

- тей / И.Н. Ковалев. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 200 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
 6. Демов О.Д. Розрахунок поетапного впровадження конденсаторних установок в розподільні мережі енергопостачальних компаній при дефіциті коштів / О.Д. Демов, А.Б. Миндюк, І.О. Бандура // Новини енергетики. – 2011. – С. 38-44.

Bibliography:

1. Karpov F.F. Reactive power compensation in distribution networks / F.F. Karpov. – М.: Energy, 1975. – 184 p. (Rus.)
2. Melnikov N.A. Electrical networks and systems / N.A. Melnikov. – М.: Energy, 1969. – 456 p. (Rus.)
3. Idelchik V.I. Electrical systems and networks / V.I. Idelchik. – М.: Energoatomizdat, 1989. – 592 p. (Rus.)
4. Kovalev I.N. Selection of compensating devices in the design of electrical networks / I.N. Kovalev. – М.: Energoatomizdat, 1990. – 200 p. (Rus.)
5. Zhelezko Yu.S. Loss of electricity. Reactive power. Power quality: A guide for practical calculations / Yu.S. Zhelezko. – М.: ENAS, 2009. – 456 p. (Rus.)
6. Demov O.D. Calculation phased implementation capacitors in distribution networks of power supply companies with a deficit of money / O.D. Demov, A.B. Myndyuk, I.A. Bandura // News of Energy. – 2011. – P. 38-44. (Ukr.)

Рецензент: В.М. Кутін
д-р техн. наук, проф., «ВНТУ»

Стаття надійшла 06.05.2015

УДК 621.311(07)

© Яндульський О.С.¹, Нестерко А.Б.²

**ЦЕНТРАЛІЗОВАНА СИСТЕМА ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛЮВАННЯ
ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З
ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

Сучасні підходи до керування електроенергетичними системами (ЕЕС) ґрунтуються на використанні математичних моделей систем, без яких неможливо здійснювати оптимальне керування. Отримані з системи моніторингу перехідних режимів (СМІР) дані використовуються для ідентифікації моделі електроенергетичної системи, яка є адекватною відносно процесів зміни частоти ЕЕС і дозволяє вирішувати задачу оптимального керування перехідним режимом ЕЕС. Використання керування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) при регулюванні процесів зміни частоти підвищує ефективність керування. В роботі розроблено структуру та алгоритми роботи ієрархічної системи централізованого керування, що дозволяє залучити до регулювання частоти керувані ВДЕ.

Ключові слова: електроенергетична система, регулювання частоти, оптимальне керування, відновлювані джерела енергії.

Яндульський О.С., Нестерко А.Б. Централізована система оптимального регулювання частоти і потужності електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії. Сучасні підходи до управління електроенергетичними системами (ЕЕС), ґрунтуються на використанні математичних

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

² аспірант, НТУУ «Київський політехнічний інститут», м. Київ, nesterko@fea.kpi.ua

ских моделей систем, без которых невозможно осуществлять оптимальное управление. Полученные из системы мониторинга переходных режимов (СМПР) данные используются для идентификации модели электроэнергетической системы, которая является адекватной относительно процессов изменения частоты ЕЭС и позволяет решать задачу оптимального управления переходным режимом ЕЭС. Использование управляемых возобновляемых источников энергии (ВИЭ) при регулировании процессов изменения частоты повышает эффективность управления. В работе разработана структура и алгоритмы работы иерархической системы централизованного управления, которая позволяет привлечь к регулированию частоты управляемые ВИЭ.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, регулирование частоты, оптимальное управление, возобновляемые источники энергии.

O.S. Yandulsky, A.B. Nesterko. Centralized system of optimal power frequency control of electrical power system with renewable energy sources. One of the priorities of the energy power system (EPS) modernization is the creation and implementation of transitional regimes monitoring, which are used to improve information provision and quality of EPS regimes management. Current approaches to the control of electric power systems are based on the use of mathematical models, which are essential in performing optimal control. Obtained from the transitional regimes monitoring system (TRMS) data are used to identify the model of the electricity system that is adequate as relate to the frequency change and makes it possible to control the EPS transitional regime. The obtained EPS model can be improved on the basis of the known structure and composition of the EPS main equipment. Renewable energy sources (RES) peculiarities such as variability and unpredictability as well as connection to the distribution network make systemic regulation rather complicated. Relevance of the work is necessitated with the need to develop new approaches to the management of EPS with lots of RES. Using controlled renewable energy sources (RES) and controlling frequency improves regulation efficiency. The structure and algorithms of hierarchical system of centralized management that make it possible to control frequency using RES have been worked out.

Keywords: electric power system, power frequency control, optimal control, renewable power sources.

Постановка проблеми. Одним з пріоритетів розвитку ЕЕС є створення та впровадження систем моніторингу перехідних режимів, які використовуються для підвищення рівня інформаційного забезпечення та якості управління режимами енергооб'єднань. Особливістю СМПР, на відміну від існуючих систем телеметрії, є часова синхронізація вимірюваних параметрів режимів шляхом використання переданих з супутників сигналів точного часу і висока дискретність реєстрації параметрів, що і визначає широкий спектр їх застосування. В ОЕС України СМПР дають найбільший ефект при аналізі причин і наслідків технологічних порушень і системних аварій, при оцінюванні станів ЕЕС, вирішенні задач інформаційного забезпечення автоматичного керування. Окрім того, використання даних СМПР дозволяє проводити ідентифікацію ЕЕС для подальшої розробки оптимальних регуляторів для керування усталеними та перехідними режимами електроенергетичної системи. Актуальність роботи обумовлена необхідністю розробки нових підходів до керування ЕЕС при інтенсивному впровадженні відновлюваних джерел енергії, режим генерування яких складно передбачити.

Метою роботи є дослідження підходів до побудови системи оптимального керування перехідними процесами зміни частоти ЕЕС з керованими відновлюваними джерелами енергії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Однією з задач оптимального керування є визначення адекватної моделі об'єкту керування. Важливим напрямком використання СМПР є ідентифікація, корекція та верифікація динамічних моделей ЕЕС. Для задач автоматичного регулювання частоти та потужності, динамічна модель повинна адекватно відображати перехідні процеси зміни частоти синхронних генераторів.

Результат ідентифікації моделі ЕЕС на основі зареєстрованих перехідних процесів зміни основних режимних параметрів може бути уточнений даними про структуру та склад моделі.

Збір інформації про структуру та параметри основних елементів системи ускладнений змінною природою та значними розмірами ЕЕС. При відсутності можливості безпосереднього отримання даних про динамічні характеристики системи доцільно використати методи опосередкованого оцінювання параметрів [1].

При виникненні небалансу активної потужності характер зміни частоти в окремих частинах ЕЕС відрізняється [1]. Аналіз перехідного процесу зміни частоти в окремих частинах ЕЕС при аварійному відключенні блоку 1ГВт в ОЕС України [1] показав, що швидкість зміни частоти генераторів, розташованих ближче до місця виникнення небалансу (МВН), більша, ніж для більш віддалених. Це обумовлено початковим розподілом небалансу відповідно до електричної відстані від генераторів до МВН.

Під час перехідного процесу в ЕЕС синхронізуюча потужність утримує електричну частоту обертання ротора синхронних генераторів однаковою для усіх генераторів, приєднаних до мережі. Проте у зв'язку з неоднорідним розподілом небалансу по агрегатах [2] та наявністю слабких системних зв'язків, при збуренні утворюються групи генераторів з когерентними миттєвими частотами - когерентні групи генераторів (КГГ) або кластери. Не порушуючи умов синхронної роботи системи, миттєві частоти кластерів в перехідному режимі відрізняються між собою, при цьому когерентність може проявлятися на коротких інтервалах часу (швидка когерентність) та на довгих (повільна когерентність). Результати досліджень [2, 3] свідчать, що для оцінки динамічних характеристик КГГ доцільно використовувати групи з повільною когерентністю.

Визначення кількості та складу КГГ виконується на основі використання ієрархічної або ймовірнісної кластеризації [3] даних СМПР. Аналіз ПП зміни частоти при аварійному відключенні блоку 1ГВт на Запорізькій АЕС виявив три когерентні групи генераторів в ОЕС України (рис. 1). Склад КГГ здебільшого обумовлений структурою зв'язків елементів ЕЕС та не залежить від типу та місця збурення, якщо це збурення не змінює основну структуру електричних зв'язків системи.

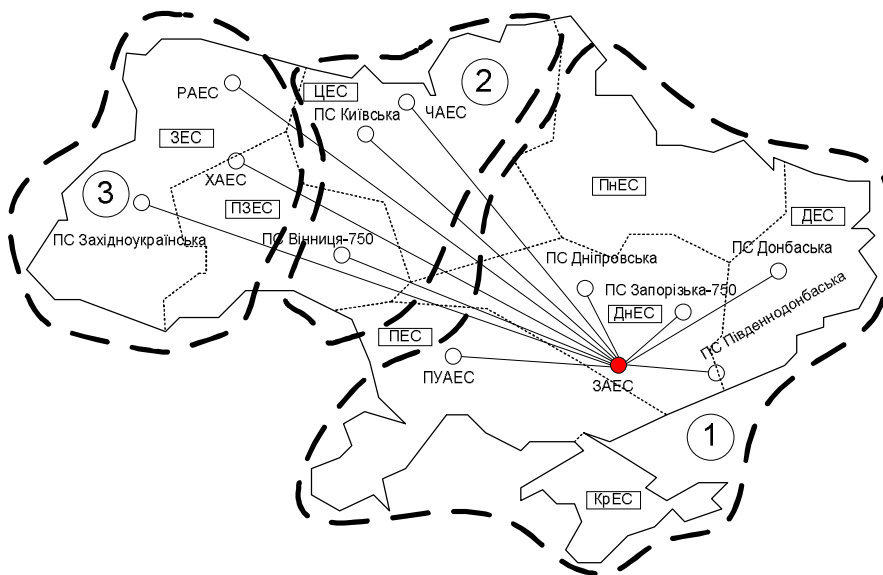


Рис. 1 – Когерентні групи генераторів при відключенні блоку на 1ГВт

Характерні миттєві частоти кластерів оцінюються частотою центру інерції КГГ. Для визначення частоти центру інерції кластеру по даним СМПР необхідно провести фільтрацію коливань між окремими кластерами [3], яка може бути виконана за допомогою фільтрації Фур'є, вейвлет фільтрацією або апроксимацією кривих перехідних процесів методом найменших квадратів.

Для визначення частот центрів інерції (ЧЦІ) кластерів проведена фільтрація методами дискретного вейвлет перетворення (ДВП) [1] та перетворення Фур'є з урахуванням можливої відсутності даних СМПР по усіх генераторах групи (рис. 2).

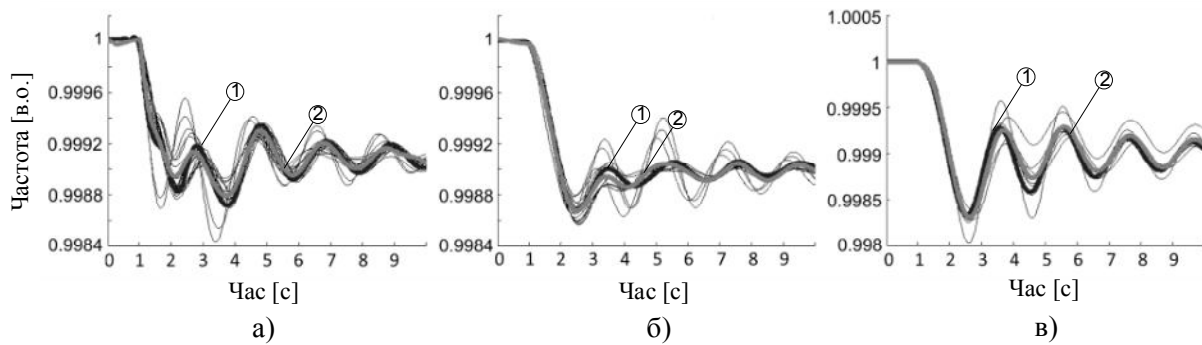


Рис. 2 – Частота центру інерції кластеру №1 (а), кластеру №2 (б) та кластеру №3 (в) при збуренні на ЗАЕС: 1 – ЧЦІ отримана на основі фільтрації Фур’є, 2 – ЧЦІ отримана на основі ДВП

Відсутність даних СМПП по усіх генераторах групи компенсувалася нормуванням спектральної потужності коливань генераторів в когерентних групах. Таким чином коливання з різною амплітудою, але протилежною фазою (внутрішні коливання КГГ), при зворотному перетворенні спектрів Фур’є в сигнали коливань будуть повністю компенсовані [1].

Ціль статті. Особливості роботи відновлюваних джерел енергії, а саме змінність та непередбачуваність в сукупності з приєднанням до розподільчої мережі ускладнюють використання ВДЕ в задачах системного регулювання. Проте останні дослідження показали можливість використання відновлюваних джерел енергії при регулюванні частоти та потужності. Окремо слід виділити здатність окремих типів ВДЕ до швидкої, в межах декількох секунд, керованої зміни потужності незалежно від режимних умов [2].

З урахуванням вищесказаного для вирішення задачі керування перехідним процесом зміни частоти запропонована ієрархічна дворівнева структура системи керування, що дозволяє надійно та ефективно реалізовувати завдання керування на системному та регіональному рівнях.

Виклад основного матеріалу. Математична модель ЕЕС, зображеної на рис. 1, з урахуванням систем первинного та вторинного керування частотою та потужністю зображена на рис. 3. Централізоване керування системою побудоване за ієрархічною структурою, що дозволяє враховувати взаємний вплив КГГ на процес зміни частот відповідних центрів інерції. Центральний контролер (ЦК) вирішує задачі керування системного рівня, регіональні контролери відповідають за ефективну реалізацію керівних впливів визначених ЦК.

Критерій оптимальності керування частотою в перехідному режимі центрального контролера визначається нормами функціонування системи. Перетік потужності між двома підсистемами визначається відповідно до виразу:

$$Ps + jQs = \frac{V_1 V_2 \sin(\delta) + j(V_1^2 - V_1 V_2 \cos(\delta))}{X} \quad (1)$$

Значення еквівалентного відносного кута (δ) між векторами напруги V_1, V_2 відповідних КГГ визначається інтегралом ЧЦІ відповідних еквівалентних генераторів ($\delta = \int_0^{t_f} \omega(t) dt + \delta_0$). За обмеженої регулюючої здатності ВДЕ [3] вибір у якості критерію опти-

мальності мінімізації квадрату відхилення відносних частот по когерентним групам генераторів дозволяє вирішувати проблему демпфування низькочастотних коливань потужності. При збільшенні частки керованих ВДЕ в енергобалансі доцільно розширити критерій, включивши в процес оптимізації абсолютне відхилення частоти.

Відповідно до проведених досліджень [2] великим електроенергетичним системам притаманна стійкість основних електричних зв’язків (перетини 330-750кВ). Зміни навантаження, складу основного обладнання, тощо на відносно коротких інтервалах часу не мають значного впливу на динамічні характеристики системи, що визначають характер перехідного процесу

зміни частоти [2]. Зважаючи на структурну стійкість ЕЕС, використання лінеаризованої моделі ЕЕС для синтезу оптимальних регуляторів не вносить значної похибки на результат. Оптимальність керування доцільно оцінювати на основі квадратичного критерію якості (2), що може бути забезпечений на основі використання лінійного-квадратичного регулятора [4].

$$J = \int_0^T (x^T Q x + u^T R u) dt, \quad (2)$$

де Q, R – вагові матриці; x – вектор змінних стану системи.

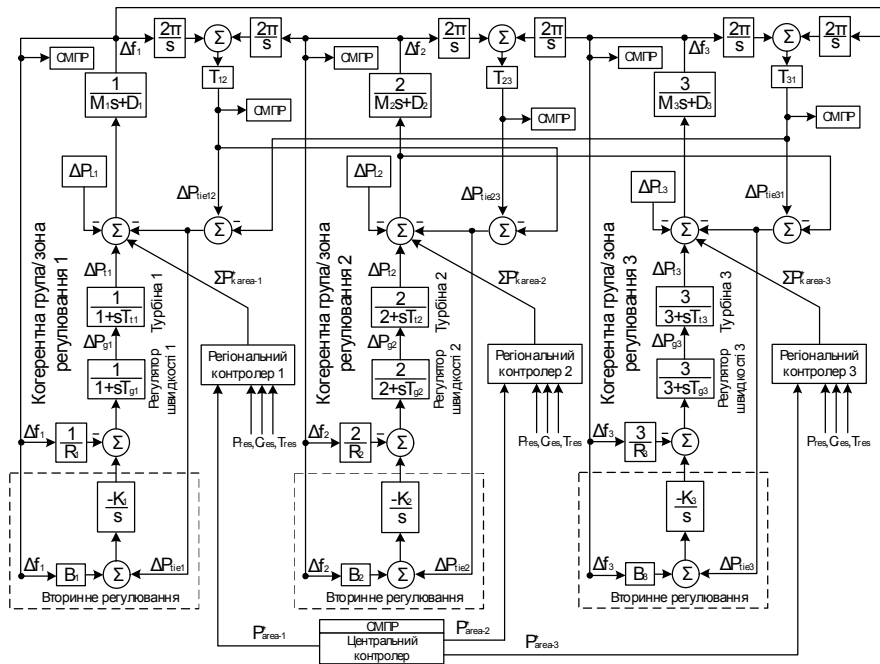


Рис. 3 – Схема централізованого керування частотою ЕЕС з трьома когерентними групами генераторів

Основною задачею регіонального контролера є реалізація задач керування поставлених центральним контролером, що передбачає підтримку заданих резервів потужності в регіоні та забезпечення можливості швидкої зміни потужності керуючих органів.

Проведені дослідження [1] показали технологічну необхідність залучення ВДЕ до процесів регулювання частоти та потужності, при цьому ВДЕ з інверторним приєднанням у якості регулюючих органів дозволяє здійснювати швидку зміну потужності станції, що відіграє ключову роль в процесі керування перехідними режимами.

Після видачі центральним контролером команди на оперативну корекцію потужності КГГ регіональний контролер розподіляє її між своїми регулюючими органами. При цьому рішення на завантаження кожного конкретного регулюючого органу приймає РК на основі режимних, технологічних, економічних обмежень [5].

$$P_{area-i}^* = \sum_{k=1}^M P_k^*, \quad (3)$$

де $k = 1, 2, 3 \dots M$; P_k^* – зміна потужності i -го керуючого елемента.

В найпростішому випадку для видачі керівного впливу відповідного уставці центрального регулятора (P_{area-i}^*), на локальному рівні команда розподіляється між регулюючими органами згідно залежності

$$b_k(t) = \frac{\sum_{k=1}^M P_{res-k}(t)}{P_{area-i}^*(t)}, \quad (4)$$

де P_{res-k} – максимальний резерв потужності для регулювання на завантаження чи розвантаження. У випадку якщо керуючий елемент не залучений до видачі реактивної потужності – $P_{res-k}(t) = \sqrt{S_{res-k}^2(t) - 0(t)}$, а якщо залучений то – $P_{res-k}(t) = \sqrt{S_{res-k}^2(t) - Q_k^2(t)}$.

Таким чином на кожен керуючий елемент дається команда

$$P_k^*(t) = P_{res-k}(t) * b_k(t). \quad (5)$$

Для перевірки ефективності запропонованої системи керування на моделі ОЕС України було проведено моделювання аварійного відключення блоку 1ГВт на Запорізькій АЕС (рис. 4).

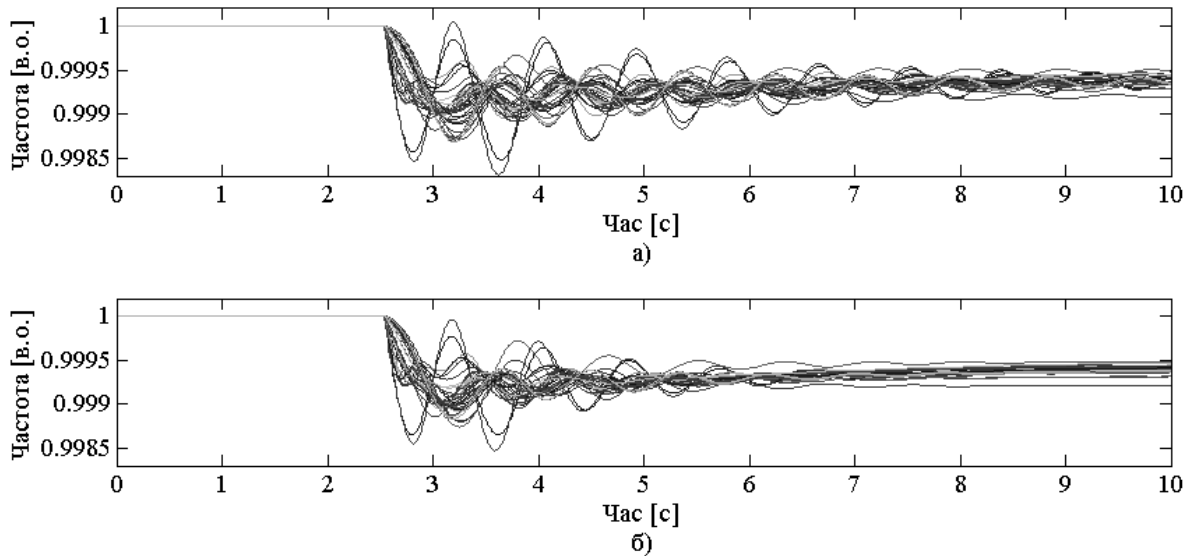


Рис.4 – Розрахунок перехідного процесу зміни частоти синхронних генераторів ЕЕС при відключенні блоку 1ГВт в ОЕС України: а) без централізованого керування; б) при централізованому керуванні

Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти синхронних генераторів при моделюванні аварійного відключення блоку 1 ГВт в ОЕС України вказують на двократне зменшення часу перехідного процесу зміни частоти при використанні централізованого керування. Отримані дані свідчать про ефективність використання лінійного-квадратичного регулятора в структурі централізованого керування.

Висновки

В роботі запропонований підхід до оптимального керування перехідним процесом зміни частоти електроенергетичної системи на основі використання керованих ВДЕ. Запропонований підхід, оснований на використанні синхронізованих вимірів системи моніторингу перехідних режимів для ідентифікації системи, що адекватно відображає перехідні процеси зміни частоти центрів інерції когерентних груп генераторів. Отримані результати свідчать про те, що використання лінеаризованої моделі ЕЕС у процесі централізованого управління не вносить значної похибки на результат керування. Ефективність центрального контролера доцільно оцінювати на основі квадратичного критерію якості, що може бути забезпечений використанням лінійного-квадратичного регулятора. В умовах змінного генерування відновлюваних джерел енергії, при технологічних та режимних обмеженнях основна задача регіонального контролера полягає у забезпеченні гарантованого виконання команд центрального контролера в заданих часових інтервалах. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти синхронних генераторів при моделюванні відключення блоку 1ГВт в ОЕС України вказують на двократне зменшення часу перехідного процесу зміни частоти при централізованому керуванні. Залучення керованих відновлюваних джерел енергії до процесів регулювання частоти дозволяє підвищити швидкість та селективність реалізації керівних впливів.

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)