

МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ БАЛАНСУВАННЯ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

Вінницький національний технічний університет

Анотація

Наразі проблема забезпечення балансу потужностей в електричній мережі викликано рядом чинників, зокрема нестабільністю генерування відновлювальних джерел енергії та технічно застарілим обладнанням електричних мереж, що часто не готові прийняти таку потужність. Як наслідок, в електричній мережі часто виникає надлишок або дефіцит потужності, що негативно впливає на режими її роботи. В роботі розглянуті основні засоби балансування електричної мережі, такі як: потужність резерву, що має підтримувати енергосистема, ємність накопичувача для компенсації нестабільності генерування ВДЕ, визначення споживачів, що можуть приймати участь у регулюванні денного графіка навантаження, що в разі необхідності можуть змістити свій графік генерування, якщо це буде економічно обгрунтовано.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, баланс потужностей, накопичувач.

METHODS AND MEANS OF POWER BALANCING IN ELECTRICAL NETWORKS WITH PHOTOELECTRIC STATIONS

Abstract

Currently, the problem of balancing power in the electrical network is due to a number of factors, in particular the instability of generation of renewable energy sources and technically obsolete equipment of electric networks, which are often not ready to accept such power. As a result, an electrical network often has an excess or a lack of power, which negatively affects its operating modes. The paper considers the main means of balancing the electrical network, such as: the capacity of the reserve to be supported by the power system, the capacity of the drive to compensate for the instability of the generation of RES, the definition of consumers who can participate in the regulation of the daily load schedule, which, if necessary, can shift its schedule of generation, if it is economically justified.

Keywords: renewable energy sources, power balance, storage.

Вступ

Для реалізації нової концепції розвитку електроенергетики необхідна зміна парадигми керування енергосистемою – від концепції централізованого керування – до концепції розподіленого керування. Нові умови й каталізatori розвитку галузі формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують:

– рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і в зворотному шляху;

– постійний контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями;

– інтеграцію розподілених джерел електроенергії (у тому числі поновлюваних) і засобів зберігання електроенергії. Для покращання умов оптимального керування режимами електроенергетичних систем в рамках концепції Smart Grid передбачується розвиток наступних функціональних властивостей [1]:

1. Самовідновлення при зміні станів.
2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача.
3. Забезпечення надійності та якості електроенергії.
4. Використання різних типів електростанцій і систем акумулювання електроенергії – розподілене генерування.
5. Розширення ринків електроенергії і потужності для споживача.

Зокрема відкритий доступ до ринку централізованого і розподіленого генерування. ЕЕС на базі концепції Smart Grid надасть більшій можливості для споживачів і виробників електроенергії за рахунок збільшення пропускної здатності магістральних мереж, розміщення розподілених джерел енергії в розподільних електричних мережах ближче до споживачів. Змінюється статус споживача, обумовленого тим, що він може мати власні джерела електроенергії. Як приклад застосування Smart Grid технологій покажемо на прикладі локальної електричної системи (ЛЕС) з відновлюваними джерелами електроенергії (ВДЕ).

Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком відновлюваних джерел електроенергії і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з Smart Grid технологіями [1-3]. Планований техніко-економічний ефект від впровадження ВДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналадження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачання електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з ВДЕ.

Важливою задекларованою особливістю Smart Grid [1, 2] є можливість для постачальників електроенергії контролювати роботу електроустановок споживачів, тобто дистанційно регулювати споживання електроенергії, зсуваючи його в часі й «підганяючи» під оптимальний графік сукупного генерування [3, 4]. У перспективі за рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання під нестабільне генерування ВДЕ. Переваги такого підходу очевидні.

Метою роботи є дослідження можливості забезпечення балансу потужностей в локальній електричній системі з відновлювальними джерелами енергії.

Результати дослідження

На рис. 1 показано як формується баланс потужності в ЛЕС з комбінованим електропостачанням. Поступлення електроенергії здійснюється від внутрішніх джерел (електростанцій вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС), малих гідроелектростанцій (ГЕС), когенераційних (КГУ) і біогазових (БГУ) установок) та джерел централізованого живлення. Навантаження трансформаторних підстанцій складається з навантаження споживачів і генерування джерел електроенергії, які знаходяться у них на балансі.

Для ЛЕС з комбінованим електропостачанням можуть виникати три різні задачі оптимізації: забезпечення максимального прибутку від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку та технічних обмежень з боку окремих ВДЕ; зменшення залежності локальної електричної системи з сумарним навантаженням $P_{\text{нав}}(t)$ від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення; мінімізації на інтервалі часу $t_0 - t_k$ відхилень від заявленого на наступну добу прогнозованого графіка генерування в ЛЕС з врахуванням метеорологічних умов та характеристик ВДЕ.

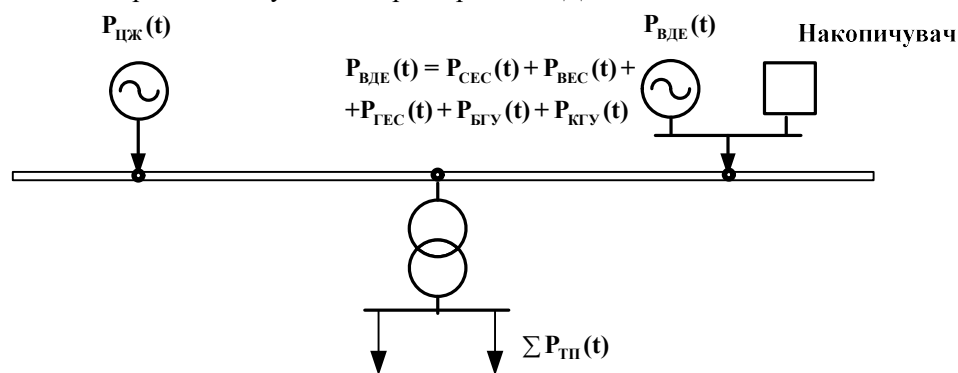


Рисунок 1 – Баланс потужності в локальній електричній системі

Зі зростанням обсягу генерування ВДЕ в електричних мережах актуальною стає задача, яка формується наступним чином:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений (заданий) графік сумарного генерування ВДЕ в ЛЕС, $\sum_{i=1}^n P_i(t)$ – поточне сумарне генерування ВДЕ, n – кількість керованих ВДЕ в ЛЕС.

В ЛЕС для надійного та якісного електропостачання споживачів має підтримуватися баланс потужності:

$$P_{цжк}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{ТП j}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (2)$$

де $P_{цжк}(t)$ – потужність, яка передається в ЛЕС від централізованих джерел електроенергії, $P_{Оі i}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), m – кількість ТП, $\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах ЛЕС.

З (2) визначається потужність централізованого живлення ЛЕС:

$$P_{цжк}(t) = \sum_{j=1}^m P_{ТП j}(t) + \Delta P(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0. \quad (3)$$

Потужність $P_{оае}(t)$ в залежності від внутрішнього балансу потужності в ЛЕС може бути зі знаками плюс або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в ЛЕС, а в другому – ЛЕС видає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення $P_{оае}(t)$ є підтримання з заданою точністю генерування ВДЕ в ЛЕС (ідеально мало б бути $P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0$). При цьому має

враховуватися прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою автоматизованою системою керування (АСК) і дозволяє достатньо адекватно відтворювати стани керованих ВДЕ на наступну добу. За рахунок цього умовно-керовані та нестабільні джерела енергії типу ВЕС та СЕС в цільових функціях та обмеженнях задач оптимального керування можна представити математичним сподіванням часових залежностей генерування $M_{ВЕС}\{P(t)\}$, $M_{СЕС}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

Щодо навантаження трансформаторних підстанцій, то воно визначається за методикою, викладеною в [5]. Втрати ТВЕ в електричних мережах ЛЕС $\Delta P(t)$ визначаються за допомогою програмного комплексу [6], в якому використовуються типові графіки і метод визначення навантаження трансформаторних підстанцій.

В балансі потужності ЛЕС суттєве значення має заявлений графік генерування ВДЕ $P_{ВДЕ}(t)$, точність дотримання якого залежить від точності прогнозу метеопараметрів. Кращі системи прогнозування "на день наперед" дають похибку в межах до $\pm 20\%$. Така похибка не може задовольнити вимоги щодо точності погодинного графіка генерування ВЕС і СЕС 10%.

Підвищити точність погодинного генерування ВЕС і СЕС на добу вперед можливо, зменшивши похибку прогнозу метеопараметрів, що має об'єктивні обмеження, або використовуючи інші методи.

Як показує практичний досвід, кращий метод прогнозування генерування ВЕС і СЕС – це об'єднання усереднення прогнозів, отриманих від різних постачальників. Як варіант – встановлення певних довірчих коефіцієнтів для параметрів різних метеослужб. Інший шлях – організація балансувального в реальному часі пункту групою ВЕС і СЕС, генерування кожної з них моделюється і прогнозується окремо. Інтегруючи прогнози від локальних виробників дають більш точне значення сумарного генерування. Разом з тим, такий підхід спрощує і здешевлює підтримання балансу з застосуванням накопичувачів електроенергії або з використанням системного резерву як платної послуги. В цьому випадку простіше узгоджувати графіки генерування ВЕС і СЕС та навантаження споживачів електроенергії.

Найбільше відхилення від заявленого погодинного графіка генерування ВЕС і СЕС можна компенсувати двома способами. Перший – контролювати не погодинний графік потужності генерування, а сумарне генерування електроенергії за добу. Як правило, тут похибка вкладається у встановлені 10%. Другий спосіб виконання заявленого добового графіка потужності – це допустити одну-дві його поточні корекції за результатами реальних вимірювань. Враховуючи розосередженість ВЕС і СЕС в ЛЕС, така корекція практично не вплине на баланс в ній.

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВЕС і СЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Як приклад, такої системи можна навести систему керування ЛЕС з ВДЕ, яка використовується у «Вінницяобленерго» (див. рис. 2). Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються

типів графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження ТП [5] для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення ТВЕ в електричних мережах. Для підтримання балансу потужності в ЛЕС і генерування ВЕС і СЕС за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, запропоновано АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

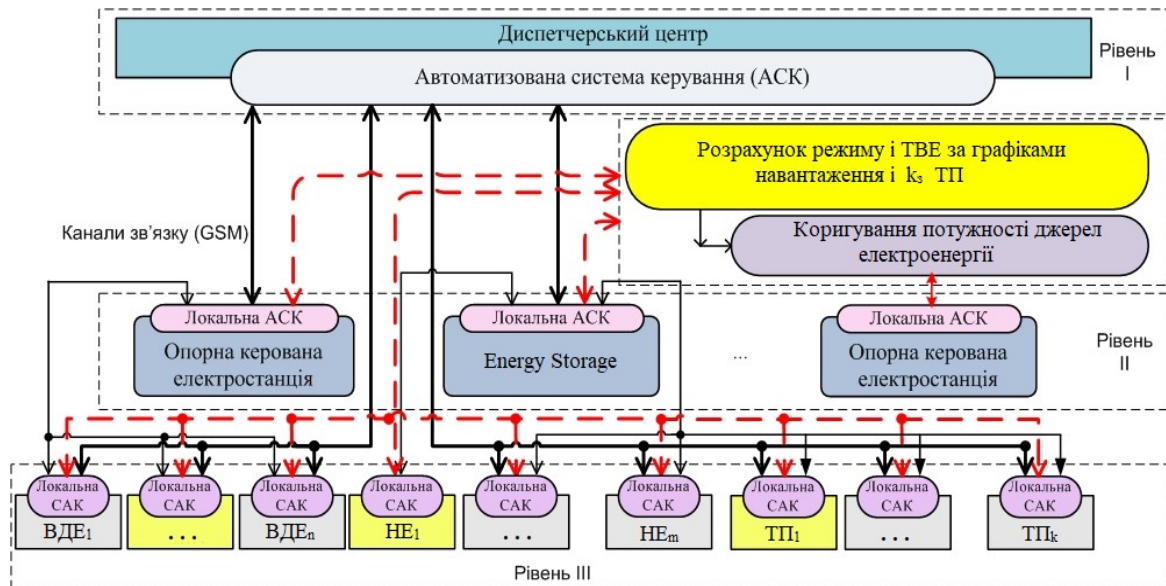


Рисунок 2 – Структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК

Висновки

Враховуючи наведене вище для реалізації комплексу задач оптимального керування ВДЕ в розподільних мережах необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом у реальному часі. Однак, ця умова не може бути забезпечена через просторову розподіленість об'єкта керування та обмежену надійність каналів зв'язку між ними та диспетчерським центром. Виходячи з цього автоматизована система керування з необхідним переліком функцій керування побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу (рис. 2) за рахунок застосування локальних систем автоматичного керування (САК).

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 (електронний ресурс). Режим доступу: [http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGridInterim Roadmap/ Interim Roadmap Final](http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGridInterim+Roadmap/Interim+Roadmap+Final).
2. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
3. Лежнюк П. Д. SMART GRID технології в електроенергетиці / П. Д. Лежнюк, О. А. Буславець // Матеріали XIII Міжнародної конференції «Контроль і управління в складних системах». – Вінниця: ВНТУ, 2016. – С. 6–10.
4. Лежнюк П. Д. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі// П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук / Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Технічні науки. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України". – Харків: ХНТУСГ. №2.– 2016.– С.30–37.
5. Буславець О. А. Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудаський [та ін.] // Енергетика та електрифікація. – 2013. – №5. – С. 25– 31.
6. Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Електроощадні технології в електроенергетичних системах. – Луцьк: Вежа-Друк, 2018. – 328 с.

Плющя В.О. – студент, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, Вінниця.

Кравчук С.В. — кандидат технічних наук, асистент, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, e-mail: sv.kravchuk@ukr.net

Лежнюк Петро Дем'янович — доктор технічних наук, професор, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, e-mail: lezhp@gmail.com

Plotitsa Victor O - student, Vinnitsa National Technical University, student of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine;

Kravchuk Serhii V. - Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), assistant, Vinnitsa National Technical University, assistant of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: sv.kravchuk@ukr.net.

Lezhniuk Petro D. – Doctor of Technical Sciences (Dr. Sc.), professor, Vinnitsa National Technical University, professor of power plants and systems department; Vinnitsa, Ukraine; e-mail: lezhp@gmail.com