

УДК 621.311(07)

А.Б.Нестерко (НТУУ "КПІ", Київ)

Підвищення ефективності регулювання частоти електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії

Відповідно до "Енергетичної стратегії України на період до 2030 року" передбачається широке впровадження ВДЕ в електроенергетичній системі, що обумовить зміну структури генеруючих потужностей ОЕС України, її режимів за частотою та умов функціонування існуючих автоматичних систем регулювання. Використання даних СМІР дозволяє вирішувати задачу синтезу оптимальних регуляторів для керування перехідними режимами за частотою ЕЕС. В роботі досліджено підходи до використання керованих ВДЕ у якості засобів системного регулювання частоти, запропоновано структуру та алгоритми роботи ієрархічної системи централізованого керування режимами ЕЕС за частотою.

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

В соответствии с "Энергетической стратегией Украины на период до 2030 года" предусматривается широкое внедрение ВИЭ в электроэнергетической системе, что обусловит изменение структуры генерирующих мощностей ОЭС Украины, ее режимов по частоте и условий функционирования существующих автоматических систем регулирования. Использование данных СМІР позволяет решать задачу синтеза оптимальных регуляторов для управления переходными режимами по частоте ЭЭС. В работе исследованы подходы к использованию управляемых ВИЭ в качестве средств системного регулирования частоты, предложена структура и алгоритмы работы иерархической системы централизованного управления режимами ЭЭС по частоте.

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

Постановка проблеми. Зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальному енергобалансі електроенергетичної системи (ЕЕС) приводить до зміни структури та режиму роботи генеруючих потужностей об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України. Негативний вплив впровадження ВДЕ на процеси регулювання частоти ЕЕС обумовлений змінним та ймовірнісним характером генерування потужності відновлюваних джерел енергії при низькій якості управління перехідними режимами за частотою [1].

Існуючі підходи до регулювання частоти в ОЕС України не відповідають вимогам [2] в частинах контролю виділених резервів потужності, селективності керування, обмежень на допустимі межі зміни режимних параметрів під час регулювання. При використанні ВДЕ у якості додаткових засобів регулювання частоти в умовах недостатньої оснащеності розподільних електричних мереж засобами телемеханіки, моніторингу та діагностики [1] вказані недоліки можуть призвести до зниження ефективності роботи існуючих автоматичних систем регулювання.

Впровадження систем моніторингу перехідних режимів (СМІР) дозволяє підвищити якість вирішення задач інформаційного забезпечення автоматичного керування та аналізу причин і наслідків технологічних порушень і системних аварій. Окрім того, використання даних СМІР дозволяє проводити ідентифікацію ЕЕС для подальшої розробки оптимальних регуляторів для керування усталеними та перехідними режимами електроенергетичної системи.

В цих умовах набуває актуальності розробка підходів до керування перехідними режимами ЕЕС за частотою при широкомасштабному впровадженні відновлюваних джерел енергії.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. При виникненні небалансу активної потужності характер зміни частоти в окремих частинах ЕЕС відрізняється. Аналіз перехідного процесу зміни частоти в окремих частинах ЕЕС при значних збуреннях [3–5] показав, що швидкість зміни частоти синхронних генераторів (СГ), розташованих ближче до місця виникнення небалансу, більша, ніж для більш віддалених. Це обумовлено

початковим розподілом небалансу відповідно до "електричної відстані" від генераторів до місця виникнення небалансу. У зв'язку з неоднорідним розподілом небалансу по СГ [6] 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 у перехідному режимі відрізняються між собою; при цьому когерентність може проявлятися на коротких інтервалах часу (швидка когерентність) та на довгих (повільна когерентність). Результати досліджень [6, 7] свідчать, що для оцінки динамічних характеристик КГГ доцільно використовувати групи з повільною когерентністю.

Результати аналізу даних перехідних режимів за частотою, розрахованих на моделі ОЕС України, свідчать про наявність трьох КГГ з повільною когерентністю (рис. 1); при цьому склад КГГ здебільшого обумовлений структурою ЕЕС (електричними зв'язками та характеристиками обладнання) та інваріантний по відношенню до місця і характеру збурення.

Вихідні дані для процесу визначення КГГ – миттєві швидкості обертання роторів синхронних генераторів/двигунів. Характеристики КГГ оцінюються на основі аналізу частот центрів інерції відповідних КГГ та значень зміни потужності когерентних груп під час перехідних режимів за частотою [7]. З метою зменшення часу формування керівних сигналів для засобів регулювання, в умовах наявності в перехідних режимах з частотою виражених КГГ з повільною когерентністю розмірність динамічної моделі ЕЕС доцільно зменшити [7].

В умовах використання ВДЕ у якості додаткового засобу регулювання частоти в масштабах, визначених КГГ, важливою задачею є підвищення точності прогнозування генерування ВДЕ, яка може бути вирішена на основі агрегування та територіального розосередження відновлюваних джерел енергії [8]. Окрім того, дослідження [6] довели здатність окремих типів ВДЕ змінювати вихідну потужність у межах декількох секунд незалежно від режимних умов, що свідчить про можливість залучення ВДЕ до керування перехідним режимом за частотою до активації первинного регулювання.

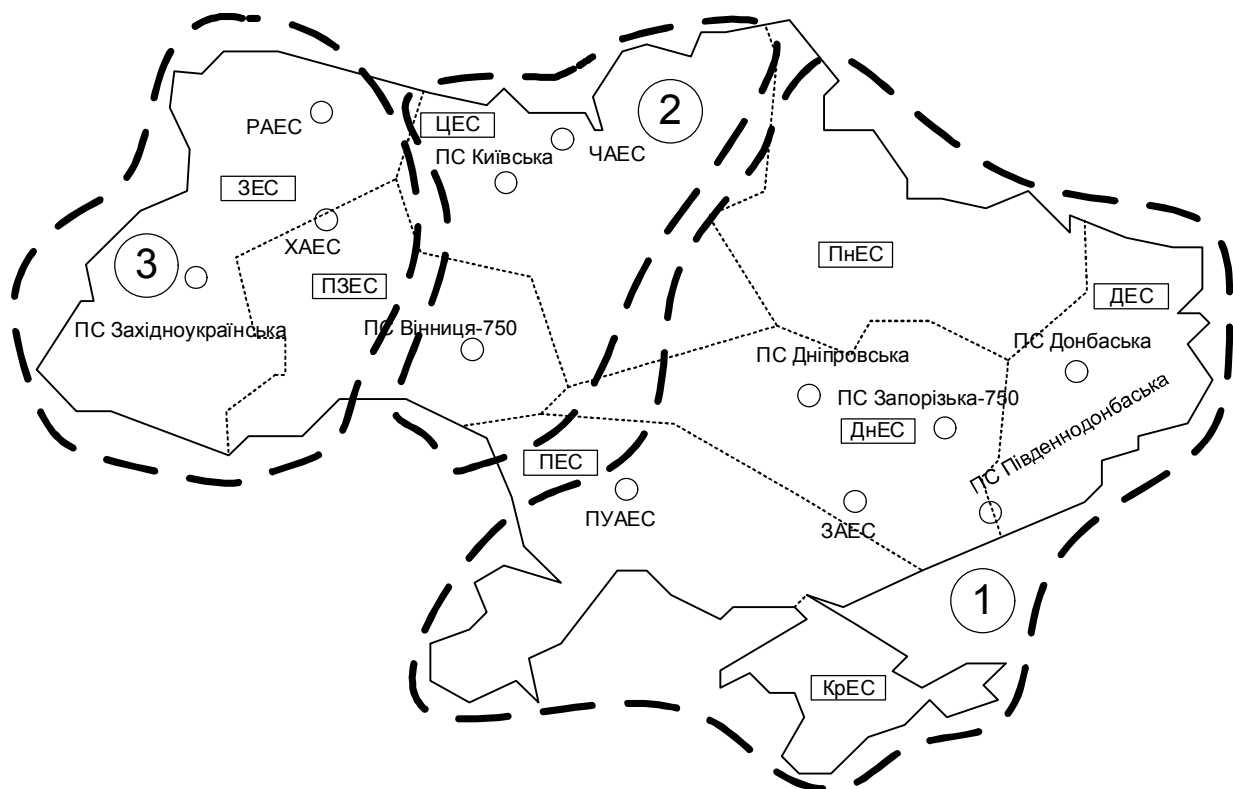


Рис. 1. Три когерентні групи генераторів, що виникають при значних збуреннях в ОЕС України.

Формулювання цілей статті. Метою даної роботи є підвищення ефективності автоматичного керування перехідними режимами за частотою електроенергетичної системи на основі використання визначеної моделі ЕЕС, інформаційного забезпечення СМІР та керування ВДЕ.

Виклад основного матеріалу. Для розв'язання задачі керування перехідним процесом зміни частоти запропоновано ієрархічну дво-рівневу структуру системи керування ЕЕС, модель якої (з урахуванням систем первинного та вторинного регулювання частоти і потужності) зображена на рис. 2.

Централізоване керування системою, побудо-

ване за ієрархічною структурою, дозволяє врахувати взаємний вплив КГГ та процес зміни частот відповідних центрів інерції при формуванні команд засобам керування. Центральний контролер (ЦК) вирішує задачі керування системного рівня, а регіональні контролери відповідають за реалізацію команд, сформованих ЦК, та підтримку заданих характеристик резервів потужності в регіоні.

За обмеженої регулюючої здатності ВДЕ [7], керування, метою якого є мінімізація відхилення (від номінального значення) частот когерентних груп генераторів, дозволяє вирішувати проблему демпфування низькочастотних коливань потужності в перехідних режимах за частотою.

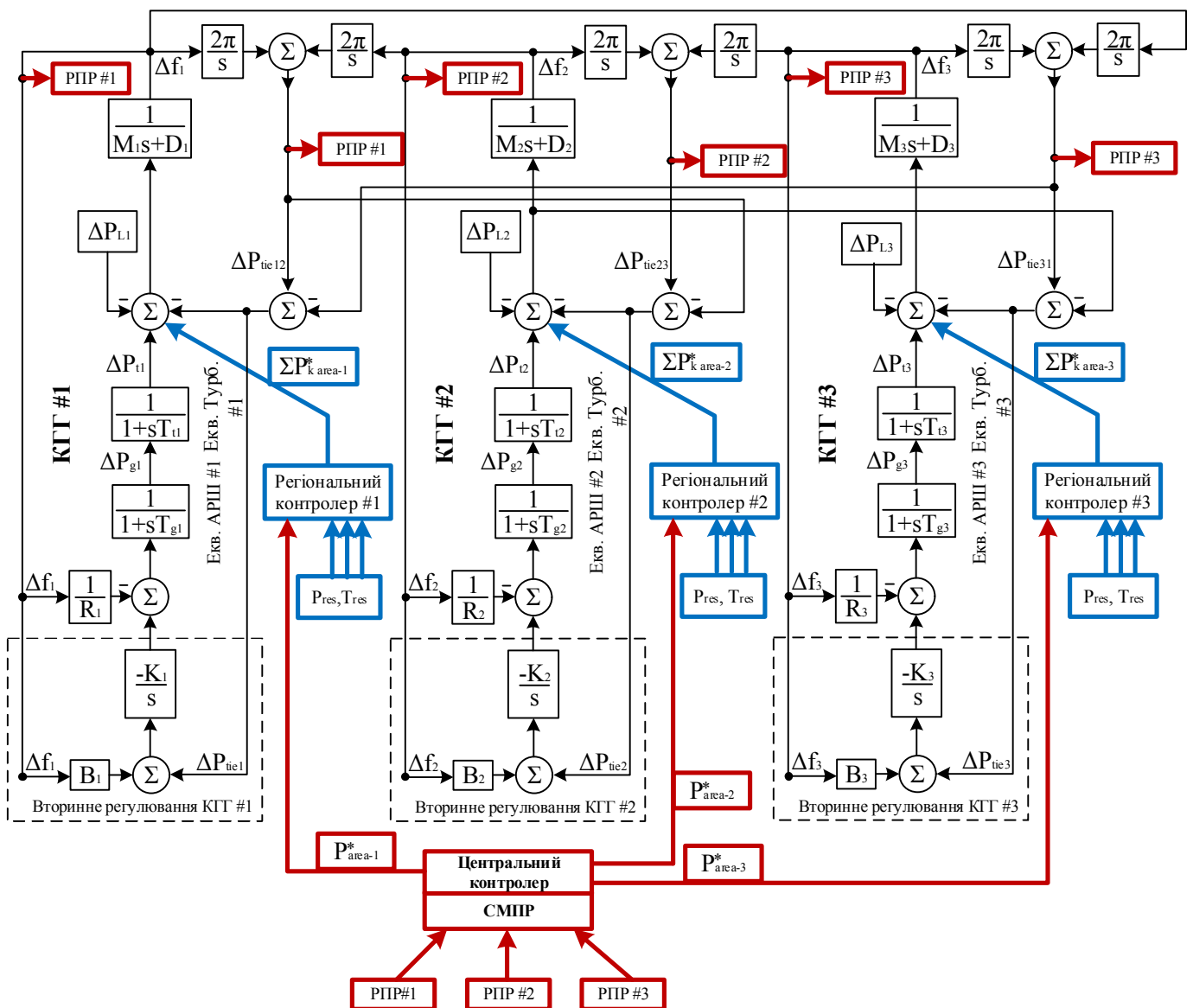


Рис. 2. Еквівалентна модель ОЕС України (три когерентні групи генераторів) з централізованим керуванням перехідними режимами за частотою: M – еквівалентна постійна інерції КГГ; D – еквівалентний коефіцієнт демпфування КГГ; T_b , T_g , T_{res} – постійні часу еквівалентної турбіни, генератора та ВДЕ відповідної когерентної групи; R – еквівалентний коефіцієнт статизму КГГ; B – еквівалентний коефіцієнт корекції за частотою; ΔP_L , ΔP_{tie} – відхилення від планового значення величини навантаження та потоку відповідно; Δf – відхилення частоти КГГ від номінального значення; ΔP_{area} – використана потужність резервів засобів керування; РІР – реєстратор перехідних режимів (напр. типу "Регіна-Ч").

Результати досліджень [6] свідчать, що параметри основних електричних зв'язків (характеристик основних перетинів) великих електроенергетичних систем змінюються повільно. Зміни навантаження, складу основного обладнання тощо на розрахункових інтервалах часу не впливають на динамічні характеристики системи, що визначають характер перехідного процесу зміни частоти [6]. Зважаючи на це, для синтезу регуляторів у роботі використовується лінеаризована модель ЕЕС. В класі лінійних систем використання критерію, заданого у квадратичній формі (1), дозволяє оцінювати якість керування у вигляді лінійних комбінацій змінних стану та входів моделі ЕЕС.

$$J = \int_0^T (x^T Q x + u^T R u + 2x^T N u) dt, \quad (1)$$

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

Важливо, щоб критерій оптимальності керування системою, заданий у формі (1), узгоджувався з можливістю здійснення керування. Критерій (1)

мінімізується на основі лінійно-квадратичного регулювання (ЛКР), використання якого для реальних електроенергетичних систем ускладнено відсутністю можливості врахування технологічних обмежень: на "траєкторію" процесу, яким керують; на значення наявних резервів та швидкості завантаження і розвантаження; на значення режимних параметрів, що визначають межі стійкості ЕЕС. Вказані технологічні особливості можуть бути формалізовані та витримані в процесі керування, використовуючи управління на основі прогнозуючої моделі (УПМ) ЕЕС [9].

Для перевірки ефективності системи керування на основі УПМ у програмних комплексах *Power Factory* та *MatLab* на моделі ОЕС України (спрощена структура якої наведена на рис. 2) було проведено моделювання трифазних КЗ на шинах 750 кВ ПС "Західноукраїнська", ПС "Донбаська", ПС "Київська" (рис. 3). Для регулювання частоти ЕЕС резерви потужності розраховані з умови виділення 25% (± 500 МВт на кластер) від потужності ВДЕ в ОЕС України (станом на 2018 рік, відповідно до [10]).

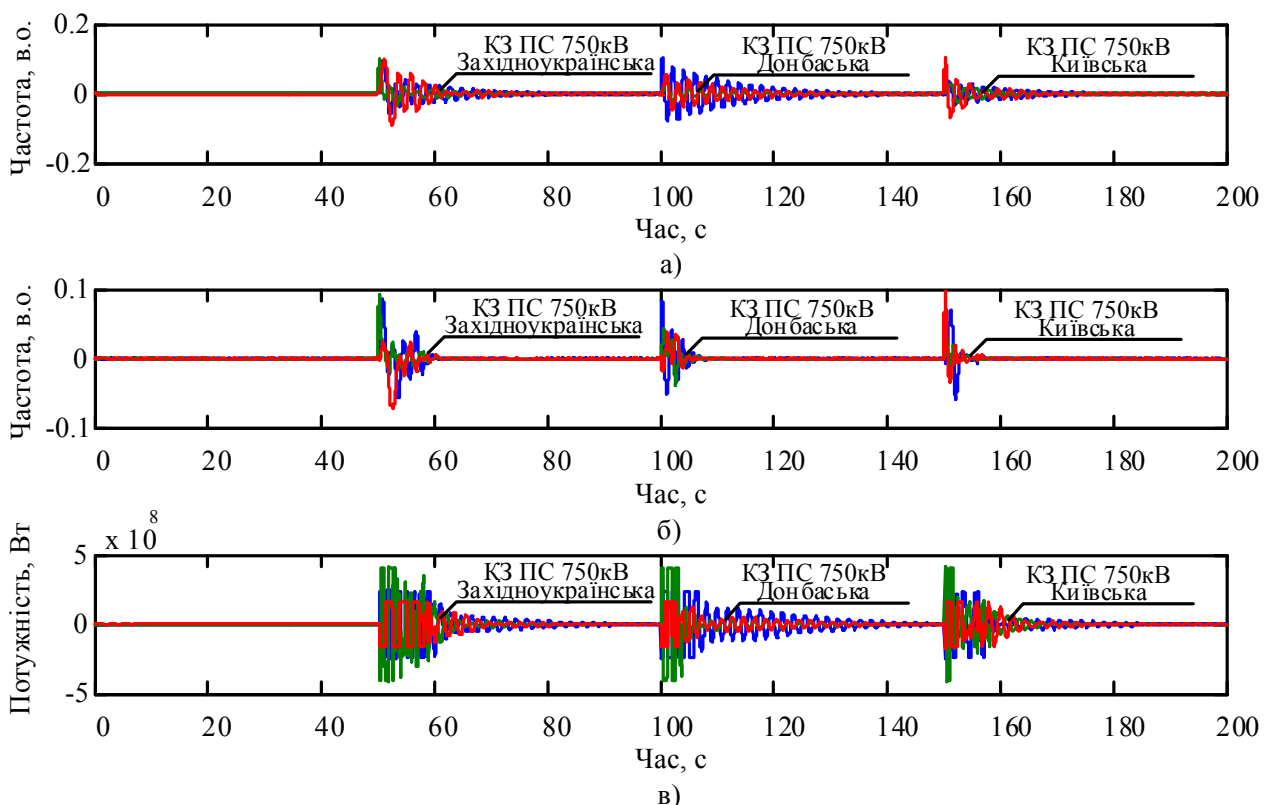


Рис. 3. Результати розрахунку відхилення частоти центрів інерції КІГ без (а) та з централізованим керуванням на основі УПМ (б) та використаної потужності резервів засобів керування відповідних КІГ (в).

Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти синхронних генераторів при моделюванні трифазних КЗ на шинах 750 кВ ПС "Західноукраїнська", ПС "Донбаська", ПС "Київська" в ОЕС України вказують на зменшення часу перехідного процесу зміни частоти з 30-40 с до 5-10 с (порівнюючи рис. 3а та рис. 3б), що свідчить про трикратне збільшення демпфування низькочастотних коливань при використанні централізованого керування на основі УПМ. У процесі керування потужність засобів керування (рис. 3в) знаходиться у визначених межах (± 500 МВт).

Висновки. В роботі запропоновано централізовану систему автоматичного керування перехідним процесом зміни частоти електроенергетичної системи з використанням управління на основі прогнозуючої моделі, синхронізованих вимірів системи моніторингу перехідних режимів та ВДЕ як засобів керування. Основною задачею централізованого управління на основі прогнозуючої моделі є мінімізація квадратичного критерію якості в умовах обмежених резервів засобів керування. Результати розрахунку перехідного процесу зміни частоти синхронних генераторів при моделюванні трифазних металічних КЗ на шинах 750 кВ ПС Західноукраїнська, ПС Донбаська, ПС Київська в ОЕС України вказують на трикратне збільшення демпфування низькочастотних коливань при використанні централізованої ієрархічної системи керування перехідними режимами за частотою.

1. *Кириленко О.В.* Проблеми з забезпечення надійної роботи ОЕС України в умовах реформування енергетики //

Вісник КДПУ імені Михайла Остроградського. – 2009. – Ч. 1. – С. 135–141.

2. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 Нормативний документ Мінпаливенерго України. Настанова. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України.

3. *Яндульський О.С., Марченко А.А., Хоменко О.В., Мацейко В.В.* Оптимізація параметрів системного регулятора для автоматичного регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України // *Наук. пр. Донец. нац. техн. ун-ту. Сер. Електротехніка і енергетика.* – 2013. – Вип. 2. – С. 300–304.

4. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М.* Комплексне моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності в динамічних режимах роботи ОЕС України // *Техн. електродинаміка.* – 2012. – № 6. – С. 44–50.

5. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах – М.: Высш. шк. – 1985. – 536 с.

6. *Shun-Hsien H., Sharma S.* System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection // *Power and Energy Society General Meeting, IEEE.* – 2011. – P. 1–6.

7. *Chow J. H.* Power system coherency and model reduction // *London: Springer, 2013.* – P. 300.

8. *Дрёмин И.В.* Математическое моделирование процессов автоматического регулирования частоты и мощности в ОЭС с рассредоточенными ВЭС и генераторами-регуляторами // *Проблеми загальної енергетики.* – 2014. – №3 (38). – С. 22–28.

9. *Sebaa K., Moulahoum S., Houassine H. and Kabache N.* Model predictive control to improve the power system stability // *13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, IEEE.* – 2013. – P. 208–212.

10. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років. Проект. Додаток 6. План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії, щодо яких видані технічні умови на приєднання. Режим доступу: http://2014.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo/document/197383/01_PlanRozv_ostat.pdf