

АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПРОБЛЕМ КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ ТА АВАРІЙНИМИ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ОБ'ЄКТАМИ РОЗОСЕРЕДЖЕНОГО ГЕНЕРУВАННЯ

Вінницький національний технічний університет

Анотація

Аналіз міжнародного досвіду показує, що розвиток розосередженого генерування (РГ) у світі відбувається в основному за рахунок будівництва або створення генеруючих об'єктів на базі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), що є стійким трендом, який показує суттєвий вплив на режими роботи розподільних електричних мереж (РЕМ) та розвиток економічного потенціалу регіонів. Дослідження проблемних технічних питань інтегрування об'єктів розосередженого генерування, керування нормальними та аварійними режимами розподільних мереж та мереж внутрішнього електропостачання дозволить виявити проблемні аспекти, які потребують рішення з урахуванням особливостей об'єднаної електроенергетичної системи України.

Ключові слова: розосереджене генерування, відновлювані джерела енергії, розподільна електрична мережа, нормальний та аварійний режими.

Abstract

Analysis of international experience shows that the development of distributed generation in the world is mainly due to the construction or creation of generating facilities based on renewable energy sources, which is a stable trend that shows a significant impact on the modes of distribution networks and the development of economic potential of the regions. Research of problematic technical issues of integration of distributed generation objects, management of normal and emergency modes of distribution networks and internal power supply networks will allow to reveal problematic aspects that need to be solved taking into account the peculiarities of the unified electric power system of Ukraine.

Keywords: distributed generation, renewable energy sources, power network, normal and emergency modes.

Вступ

Статистика потужності енергії від ВДЕ Міжнародного агентства з питань випуску джерел енергії (IRENA) в 2020 році показує, що на нові джерела енергії, головним чином, гідро- та вітроенергетику, сонячну, геотермальну та біоенергетику, за минулий рік прийшлося 72% від всього приросту потужностей. Енергія від ВДЕ збільшилася на 7,6% у 2019 році, додавши 176 ГВт генеруючих потужностей у світі. [1, 2].

Основними напрямками у забезпеченні майбутнього світової енергетики є розвиток нових технологій виробництва та транспортування енергоресурсів, формування «нової енергетики», заснованої на ВДЕ, розподіленій генерації, інтелектуалізації на транспорті, у житлово-комунальному господарстві та промисловості. У зв'язку з цим, ефективність використання енергії є одним із найважливіших факторів науково-технічного прогресу, розвитку виробничої діяльності, послуг та стабільної роботи енергетичного виробництва. Складність, значні фінансові витрати на будівництво та експлуатацію обладнання об'єктів електроенергетики, а також поступове зростання потреб споживачів до якості електроенергії створюють основу для оптимізації технічних рішень, реалізованих в секторах генерування, передавання та розподілення електроенергії [3].

Ключовою директивою Європейського Союзу із використання відновлюваних джерел енергії є Директива 2009/28/ЕС, яка встановлює загальні межі для розвитку енергетики з відновлюваних джерел з метою досягнення спільної цілі щодо частки цієї енергії у кінцевому споживанні енергії (електроенергія, опалення та охолодження) та для підвищення частки енергії з відновлюваних джерел, що споживається в транспортному секторі. Існує багато механізмів стимулювання розвитку «зеленої» енергетики. У державах-членах ЄС застосовуються такі основні підходи:

1. Пільгові системи («зелені» тарифи та надбавки), які базуються на інструментах ціноутворення. Уряд фіксує ціну, ринок вирішує кількість.

2. Регулювання квотами із застосуванням системи зелених сертифікатів, яке базується на кількісному принципі. Уряд фіксує кількість, ринок встановлює ціну.

Вказані інструменти можуть бути використані в різних формах. Практично всі держави-члени ЄС застосовують одночасно декілька моделей підтримки, з яких одна-дві є для країни основними. У багатьох випадках пільгові системи доповнюються іншими інструментами політики, наприклад інвестиційними грантами [4].

- **«Зелений» тариф.** «Зелений» тариф являє собою спеціально підвищений тариф на електроенергію, за яким виробник гарантовано може її продати. Зазвичай він встановлюється на довготривалий період з поступовим зменшенням його величини і диференціюється для різних технологій і потужностей установок (*Німеччина, Австрія, Данія, Франція*).

- **Квотування.** Регулятор встановлює певну мінімальну частку «зеленої» електроенергії, яка має бути в загальній структурі електроенергії. При цьому регулятор накладає зобов'язання з використання «зеленої» електроенергії шляхом встановлення відповідних квот. Система таких квот часто поєднується з використанням «зелених» сертифікатів (*Швеція, Польща, Італія, Румунія, Бельгія*).

- **«Зелені» сертифікати.** Зобов'язана за квотою сторона видає відповідний сертифікат на обсяги виробленої електроенергії. Якщо виробляється більше «зеленої» енергії, ніж передбачено квотою, виробник може продати ці обсяги за сертифікатом іншому суб'єкту, який ще не виконав свої зобов'язання за квотами.

Сонячна та вітрова енергія продовжує домінувати у розширенні потужностей ВДЕ, частка яких у 2019 році складає 90% від усього чистого приросту для ВДЕ. Обсяги сонячної енергії збільшуються з 586 ГВт на 20%, а вітрової - з 623 ГВт на 10%. Китай і США продовжують домінувати в процесі нарощування відновлювальної електроенергії, в той час як Китай, Індія, Японія, Республіка Корея та В'єтнам у 2019 році мали найвищі нові потужності в сонячній енергетиці. За прогнозом експертного співтовариства, частка ВДЕ у виробництві електроенергії в світі зросте до 27,1% до 2030 р. і до 48,8% - до 2050 р. відповідно. В структурі ВДЕ в 2030 р. буде переважати вітрова енергетика (70%), але до 2050 р. її частка скоротиться до 47% за рахунок зростання частки сонячної, враховуючи спад цін на фотоелектричні модулі [5].

Результати дослідження

На сьогоднішній день під об'єктом РГ розуміється електростанція, так що складається з однієї чи кількох генерувальних установок, які підключаються до РЕМ або до мереж внутрішнього електропостачання споживачів на напрузі до 110 кВ включно, максимально наближені до вузлів електропостачання, працюють паралельно з електроенергетичною системою (ЕЕС) або в острівному (автономному) режимі [6].

Враховуючи особливість нашої об'єднаної енергосистеми, об'єкти РГ можуть працювати як паралельно з енергосистемою, так і в острівному (автономному) режимах. Під острівним режимом мають на увазі такий режим роботи енергосистеми з одною або кількома електростанціями (об'єктами РГ), які можуть мати в своєму складі одну або кілька ГУ, а також навантаження, допустиме за всіма умовами електропостачання та електроспоживання, що утворюється при відключенні ЛЕП, яка зв'язує електричну мережу з енергосистемою (в результаті КЗ або за іншою причиною) і існує до моменту його синхронізації з енергосистемою. Відключення ЛЕП може бути реалізоване автоматизовано (за параметрами електричного режиму) або вручну черговим персоналом для забезпечення надійного функціонування об'єктів генерування та/або електропостачання споживачів [7].

Робота електричної мережі в острівному режимі може тривати скільки завгодно. Тривалість роботи її залежить від стану ЛЕП, параметрів режимів в енергосистемі та/або у виділеній ЕМ, рішення чергового персоналу та ін. Як правило, синхронізація виділеної ЕМ з енергосистемою здійснюється відповідними пристроями автоматики.

Відмінність автономного режиму від острівного полягає в тому, що здійснюється відділення від енергосистеми або постійне функціонування однієї ГУ або об'єкта РГ з кількома однотипними ГУ та навантаженням. Дана відмінність суттєва щодо аналізу перехідних процесів, а також розробки та реалізації засобів автоматизованого управління режимами. Залучення об'єктів РГ до участі в реалізації алгоритмів протиаварійної та режимної автоматики РЕМ, а також їх використання в якості резервних джерел електропостачання може дозволити істотно мінімізувати обсяги і час відключення споживачів електроенергії, проте це вимагає створення відповідних регуляторних та економічних механізмів.

Збільшення долі ГУ об'єктів РГ, включаючи об'єкти ВДЕ, в загальній структурі генерувальних потужностей призводить до того, що як вироблення електроенергії, так і її споживання носять нестабільний характер. Керування режимами в таких умовах вимагає застосування глобальних комунікаційних систем, які дозволяють об'єднувати в єдине ціле всю сукупність програмно-апаратних засобів. Необхідність постійного підтримання балансу між генеруванням та споживанням електроенергії, як в нормальних, так і в аварійних режимах, суттєво ускладнює принципи керування багатьма різнотипними ВДЕ. Питання забезпечення надійності функціонування енергосистеми та ЕМ, а також електропостачання споживачів у зазначених умовах - стають особливо актуальними, що вимагає розробки та реалізації нових підходів, як при плануванні їх розвитку, так і в забезпеченні режиму надійності.

Створення системи автоматичного керування (САК) режимами ЕМ є важливою та актуальною задачею, яку необхідно вирішувати із застосуванням сучасних програмно-апаратних комплексів (ПАК). Існуючі принципи та підходи до організації автоматизованого керування не дозволяють у повній мережі забезпечити керування нормальними та аварійними режимами ЕМ з об'єктами РГ, з урахуванням їх особливостей [8].

САК режимами повинні враховувати, по-перше, що кількість об'єктів керування значно більша, ніж у традиційних мережах, по-друге, швидкість розвитку порушень нормального режиму значно вища, у зв'язках з малими значеннями механічних постійних інерції ГУ об'єктів РГ та мікрогенерування, по-третє, в багатоконтурних мережах можливі реверсивні потоки потужності, в залежності від режимів генерування та споживання в конкретний момент часу. Створення такої системи вимагає розвитку стандартизації в області Smart Grid (а саме - розробка серій стандартів з інформаційної взаємодії та керування об'єктами електроенергетики, визначення типової архітектури системи, класифікатор ролей основних її учасників та ін.). Крім того, для ЕМ (мікро-ЕМ), які працюють паралельно з енергосистемою або ізолювано, розробляються спеціальні стандарти для їх проектуванням.

Особливості електричних режимів найбільш яскраво проявляються в острівному (автономному) режимі роботи ЕМ, оскільки аварійні процеси в цьому випадку протікають важче для споживачів, ніж для мережі загального призначення, особливо при виникненні аварійних дефіцитів потужності. Раптові відключення однієї ГУ, групи або цілої електростанції в ЕЕС не може викликати значних дефіцитів потужності і призвести до порушення електропостачання споживачів, а в острівному режимі - це реально. Залежно від схемно-режимних умов, баланс генерування і споживання в ЕМ може змінюватись від надлишку генерації, що призведе до відключення ГУ, до дефіциту [9].

Виділимо основні особливості режимів РЕМ з об'єктами РГ:

- перехідні процеси протікають значно швидше, особливо в острівному (автономному) режимі роботи;
- низька швидкість набору навантаження ГУ з приводом від двигунів внутрішнього згорання призводить до значних відхилень параметрів режиму при зовнішніх впливах і в результаті накидів/скидання навантаження;
- динамічна стійкість газотурбінних установок з вільною силовою турбіною і газопоршневих установок при багатofазних КЗ нормативної тривалості не зберігається, що може призводити до вторинних порушень стійкості інших ГУ і навантаження;
- параметри перехідних процесів істотно залежать від характеристик і параметрів навантаження, внаслідок порівнянних сумарних потужностей ГУ і навантаження, а також малих взаємних опорів;
- реверсивні потоки потужності, що виникають в залежності від режимів генерування та споживання в конкретних вузлах навантаження;
- вплив випадкових чинників, обумовлених наявністю нелінійного і швидкозмінного навантаження, застосуванням обладнання з елементами силової електроніки (пристрої плавного пуску; частотно-регульований привод; джерела безперебійного живлення та ін.);
- значні відхилення показників якості електричної енергії від нормованих значень і короткочасові коливання параметрів режиму в широкому динамічному діапазоні, обумовлені нестационарним (стохастичним) виробленням електроенергії об'єктами ВДЕ.

У розподільних електричних мережах і мережах внутрішнього електропостачання застосовуються пристрої мережевої (АВР лінійне, АВР секційне) та протиаварійної автоматики (АЧР – автоматичне частотне розвантаження, АОЗН – автоматичне обмеження зниження напруги, АОПО – автоматичне обмеження перевантаження обладнання). При технологічному приєднанні

ГУ об'єктів РГ схемно-режимна ситуація в прилеглий мережі кардинально змінюється. Відповідно, необхідно проводити розрахунковий аналіз коректності вибору алгоритмів роботи і параметрів налаштування, що знаходяться в експлуатації пристроїв автоматики. Дані пристрої, як правило, не мають технічних можливостей для розпізнавання режимних областей і адаптації алгоритмів до умов поточного режиму.

Підтримка номінального значення частоти в ЕЕС здійснюється за рахунок застосування систем автоматичного регулювання (САР), безперервно контролюючих баланс генерованої та спожитої активної потужності і реалізують необхідний керувальний вплив. У випадку аварійних відключень можуть виникати загальносистемні або локальні дефіцити активної потужності. Для запобігання неприпустимого зниження частоти за умовами забезпечення стійкої роботи ГУ і електроприймачів споживачів, а також її подальшого відновлення застосовуються пристрої АЧР. Дія АЧР має забезпечувати зниження шкоди від перерви електропостачання, а також безперервність електропостачання найбільш відповідальних споживачів за рахунок відключення менш відповідальних [10].

Пристрої АВР застосовуються в мережах внутрішнього електропостачання для відновлення живлення енергетичних установок шляхом автоматичного приєднання резервного введення (джерела живлення) при знеструмлених електроустановках споживача. Пристрої АВР можуть встановлюватися на силових трансформаторах, ЛЕП, секційних і шиноз'єднувальних вимикачах [11]. Приєднання ГУ об'єктів РГ призводить до істотної зміни схемно-режимних ситуацій, впливаючи пристрої АВР, що знаходяться в експлуатації. У зв'язку з цим необхідно визначити, які зміни в пристроях АВР (алгоритми роботи; параметри налаштування) можуть знадобитися в зв'язку з інтеграцією ГУ в тих вузлах РЕМ, де до цього навантаження була пасивним, тобто при переході від схеми на рис. 1., а до схеми б.

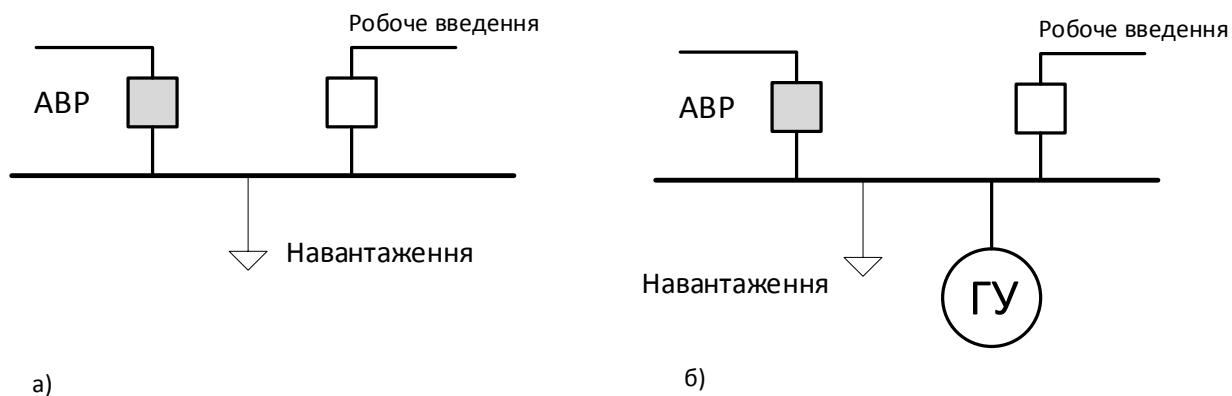


Рис. 1. Принципова однолінійна схема мережі: а – без генераторної установки об'єкта розосередженого генерування; б – з генераторної установки об'єкта розосередженого генерування

Вирішуючи питання сумісності пристроїв АВР, що знаходяться в експлуатації, і нововведених ГУ об'єктів РГ необхідно брати до уваги вимоги до безвідмовної роботи ГУ/об'єкта РГ при зміні параметрів режиму електричної мережі, а також значущості конкретного ГУ/об'єкта РГ в забезпеченні надійності електропостачання споживачів. Якщо допустимо тимчасове відключення ГУ/об'єкта РГ в аварійних режимах роботи мережі, на час існування таких режимів, до моменту їх повторного включення, то слід проаналізувати два можливих рішення:

- не змінюючи алгоритм АВР допускати відключення ГУ/об'єкта РГ при зниженні напруги на виводах або у випадку недопустимості застосування АПВ на єдиній ЛЕП зв'язку об'єкта РГ з енергосистемою, одночасно передбачаючи засоби автоматизації повторного ввімкнення ГУ;
- змінити алгоритми роботи і параметри налаштування пристроїв АВР таким чином, щоб безвідмовна робота ГУ/об'єкта РГ забезпечувалася в різних схемно-режимних ситуаціях.

Для ЕМ з особливо відповідальним навантаженням тимчасове відключення ГУ/об'єкта РГ неприпустиме, оскільки призводить до збитків при порушенні електропостачання. У зазначених умовах потрібна розробка вдосконалених схемних рішень по пристроях лінійного і секційного АВР, що володіють підвищеною швидкодією для зниження тривалості перерв електропостачання споживачів і запобігання ним ушкоджень ГУ від несинхронних включень.

Висновок

Враховуючи вище викладені перспективи розвитку розподільних електричних мереж з об'єктами розосередженого генерування, включаючи об'єкти ВДЕ, очевидно є актуальність та важливість проблем, які виникають при функціонуванні систем автоматичного керування нормальними та аварійними режимами. Сучасний розвиток інформаційних технологій надає широкі можливості для вирішення заданих завдань на принципово новому науково-технологічному рівні із застосуванням сучасних програмно-апаратних комплексів.

Аналіз проблемних питань інтеграції об'єктів РГ, включаючи ВДЕ, в розподільні мережі та мережі внутрішнього електропостачання виявив необхідність вжити заходів щодо поетапного переходу ЕЕС України до структури «енергосистеми майбутнього» за допомогою реалізації проєктів Smart Grid, впровадження систем накопичення електричної енергії, створення систем автоматичного керування режимами та ін. Аварійні процеси в ЕМ з сучасними ГУ об'єктів РГ, особливо при функціонуванні в острівному (автономному) режимі, мають свої специфічні особливості, що яскраво проявляються при виникненні аварійних дефіцитів потужності, які необхідно урахувати при проектуванні протиаварійного керування для забезпечення надійного електропостачання споживачів в різних схемно-режимних умовах. Інтеграція ГУ об'єктів РГ в мережі внутрішнього електропостачання призводить до істотної зміни схемно-режимних умов, що може привести до відмов, а також зайвих і хибних спрацювань пристроїв протиаварійної автоматики. Саме тому, необхідно вдосконалити алгоритми функціонування пристроїв АЧР і АОСН за рахунок забезпечення адаптивності до поточних схемно-режимних умов.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Highlights of the REN21 Renewables 2017 Global Status Report in perspective. URL: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/170607_GSR_2017_Highlights.pdf.
2. Сидоренко Г.И. Анализ изменения значений капитальных вложений на строительство энергетических объектов на основе возобновляемых источников энергии / Г.И. Сидоренко, П.Ю. Михеев // Энергетик. 2017. № 10. С. 34–37.
3. В.В. Кулик, О.Б. Бурикин, Ю.В. Малогулко Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та систем централізованого електропостачання / Вісник Національного технічного університету України Київський політехнічний інститут. Сер.: Гірництво, 2014. №25. С. 113-120.
4. Режим доступу:
<https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiAwf6djqHvAhVQw4sKHfKhCFoQFjAAegQIARAD&url=http%3A%2F%2Ffeinfocenter.rada.gov.ua%2Fuploads%2Fdocuments%2F29501.pdf&usq=AOvVaw2Phg1rwxZgPczZBQd4KDS3>
5. Режим доступу:
<https://www.unep.org/ru/novosti-i-istorii/istoriya/rost-proizvodstva-elektroenergii-ot-vozobnovlyaemykh-istochnikov-v-2019>
6. Гуревич Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018.
7. Vandoorn T.L. A control strategy for islanded microgrids with DC-link voltage control / T.L. Vandoorn, B. Meersman, L. Degroote, V. Renders, L. Vandeveldel // IEEE Trans. Power Del. 2011. Vol. 26. № 2. pp. 703– 713.
8. Батенин В.М. Инновационная электроэнергетика 21 / В.М. Батенин, П.П. Безруких, В.Н. Борин, Е.А. Бузоверов, В.В. Бушуев, Е.И. Ваксман, Н.И. Воропай, Е.В. Гальперова, В.В. Грибова, К.К. Деньщиков, Д.Н. Ефимов, А.З. Жук, В.Н. Ивакин, В.С. Каменев, Б.Б. Кобец, В.Д. Ковалев, И.Н. Колосок, А.Н. Копайгородский, В.Г. Курбацкий, Ю.Н. Кучеров и др. М.: ООО «Издательско-аналитический центр Энергия», 2017.
9. Илюшин П.В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.
10. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1989.
11. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

Головка Тетяна Іванівна — студентка групи ІЕЕ-186, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: holovko0372@gmail.com

Малогулко Юлія Володимирівна — доцент, канд. техн. наук, доцент кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця, e-mail: Julia_Malogulko@ukr.net

Malogulko Yuliia V. — Associate Professor, Ph.D., Associate Professor of power stations and systems department, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia

Holovko Tatyana I. — Department of Power Plants and Systems, Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, email : holovko0372@gmail.com