

ТЕХНІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМ ПРИ ІНТЕГРАЦІЇ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

Проведено аналіз особливостей, що пов'язані з впровадженням джерел розподіленої генерації в існуючі енергосистеми. Наведено основні зміни в технічних характеристиках таких енергосистем та їх систем керування. Показано ряд особливих режимів, що підлягають контролю при їх роботі.

Вступ. Кількість енергосистем з джерелами живлення розподіленої генерації (distributed generation), тобто енергосистем (main power system), до складу яких входять джерела розподіленої генерації (РГ), постійно збільшується. При цьому до джерел живлення РГ відносяться генератори малої потужності, у тому числі відновлювані джерела енергії з паралельно приєднаним до них навантаженням, які можуть працювати як автономно, так і паралельно з основною енергосистемою. Причому кількість таких джерел постійно збільшується. В країнах ЄС прийнята програма, яка передбачає до 2020 р. збільшення потужностей відновлюваних джерел енергії до 20 % від загальної встановленої потужності енергосистем. У цілому зростання використання відновлюваних джерел енергії в Європі складає близько 25 % на рік. Це пов'язано не тільки з загальною потребою у забезпеченні електроенергії, але й з проблемою підвищення надійності енергопостачання [16].

Використання РГ передбачає можливість генерування електроенергії в основну мережу поряд з забезпеченням електроенергією споживачів, які знаходяться у безпосередній близькості до джерела РГ, що зменшує втрати електроенергії при її передаванні [6].

Впровадження в енергосистемах джерел РГ змінює характеристики енергосистеми і створює певну кількість технічних проблем. Мова йде про проблеми, пов'язані з забезпеченням надійності функціонування та безпеки обслуговування, погіршенням показників якості електроенергії. Змінюються правила керування і планування режимів роботи енергосистем та РГ [10].

Етапи впровадження джерел розподіленої генерації. Досвід країн ЄС показав, що впровадження РГ у діючі енергосистеми [10] відбувається в три етапи.

Перший етап – пристосування (accommodation) РГ до діючих енергосистем. Цей етап країни ЄС вже пройшли. Україна перебуває на першому етапі.

Другий етап – створення децентралізованої енергосистеми, яка працює разом з централізованою енергосистемою [12]. Країни ЄС, США знаходяться на другому етапі. Джерела РГ і основна енергосистема стають рівноправними учасниками процесу забезпечення споживача електроенергією. Включаються процеси організації взаємодії між основною енергосистемою і РГ при управлінні енергосистемою. Вирішуються проблеми спільної підтримки параметрів напруги у споживача, оптимізації втрат. На роздрібному ринку електроенергії починає діяти конкуренція.

Третій етап – створення дисперсної енергосистеми (dispersed system), де значну частину енергії виробляють децентралізовані станції поряд з централізованою генерацією.

Технічні заходи для забезпечення інтеграції РГ до енергосистеми.

Попри позитивні цілі, які несе інтеграція РГ до енергосистеми, це призводить до зміни властивостей енергосистем. Зокрема, значно ускладнюється процес її керування. У зв'язку з цим виникає необхідність у розробці та впровадженні більш точних і жорстких стандартів експлуатації енергосистем з РГ.

У таблиці наведено технічні заходи для забезпечення інтеграції РГ до енергосистеми.

1	Оцінка впливу РГ на основну енергосистему в нормальних та аварійних режимах (стійкість функціонування, якість електроенергії)
---	---

2	Впровадження методів розрахунку перетоків потужності в нормальних і аварійних режимах
3	Встановлення приладів керування та контролю процесів відокремлення та виведення джерел РГ на паралельну роботу з енергосистемою
4	Узгодження роботи релейного захисту енергосистеми з автоматикою РГ
5	Визначення регламенту роботи диспетчерських служб
6	Встановлення пристроїв контролю якості електроенергії
8	Метрологічні заходи, включаючи встановлення лічильників електроенергії з урахуванням двонаправленості потоків потужності

Розробка концепції розвитку енергосистеми з джерелами РГ. Бар'єром для розвитку енергосистем з джерелами РГ є необхідність зміни філософії розбудови енергосистеми [21]. Сучасна типова розподільча мережа середньої і низької напруг має вертикальну радіальну структуру. Електроенергія передається від знижувального трансформатора по радіальній мережі до споживача. При підключенні джерел РГ перетоки потужності у розподільчій мережі можуть змінювати напрямки і, у крайньому випадку, протікати в зворотному напрямку до шин знижувального трансформатора. Отже, виникає проблема реконструкції енергосистеми з урахуванням впливу джерел РГ на енергосистему. Як приклад вирішення цієї задачі є розробка стратегічного плану розвитку енергетики Каліфорнії [21].

Поряд з цим для забезпечення паралельної роботи основної енергосистеми і РГ розроблено стандарти IEEE P1547 [13], європейський G59/1 [9], канадський [11, 14, 15, 17, 22]. Загальний огляд комплексу проблем, що виникають при впровадженні і експлуатації розподіленої енергосистеми, наведено в роботах [11, 20]. Зазначимо, що система, яка контролює приєднання РГ до розподільчої мережі, коштує до 15 % від вартості РГ.

В ЄС з міркувань обмеження струмів короткого замикання введено вимогу (стандарт) обмеження загальної установленої потужності джерел РГ (limiting DG installed capacity), одночасно приєднаних до основної енергосистеми [8].

В Україні питання введення в дію і експлуатації РГ розроблені частково у нормативних документах [5].

Зміна властивостей енергосистеми при інтеграції джерел РГ у нормальних та аварійних режимах. Як уже наголошувалося, в енергосистемах з джерелами РГ лінії електропередачі середньої або низької напруги, які традиційно мають вертикально-радіальну структуру і одне джерело енергії, перетворюються в лінії електропередачі з приєднанням багатьох джерел живлення та випадковим законом генерації електроенергії. Крім того, поява джерел РГ змінює інші властивості енергосистеми.

Так, газотурбінні когенераційні установки мають меншу постійну інерцію у порівнянні з потужними агрегатами генерації ТЕЦ і таким чином змінюються динамічні характеристики енергосистеми. Що стосується вітроенергетичних установок (ВЕУ), то вони використовують асинхронні двигуни, які є споживачами реактивної потужності, мають пульсуючий нерівномірний режим генерації. Таким чином, слід передбачити, що споживачі, які використовують енергію ВЕУ, повинні мати резервні потужності у розмірі до 50 % від потужності ВЕУ. Крім того, змінюється співвідношення активної і реактивної потужностей в мережі. Установка ємнісної компенсації реактивної потужності змінює частотні характеристики енергосистеми та склад вищих гармонік. Швидкі коливання вихідної потужності ВЕУ призводять до появи шкідливого ефекту "флікера" в основній енергосистемі. Значення флікера залежить від параметрів енергосистеми – потужності КЗ енергосистеми, кута внутрішнього імпедансу [18]. Сонячні установки працюють лише вдень, мають пульсуючий нерівномірний режим генерації [1]. Їх інвертори генерують в електромережу вищі гармоніки.

У самих установках РГ, приєднаних до енергосистеми, мають місце проблеми, пов'язані з забезпеченням стійкості і надійності роботи, що потребує встановлення додаткової апаратури автоматики. Певною мірою на стійкість роботи установки РГ впливає режим роботи навантаження та співвідношення між потужністю, що споживається навантаженням

РГ, та потужністю, яка передається в енергосистему. Маються на увазі, в першу чергу, особливості роботи асинхронних двигунів, приєднаних до джерел РГ [2–4].

Слід зауважити, що гідроелектростанції мають нерівномірний сезонний характер генерації, а асинхронні генератори є споживачами реактивної потужності. Підключення компенсаторів реактивної потужності змінює частотну характеристику енергосистеми. Таким чином, після відновлення з'єднання джерела РГ, який працював автономно, з основною енергосистемою, змінюється частотна характеристика енергосистеми та виникають певні перехідні процеси. Такі збурення в енергосистемі можуть призвести до помилкової роботи пристроїв релейного захисту основної енергосистеми, ускладнення процесу керування енергосистемою, зменшення її стійкості [18]. У споживачів такі збурення в енергосистемі можуть погіршувати показники якості напруги, частково зменшувати надійність постачання електроенергії.

Всі перераховані збурення в енергосистемі пов'язані з таким параметром, як “потужність короткого замикання енергосистеми”(short-circuit capacity). Для його оцінки пропонується використовувати параметр «внутрішній імпеданс енергосистеми» [19]. Цей параметр залежить від потужності КЗ трансформаторів і генераторів, приєднаних до енергосистеми, довжини ліній електропередач, потужності компенсаторів реактивної потужності, сумарної приєднаної потужності РГ. Мінімальне значення внутрішнього імпедансу нормується для кожної конкретної енергосистеми з РГ.

Вплив РГ на якість електроенергії. Встановлені у віддалених точках енергосистеми джерела РГ підвищують рівень напруги у місці встановлення. Це є позитивною рисою РГ по відношенню до якості електроенергії. У той же час РГ можуть створювати негативні явища, генеруючи додаткові гармоніки.

У країнах ЄС при проектуванні використовують нормовані значення відхилення параметрів якості електроенергії, пов'язані з підключенням нового джерела РГ. До них належать максимальне відхилення напруги у стаціонарних режимах, значення флікера, значення рівнів гармонік [18].

Якість електроенергії енергосистеми з РГ безпосередньо пов'язана зі згаданим вище параметром “потужність короткого замикання”. Для захисту від погіршення якості електроенергії оператор електромережі повинен гарантувати задане мінімальне значення цього параметру [6, 19]. Таким чином, інтеграція РГ до енергосистеми має як позитивний, так і негативний вплив на якість електроенергії і потребує проведення відповідного аналізу.

Відокремлення та виведення джерела РГ на паралельну роботу з енергосистемою. Збільшення частки РГ у загальній потужності енергосистеми призводить до виникнення нової властивості енергосистеми – підвищується її надійність завдяки можливості розділення енергосистеми на окремі райони в аварійних ситуаціях. Але реалізація такої властивості потребує певної модернізації енергосистеми [6].

При роботі енергосистеми має місце така технічна проблема, як виявлення відокремлення від енергосистеми джерела РГ з власним навантаженням (енергоострів). Відключення РГ від основної енергосистеми має виконуватися спеціальною апаратурою відокремлення.

При паралельній роботі основної енергосистеми і енергоострова всі джерела електроенергії працюють синхронно. У разі виникнення аварійної ситуації в основній енергосистемі, РГ чи її частина й надалі лишається приєднаною до мережі і постачає частину електроенергії в електромережу. У разі повторного включення основної енергосистеми і подачі напруги може виникнути пошкодження розподілених локальних генераторів у зв'язку з втратою синхронізації. Ця проблема вирішується встановленням апаратури введення джерела РГ на паралельну роботу з енергосистемою, зокрема, пристроїв ручної або автоматичної синхронізації.

Невід'ємною частиною апаратури введення джерела РГ на паралельну роботу з енергосистемою та апаратури відокремлення є пристрій виявлення відокремлення (ПВВ), що встановлюється на вході джерела РГ. У разі відключення енергосистеми або при відсутності напруги в ній цей режим енергосистеми має бути виявлений і РГ (розподілений локальний генератор з підключеним навантаженням) має бути відключеним від енергосистеми за

0,3...0,5 с. Пристрій виявлення відокремлення знімає проблему наведеної напруги, яку генерують РГ, в елементах основної енергосистеми протягом часу, коли джерела електроенергії основної енергосистеми відключені. Наведені напруги джерел РГ у знеструмленій енергосистемі небезпечні тим, що можуть призвести до неправильної роботи релейного захисту, наразити на небезпеку враження напругою обслуговуючий персонал. Згідно зі стандартом IEEE 1547 [13] такий режим енергосистеми є забороненим.

До інших технічних заходів слід віднести впровадження нових методів розрахунку режимів енергосистем, зокрема, розрахунок струмів КЗ, оптимізацію втрат електроенергії, а також організацію диспетчерського керування в нормальних та післяаварійних режимах роботи та в режимі відновлення електропостачання.

Висновки. Основною метою інтеграції РГ в енергосистему є підвищення надійності електропостачання, зменшення втрат електроенергії та екологічного навантаження на довкілля.

У той же час поява джерел РГ призводить до виникнення технічних проблем з організації їх роботи в енергосистемі – забезпечення стійкості роботи, якості електроенергії, організація диспетчерського керування, у тому числі контролю відокремлення РГ від енергосистеми, виведення джерел РГ на паралельну роботу з енергосистемою та ін. Виникають проблеми в електричних мережах середньої та низької напруги у зв'язку з появою двонаправлених перетоків потужності, потребою обмеженням струмів КЗ та визначенням місць КЗ.

Проведен анализ особенностей, связанных с внедрением источников распределенной генерации в существующие энергосистемы. Приведены основные изменения в технических характеристиках таких энергосистем и их систем управления. Показан ряд особых режимов, которые подлежат контролю при их работе.

Analysis of special features caused by introduction of the sources of distributed generation into the existing power systems is conducted. The basic changes in such power systems and their control systems features are given. A number of special modes which are subject to control in the process of their operation is shown.

1. Анякин В.М., Фаворський Ю.П. Система спостереження за блоком перетворення відновлюваної енергії: Мат. ІХ міжнар. конф. "Відновлювана енергетика ХХІ століття". Крим, 2008. – С.179–180.
2. Банько С.Н., Трач І.В. Электромеханическая устойчивость при быстрействующем восстановлении напряжения в энергосистеме // Problemy Electroenergetyki. Materialy IV Miedzynarodowego Seminarium (Lodz, 18-19 pazdziernika 2004). – Lodz: Instytut Electroenergetyki. – 2004. – P. 211–218.
3. Воронай Н.И., Ефимов Д.Н. Требования к противоаварийному управлению ЭЭС с учетом изменения условия их развития и функционирования // Надежность либерализованных систем энергетики. – Новосибирск: Наука, 2004. – С.74–84.
4. Севастюк І.М., Трач І.В. Поліпшення якості електроенергії у розподіленій енергосистемі малої потужності, працюючій паралельно з енергосистемою // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр.– К.: ІЕД НАНУ, 2007. – № 1. – С. 50–53.
5. Правила приєднання когенераційних установок до електричних мереж. Загальні положення / Постанова НКРЕ 21.01.2006р. №47. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06.02.2006 р. за № 97/11971.
6. Caldon R., Stocco A., Turri R. Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation // Electric Power Systems Research, V. 78, Iss. 12, Dec., 2008. – P. 2017–2023.
7. Climate Energy, LLC. <http://www.freewatt.com/about.asp>
8. Conti S. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation // Electric Power Systems Research, 2009. – V. 79, Iss. 1, Jan. – P. 49–56.
9. Engineering Recommendation G59/1 "Recommendations for the connection of Embedded Generating Plant to the Regional Electricity Companies' Distribution Systems" (Electricity Association, 1991).
10. EUR 21970 Towards Smart Power Networks. Lessons learned from European research FP5 projects "Towards Smart Power Networks". Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2005. – 39 p. http://europa.eu.int/comm/research/rtdinfo/index_en.html.
11. Grid interconnection remains impractical for many DG projects // Power 2002. 146, № 7. – С. 51, 54–57.
12. IAE 2002. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. Paris, 2002.
13. IEEE standart. P1547 Series of Standards for Distributed Resources // IEEE 1547 2003 Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems.
14. IEEE P1547.5 – Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10MVA to the Power Transmission Grid.

15. *Interconnection of Distributed Resources and Electricity Supply Systems*. Draft, CSA Std. C22.3. – 2007. – No. 9.
16. *Lyons J.P.* IEA - Integration of Wind Power into Electricity Grids // GE Energy. – May 25, 2004.
17. *Martel S., Turcotte D.* Review of Distributed Generation Product and Interconnection Standards for Canada // IEEE Electrical power conference. Oct. 25–26, 2007, Monreal, Canada.
18. *Papadopoulos M.P., Papathanassiou S.A., Boulaxis N.G., Tentzerakis S.T.* Voltage quality change by grid-connected wind turbines // Proceedings of EWEC'99, March 1999, Nice, France.
19. *Renner H., Fickert L.* Costs and responsibility of power quality in the deregulated electricity market, Inst. for Electr. Power Syst., Graz Univ. of Technol., Austria, 1999.
20. *Survey of Studies and Analysis Tools Used for Assessment of Distributed Generation Integration in Canadian Distribution Systems*. Report – CETC 2006-070 (TR). April 2006.
21. *Tomashefsky S.* Draft DG Strategic Plan: Overview and Status. California Energy Commission. May 2002.
22. *Web page of the standards coordinating committee on fuel cells, photovoltaics, dispersed generation and energy storage* [Online]: <http://grouper.ieee.org/groups/scc21/>.

Надійшла 20.08.2009