологічним процесом (АСУ ТП) СЕС, яка виконує функції

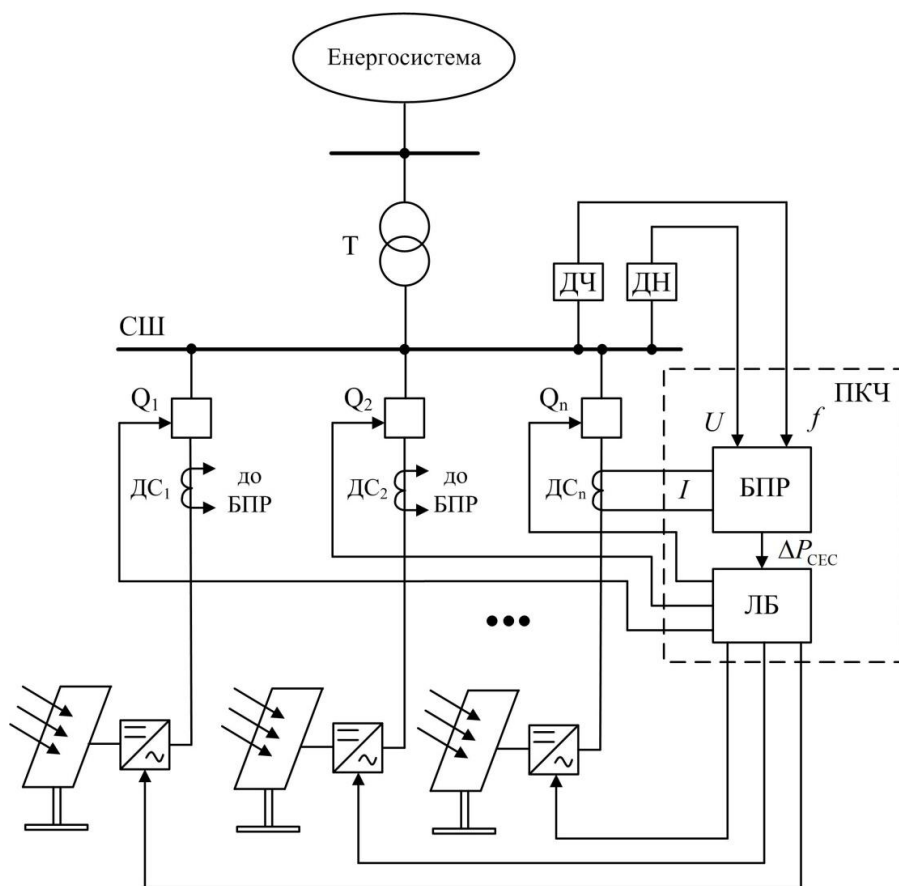


Рис. 2

керування інверторами та іншими підсистемами. В той же час існує принципова можливість здійснювати керування СЕС, у тому числі і за частотою, на рівні підстанції зв'язку. Для реалізації такого підходу пропонується використовувати підсистему контролю частоти. Структурна схема такої підсистеми показана на рис. 2, де використовуються наступні позначення: Т – підвищувальний трансформатор; СШ – система шин;  $Q_i$  – вимикач  $i$ -го приєднання,  $i=1, \dots, n$ ; ДС $_i$  – давач струму  $i$ -го приєднання,  $i=1, \dots, n$ ; ДЧ – давач частоти; ДН – давач напруги; ПКЧ – підсистема контролю частоти; БПР – блок попередніх розрахунків; ЛБ – логічний блок.

Алгоритм роботи такої підсистеми полягає у наступному: на вхід БПР подаються величини частоти  $f$ , що вимірюється ДЧ, напруги  $U$  на СШ та струму  $I$  окре-

мого приєднання, які знімаються з виходу ДН та ДС. В БПР на основі вимірюваних значень напруги та струмів визначаються поточні значення потужності генерації окремих сонячних агрегатів, сумарна потужність станції, а також відхилення частоти від заданого значення. У випадку виходу частоти за межі допустимих значень в БПР обчислюється величина зміни активної потужності  $\Delta P_{\text{СЕС}}$ , яка подається на вхід ЛБ. В залежності від поточного режиму роботи ЛБ формує керуючу дію на зміну потужностей інверторів сонячних елементів (у разі наявності АСУ ТП СЕС) або на відключення вимикачів приєднань.

Для схеми, показаної на рис. 3, проведемо моделювання режимів роботи ЕС за умови підключення підсистеми контролю частоти [6].

Розрахунки і аналіз режимів роботи виконано для прикладу, коли номінальна потужність трансформатора Тр-1 становить 63 МВА, підвищувального трансформатора та сонячного елемента – 630 та 500 кВА відповідно. До кожної СШ 10 кВ підключено групу з десяти джерел розподіленої генерації, яка на рис. 3 представлена еквівалентними сонячними елементами СЕ- $i$ , підвищувальними трансформаторами Т- $i$  та кабельними лініями КЛ- $i$ ,  $i=1, \dots, 12$ . У контурі СЕ використано регулятор, який діє на зменшення потужності генерації з градієнтом  $G=40\%/Гц$  у випадку, коли частота змінюється в діапазоні 50,05–50,2 Гц.

За збурювальну дію приймалося виникнення небалансу активної потужності, обумовленого збільшенням потужності генерації в ЕС. Результати моделювання перехідних процесів в тестовій ЕС показано на рис. 4 і 5 (відповідно за потужністю та частотою).

У нормальному режимі в ЕС підтримуються задана потужність генерації СЕС та нормальна частота. Збільшення потужності генерації в ЕС призводить до підвищення частоти в ЕС (початкова точка – А на рис. 5). При досягненні частотою першої уставки спрацювання ПКЧ (точка В на рис. 5) підсистема виробляє керуючу дію на відключення СЕ-1 (початкова точка – В, рис. 4), що призводить до зменшення швидкості підвищення частоти (відрізок ВС, рис. 5). Оскільки частота продовжує збільшуватися, ПКЧ діє на відключення СЕ-2 (початкова точка – С, рис. 4). Таким чином, компенса-

ція надлишкової потужності генерації в ЕС шляхом зменшення потужності генерації СЕС (вимкнення окремих фрагментів СЕС) дозволяє стабілізувати частоту у межах допустимих значень.

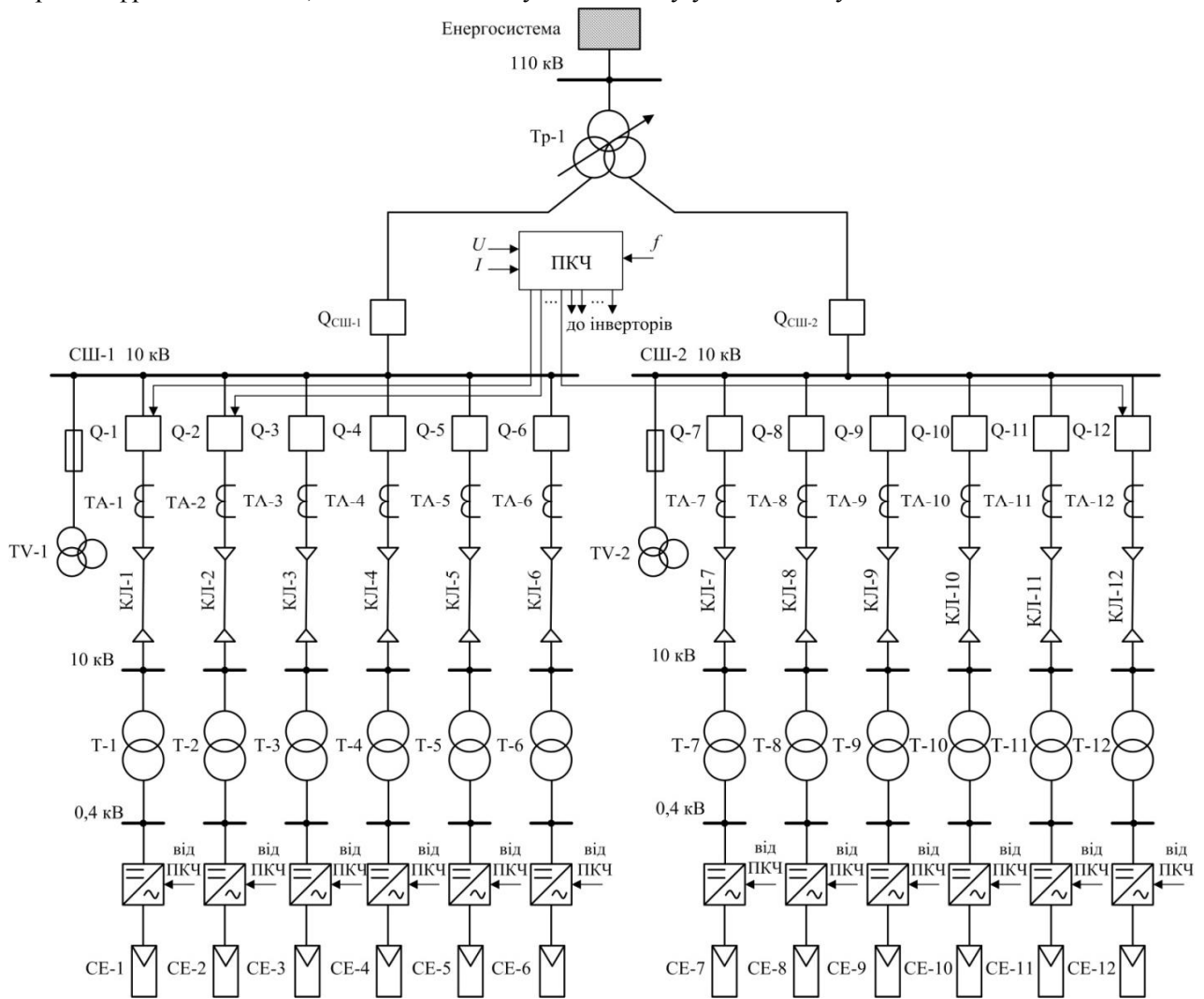


Рис. 3

В даний час, за умов відсутності АСУ ТП СЕС, реалізація такої ідеї з використанням ПКЧ може бути виконана у складі АСУ ТП підстанції зв'язку, що будуються на базі пристроїв «Регіна-Ч» [4]. Це дозволяє значно підвищити надійність ведення режимів ЕС.

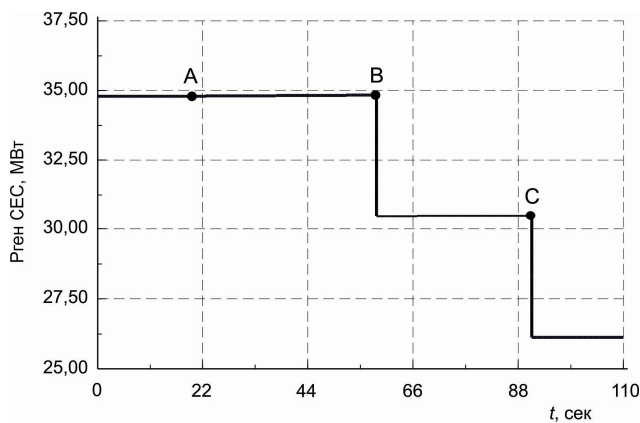


Рис. 4

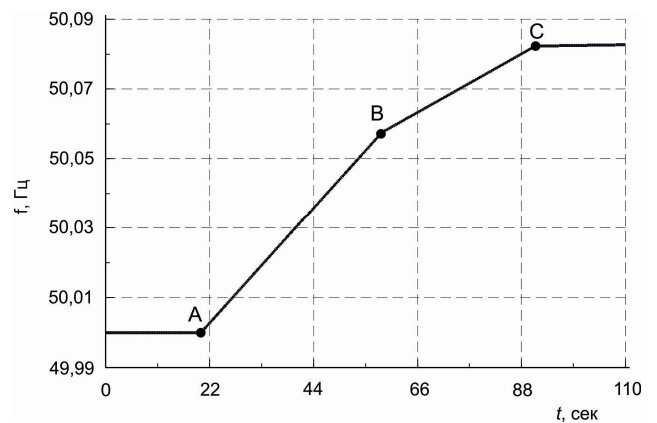


Рис. 5

**Висновки.** Збільшення частки ВДЕ в структурі генеруючих потужностей може призводити до виникнення проблем з підтримкою частоти в ЕС. Крім того, це потребує визначення та нормування вимог щодо участі електростанцій з ВДЕ в автоматичному регулюванні частоти.

Сьогодні функції регулювання частоти можуть виконуватися на базі ПКЧ як окремої підсистеми АСУ ТП підстанції. Процес вибору алгоритмів роботи пристроїв керування ВДЕ та визначення їхніх уставок потребує моделювання роботи цих станцій у різних динамічних режимах на повній моделі ОЕС України.

1. ГКД 34.35.108-2004. Керівні вказівки з протиаварійної автоматики енергосистем. Видання офіційне. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ». – 2004. – 41 с.
2. *Енергетична стратегія України на період до 2030 року.* Прогнозування балансів паливно-енергетичних ресурсів. – 2006. – 129 с. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145.doc>.
3. *Стелюк А.О., Яндульський А.С., Зайченко В.Б.* О необходимости моделирования системы АРЧМ при автоматизации расчетов «N-1» // Энергетика та електрифікація. – 2010. – № 9. – С. 38–42.
4. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф.* Застосування засобів моніторингу перемінливих режимів в ОЕС України для розв'язання задач диспетчерського керування // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 23. – С. 147–155.
5. *Bublat T., Gehlhaar T.* Comparison of high technical demands on grid connected wind turbines defined in international Grid Codes // 7<sup>th</sup> international workshop on large scale integration of wind power and on transmission networks for off-shore wind farms. – 2008. – 6 p. Access mode: [http://www.gl-group.com/pdf/Grid\\_Codes\\_TBu\\_TGel.pdf](http://www.gl-group.com/pdf/Grid_Codes_TBu_TGel.pdf).
6. *DIgSILENT PowerFactory.* Power system analysis software. – 2011. – 96 p. Access mode: [http://www.digsilent.de/Software/DIGSILENT\\_PowerFactory/PFv14\\_Software\\_DE.pdf](http://www.digsilent.de/Software/DIGSILENT_PowerFactory/PFv14_Software_DE.pdf).
7. *Final report. System disturbance on 4 November 2006.* – 2007. – 85 p. Access mode: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf).
8. *Glachant J.M.* Brown out or black out in Europe in November 2006: to entertain...with EU colours out? – 2007. – 14 p. Access mode: [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Glachant\\_IDEI\\_0107.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Glachant_IDEI_0107.pdf).
9. *Grid Code – High and extra high voltage.* E.ON Netz GmbH. – 2006. – 46 p. Access mode: [http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/D4\\_2\\_DE\\_annex\\_A-3\\_EON\\_HV\\_grid\\_connection\\_requirements\\_ENENARHS2006de.pdf](http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/D4_2_DE_annex_A-3_EON_HV_grid_connection_requirements_ENENARHS2006de.pdf).
10. *Grid Code.* Issue 4, Rev. 8. National Grid Electricity Transmission. – 2011. – 605 p. Access mode: [http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/67374C36-1635-42E8-A2B8-B7B8B9AF2408/49184/Z\\_CompleteGridCode\\_I4R9.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/67374C36-1635-42E8-A2B8-B7B8B9AF2408/49184/Z_CompleteGridCode_I4R9.pdf)
11. *Silvast A., Kaplinsky J.* Project UNDERSTAND. White Paper on Security of European Electricity Distribution. – 2007. – 64 p. Access mode: [http://www.understand.se/docs/White\\_Paper\\_EN.doc](http://www.understand.se/docs/White_Paper_EN.doc)
12. *Tsili M., Patsiouras Ch., Papathanassiou S.* Grid code requirements for large wind farms: a review of technical regulations and available wind turbine technologies. – Grid codes and wind power plant capabilities (Session Code: DW2). – 2008. – 11 p. Access mode: [http://b-dig.iie.org.mx/BibDig/EWEC\\_2008/DW2.2.pdf](http://b-dig.iie.org.mx/BibDig/EWEC_2008/DW2.2.pdf).

УДК 621.311:681.3

## УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

**А.В. Кириленко<sup>1</sup>**, академик НАН Украины, **В.В. Павловский<sup>1</sup>**, докт.техн.наук, **А.С. Яндульський<sup>2</sup>**, докт.техн.наук, **А.О. Стелюк<sup>1,2</sup>**, канд.техн.наук,

<sup>1</sup> – Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна,

<sup>2</sup> – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»,  
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна.

*Рассмотрены особенности работы энергосистем (ЭС), в состав которых входят электростанции на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Проведен анализ участия ВИЭ в регулировании частоты и активной мощности в соответствии с требованиями сетевых кодексов системных операторов ЭС при условии, что доля установленной мощности источников распределенной генерации является значительной. Предложена структура подсистемы управления режимом работы таких электростанций с учетом условий изменения частоты в ЭС. Приведены результаты моделирования режимов работы такой подсистемы. Библиограф. 12, рис. 5.*

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, частота, возобновляемые источники энергии, ветровая электростанция, солнечная электростанция, сетевой кодекс, градиент.

## CONTROL OF POWER PLANT WITH RENEWABLE ENERGY SOURCES IN CONDITION OF CHANGING FREQUENCY IN POWER SYSTEM

O.V. Kyrylenko<sup>1</sup>, V.V. Pavlovskiy<sup>1</sup>, O.S. Yandulskiy<sup>2</sup>, A.O. Steliuk<sup>1,2</sup>,

<sup>1</sup> – Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,  
Peremogy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine,

<sup>2</sup> – National Technical University of Ukraine “Kyiv Polytechnic Institute”,  
Peremogy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine.

*The aspects of the power system operation with the renewable energy sources (RES) have been considered. The participation of RES in the frequency control according to the grid code requirements of Transmission System Operators of the power systems with considerable RES penetration has been analyzed. The control subsystem structure of such power-plants is proposed in the event of changing frequency. References 12, figures 5.*

**Key words:** power system, frequency, renewable energy sources, wind power station, solar power station, grid code, gradient.

1. *Industrial regulation document 34.35.108-2004.* Emergency control system guidelines. Official journal. – OEP “GRIFRE”. – 2004. – 41 p. (Ukr)

2. *Energy strategy of Ukraine for the period until 2030.* Energy forecast. – 2006. – 129 p. Access mode: <http://zakon.rada.gov.ua/signal/kr06145.doc>.

3. *Steliuk A.O., Yandulskii A.S., Zaichenko V.B.* The necessity of AGC modeling in the event of automation of N-1 calculations // *Energetyka i elektryfikatsiia.* – 2010. – № 9. – Pp. 38–42. (Rus)

4. *Stognii B.S., Kyrylenko O.V., Butkevych O.F., Sopel M.F.* Application of wide-area measurement system in IPS of Ukraine for the purpose of the problem solving of supervisory control // *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Nacionalnoi Akademii Nauk Ukrainy.* – 2009. – Vol.23. – Pp. 147–155. (Ukr)

5. *Bublat T., Gehlhaar T.* Comparison of high technical demands on grid connected wind turbines defined in international Grid Codes // 7<sup>th</sup> international workshop on large scale integration of wind power and on transmission networks for off-shore wind farms. – 2008. – 6 p. Access mode: [http://www.gl-group.com/pdf/Grid\\_Codes\\_TBu\\_TGel.pdf](http://www.gl-group.com/pdf/Grid_Codes_TBu_TGel.pdf).

6. *DIgSILENT PowerFactory.* Power system analysis software. – 2011. – 96 p. Access mode: [http://www.digsilent.de/Software/DIGSILENT\\_PowerFactory/PFv14\\_Software\\_DE.pdf](http://www.digsilent.de/Software/DIGSILENT_PowerFactory/PFv14_Software_DE.pdf).

7. *Final report. System disturbance on 4 November 2006.* – 2007. – 85 p. Access mode: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf).

8. *Glachant J.M.* Brown out or black out in Europe in November 2006: to entertain...with EU colours out? – 2007. – 14 p. Access mode: [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Glachant\\_IDEL\\_0107.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Glachant_IDEL_0107.pdf).

9. *Grid Code— High and extra high voltage.* E.ON Netz GmbH. – 2006. – 46 p.  
Access mode: [http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/D4\\_2\\_DE\\_annex\\_A-3\\_EON\\_HV\\_grid\\_connection\\_requirements\\_ENENARHS2006de.pdf](http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/D4_2_DE_annex_A-3_EON_HV_grid_connection_requirements_ENENARHS2006de.pdf).

10. *Grid Code.* Issue 4, Rev. 8. National Grid Electricity Transmission. – 2011. – 605 p. Access mode: [http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/67374C36-1635-42E8-A2B8-B7B8B9AF2408/49184/Z\\_CompleteGridCode\\_I4R9.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/67374C36-1635-42E8-A2B8-B7B8B9AF2408/49184/Z_CompleteGridCode_I4R9.pdf)

11. *Silvast A., Kaplinsky J.* Project UNDERSTAND. White Paper on Security of European Electricity Distribution. – 2007. – 64 p. Access mode: [http://www.understand.se/docs/White\\_Paper\\_EN.doc](http://www.understand.se/docs/White_Paper_EN.doc)

12. *Tsili M., Patsiouras Ch., Papathanassiou S.* Grid code requirements for large wind farms: a review of technical regulations and available wind turbine technologies. – Grid codes and wind power plant capabilities (Session Code: DW2). – 2008. – 11 p. Access mode: [http://b-dig.iie.org.mx/BibDig/EWEC\\_2008/DW2.2.pdf](http://b-dig.iie.org.mx/BibDig/EWEC_2008/DW2.2.pdf).

Надійшла 12.12.2011

Received 12.12.2011