УДК 621.314

Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання

П.Д. Лежнюк
Вінницький національний технічний університет,
Україна

С.В. Кравчук
КНЕСС ЕНЕРДЖІ,
Україна

І.В. Котилко
Вінницький національний технічний університет,
Україна

Анотація – Показано, що нестабільний характер роботи відновлювальних джерел енергії впливає на режими роботи електричних мереж. Нестабільність генерування фотоелектричних та вітрових електростанцій (ФЕС, ВЕС) компенсується потужністю, яка надходить в розподільні електричні мережі (РЕМ) з енергосистеми. Через це умови балансування режиму РЕМ впливають і на режими ЕЕС. В умовах сьогодення забезпечення балансу покладено суто на централізовану систему електропостачання. Однак поступово відбуваються зміни в механізмах функціонування енергоринку України, що спонукають ВДЕ працювати за заданим графіком, зокрема введенням штрафів за недотримання заявленого добового графіка генерування. Для забезпечення балансної надійності РЕМ визначається потужність резерву з енергосистеми або визначається ємність накопичувача електроенергії. Подальша розбудова відновлювальних джерел енергії неможлива без використання засобів балансування та оцінювання їх впливу на надійність електричних мереж, до яких приєднуються ВДЕ.

Приведена зміна SAIDI для останніх років, коли активно розбудовуються ВДЕ, в міських та сільських електричних мережах. ВДЕ не завжди призводять до підвищення надійності електропостачання та покращання якості електроенергії. Встановлено, що з розбудовою ВДЕ необхідно покращувати технічний стан електричних мереж.

Розроблена структурна схема автоматизованої системи керування джерелами електроенергії з локальними САК для керування потоками потужності електроенергії в електричних мережах з ВДЕ для зменшення в них втрат електроенергії.

Ключові слова - відновлювальні джерела енергії, нестабільність, надійність роботи електричної мережі, локальна електрична система, втрати електроенергії, система оптимального керування.

I. Вступ

Енергоефективність систем електропостачання визначається декількома чинниками. Це, зокрема, надійність, технологічні втрати в електричних мережах та якість електричної енергії. На сьогодні середня кількість перерв в електропостачанні (SAIFI) для України становить 5–6 в рік, а тривалість перерв в електропостачанні (SAIDI) становить 600–300 хв/рік [1]. Загальні технологічні витрати електроенергії (ТВЕ) в 2018 р. становили 17,0 млрд. кВт-год або 11,82% від відпуску електроенергії в мережу, нормативна (технічна) складова становила 19,1 млрд. кВт-год або 13,3% [2]. З якістю електроенергії також не все гаразд, зокрема з напругою, оскільки рівень компенсації реактивної потужності в електричних мережах не достатній, а трансформатори з РПН використовуються в неповній мірі зі своїми можливостями, надто в автоматичному режимі.

В електричних мережах, особливо в розподільних, активно розбудовуються відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) – фотоелектричні та вітрові електростанції (ФЕС та ВЕС). Суттєво змінюються умови експлуатації електричних мереж – змінюється конфігурація, методи керування потоками потужності, критерії оптимізації тощо. **Метою** статті є розглянути потенційні можливості відновлювальних джерел електроенергії впливати на енергоефективність систем електропостачання.

II. Передумови нової концепції систем електропостачання

Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики: дефіцит джерел електричної енергії; постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів; постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі; зростання вимог зацікавлених сторін до результатів діяльності енергетичних компаній; вимоги екологічної й промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів; зниження загальносистемних витрат.

Для реалізації нової концепції розвитку електроенергетики необхідна зміна парадигми керування енергосистемою ¬ від концепції централізованого керування до концепції розподіленого керування. Нові умови й каталізатори розвитку формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують: рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і назад; постійний контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями; інтеграцію й адаптацію розподілених джерел електроенергії (РДЕ) (у тому числі відновлюваних) і засобів акумулювання електроенергії.

Якщо електричні мережі функціонально були призначені для транспортування і розподілення електроенергії, виробленої централізовано на крупних електростанціях, то з розбудовою в них нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії вони набувають рис локальної електроенергетичної системи (ЛЕС). В зв'язку з

цим виникають нові задачі: узгодження графіків навантаження споживачів і генерування ВДЕ з врахуванням їх нестабільності, оптимальне керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, забезпечення балансової надійності електроенергії в ЛЕС, що формується централізованим і місцевим генеруванням, тощо. Природно, що вирішення цих задач доцільно здійснювати з використанням сучасних Smart Grid технологій.

Концепція Smart Grid передбачає побудову цілком інтегрованої, саморегульованої та само відновлюваної системи, що містить всі джерела генерування електроенергії, магістральні та розподільні мережі, а також всі види споживачів електроенергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі [3, 4]. Впровадження Smart Grid технологій відбувається в рамках сценарію розвитку електроенергетики, коли за рахунок розосередженого генерування ВДЕ зменшується централізоване генерування, в результаті чого зменшується навантаження на магістральні електричні мережі, а розподільні мережі повинні адаптуватися до нових умов експлуатації. Оскільки розподільні електричні мережі зі всією інфраструктурою проектувалися під централізоване живлення, то на сьогодні вони вимагають суттєвої модернізації.

Порівняно з існуючими електричними мережами в мережах на базі концепції Smart Grid приймаються або розвиваються інші функціональні властивості. До них відносяться в першу чергу: двосторонні комунікації між всіма елементами мережі, включно і електроспоживачами; розподілене генерування з резервуванням від електроенергетичної системи (ЕЕС); зміна топології від радіальної до замкненої і ліній електропередачі зі двостороннім живлення; керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості; автоматизація керування режимами електричних мереж з метою їх самооптимізації; дистанційний моніторинг та діагностика технічного стану обладнання, що дозволяє формувати дії на попередження аварій.

Для реалізації нових функціональних властивостей розподільних електричних мереж і створення на їх основі ЛЕС необхідно розвивати інформаційне забезпечення на новому якісному рівні, яке має стати підставою для автоматизації процесів вироблення, транспортування і розподілу електроенергії в ЛЕС.

Незважаючи на те що розподілені джерела можуть виробити істотну частку електроенергії в енергосистемі, за відсутності ефективного керування електричними мережами розподілені джерела не зможуть замінити існуючі теплові, атомні і гідроелектростанції. Останні повинні будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання частоти й напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для підтримки надійності електропостачання.

III. Режимна і балансувальна надійності

На рис. 1 показано як формується баланс потужності в ЛЕС з комбінованим електропостачанням. Поступлення електроенергії здійснюється від внутрішніх джерел ВЕС і ФЕС, 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.

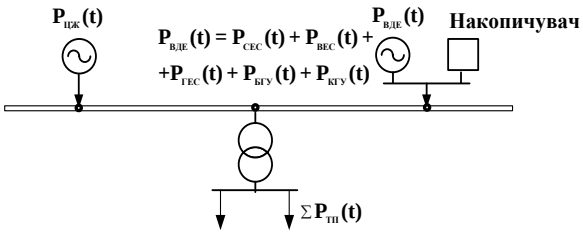

Fig. 1. Баланс потужності в локальній електричній системі

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 $P_{нав}(t)$ 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.

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

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

де $P_{\text{ВДЕ}}(t)$ – 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:

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

де $P_{цж}(t)$ – потужність, яка передається в ЛЕС від централізованих джерел електроенергії, $P_{ТП\ i}(t)$ – 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:

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

Потужність $P_{цж}(t)$ в залежності від внутрішнього балансу потужності в ЛЕС може бути зі знаками плюс

 DOI: 10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106

або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в ЛЕС, а в другому – ЛЕС віддає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення $P_{цж}(t)$ є підтримування 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 ФЕС в цільових функціях та обмеженнях задач оптимального керування можна представити математичним сподіванням часових залежностей генерування $M_{ВЕС}\{P(t)\}$, $M_{ФЕС}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

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 ±20%. Така похибка не може задовольнити вимоги щодо точності погодинного графіка генерування ВЕС і СЕС 10%.

Підвищити точність погодинного генерування ВЕС і ФЕС 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 ФЕС – 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 ФЕС, генерування кожної з них моделюється і прогнозується окремо. Інтегруючі прогнози від локальних виробників дають більш точне значення сумарного генерування. Разом з тим, такий підхід спрощує і здешевлює підтримування балансу з застосуванням накопичувачів електроенергії або з використанням системного резерву як платної послуги. В цьому випадку простіше узгоджувати графіки генерування ВЕС і ФЕС та навантаження споживачів електроенергії.

Найбільше відхилення від заявленого погодинного графіка генерування ВЕС і ФЕС 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 ФЕС в ЛЕС, така корекція практично не вплине на баланс в ній.

Забезпечення балансу режимів ЛЕС в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВЕС і ФЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керуючих 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 запропонована в [7]. Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій [5] для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення ТВЕ в електричних мережах. Для підтримування балансу потужності в ЛЕС і генерування ВЕС і ФЕС за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, запропоновано АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

Слід відмітити, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України і, в свою чергу, досить важко оцінити їх вплив на надійність електропостачання електричних мереж. На рис. 2, приведена зміна SAIDI для 2011, 2015–2018 років, середнє значення по ОЕС для міських та сільських електричних мереж [1].

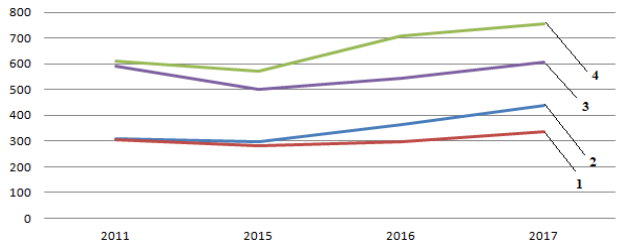

Fig. 2. Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та 3 і 4 – відповідно для сільських мереж ОЕС України

Виходячи зі статистичних даних, збільшення потужності генерування відновлювальних джерел енергії, активне впровадження яких в електричні мережі почало зростати в 2015 році, може бути причиною підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI) електричних мереж. Проаналізовано темпи збільшення генерування ВДЕ в розрізі кожної енергопостачальної компанії, серед інших виділено ПАТ «Вінницяобленерго» (рис. 3), оскільки тут, починаючи з 2015 року, приріст потужності генерування ФЕС був найбільший. Аналізується лише генерування ФЕС, тому що вітровий потенціал для цього регіону є незначним. Отже, потужність генерування на початку 2015 року становила 41,3 МВт і збільшилися майже в чотири рази за наступні три роки – в кінці 2018 року потужність ФЕС становила 180 МВт. Проте вплив ФЕС на надійність мереж тут суттєво відрізняється від впливу на мережі ОЕС в цілому (див. рис. 3).

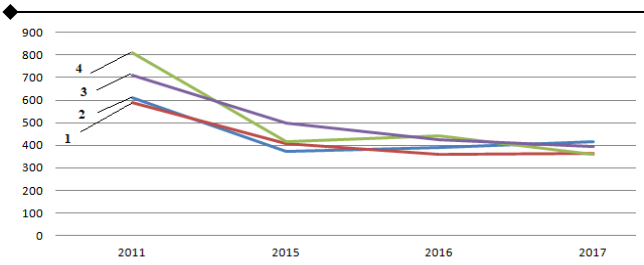

Fig. 3. Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та (3) і (4) відповідно для сільських мереж ПАТ «Вінницяобленерго»

Одночасне покращення рівня технічного оснащення мереж, як спостерігається у «Вінницяобленерго», разом з розбудовою ФЕС дозволяє розкрити їх потенціал з огляду на можливість забезпечення дотримання показника тривалості довгих перерв в електропостачанні в міських та сільських електричних мережах. Аналіз залежностей на рис. 2 та 3 дозволяє зробити висновок, що оцінити і досягти максимального ефекту від впровадження відновлювальних джерел енергії з огляду на можливість забезпечення нормативних показників по надійності (безперебійності) електропостачання можна, враховуючи технічний стан електричної мережі, до якої вони приєднуються.

Генерування ФЕС має значний потенціал для підвищення ефективності розподільної електричної мережі і це слід заохочувати. Однак, конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності створюють низку проблем для успішного впровадження розосереджених джерел енергії. Крім задачі балансування в електричних мережах для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації РДЕ і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати ще задачі зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах і покращання якості електропостачання споживачів.

IV. Керування потоками потужності електроенергії в електричних мережах з ВДЕ

В [8, 9] розглянуто основні способи та алгоритми оптимізації потоків потужності в електричних мережах з ВДЕ для зменшення в втрат електроенергії. Основою їх є визначення потужності та місця під'єднання ВДЕ до мережі, комплексне використання різнотипних ВДЕ, узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження споживачів [10].

Забезпечення балансу режимів ЛЕС в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВЕС і ФЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керуючих 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 (див. рис. 4). Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження ТП [5] для прогнозування балансу потужності в ЛЕС і визначення ТВЕ в електричних мережах. Для підтримування балансу потужності в ЛЕС і генерування ВЕС і ФЕС за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, запропоновано АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

Відповідно до Smart Grid технологій децентралізація частини функцій керування (рис. 4) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

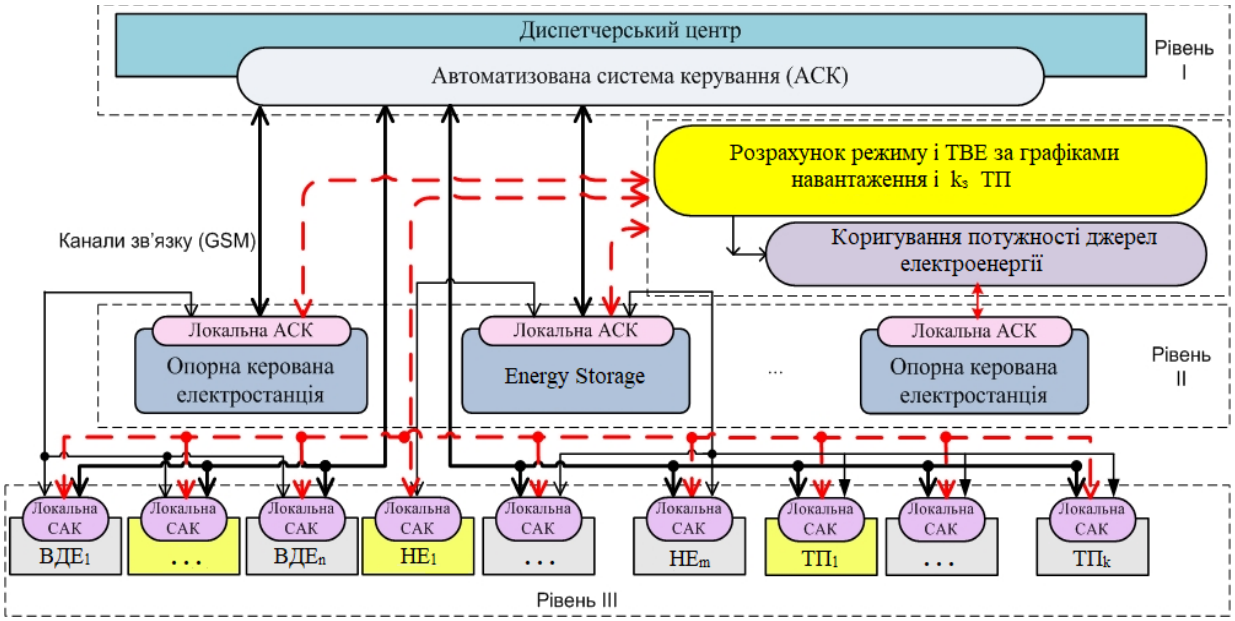

Fig. 4. Структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК

DOI: 10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106

Таким вимогам, щодо керування режимами локальної електричної системи найбільше відповідає адаптивне керування ВДЕ з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для відновлюваних джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю.

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. 4) за рахунок застосування локальних систем автоматичного керування.

Особливістю роботи ЛЕС з ВДЕ є те, що навіть коли вони розімкнені, але працюють паралельно з магістральними мережами, то утворюються лінії з двостороннім живленням. В цих випадках, а, як правило, мережі працюють саме так, виникає задача компенсації впливу мережі вищої напруги на мережу нижчої напруги. Наслідком такого впливу є додаткові втрати електроенергії в мережі нижчої напруги. Зменшити ці втрати можна, коригуючи потоки потужності між ВДЕ і централізованими джерелами електроенергії. Реально це можна зробити або змінюючи потужність ВДЕ, або змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку розподільної і магістральної мереж. В першому випадку відповідним чином коригується графік генерування ВДЕ в межах допустимих відхилень заявленого ними графіка.

Оскільки графіки навантаження споживачів електроенергії постійно змінюються, то змінюється і потокорозподіл в ЛЕС. Відслідковувати і оптимізувати потоки потужності в ЛЕС можливо тільки за допомогою АСК, схема якої показана на рис. 4. Для коригування потоків потужності в ЛЕС використовуються керовані ВДЕ. Це можуть бути ВЕС, ФЕС і малі ГЕС, що входять в неї.

Можливий інший варіант оптимального керування потоками потужності в ЛЕС, коли електричні мережі в ній замкнені. В цьому випадку, оскільки мережі вищої напруги (ВН) і нижчої напруги (НН) працюють паралельно, то необхідно зменшувати додаткові втрати електроенергії в ЛЕС за допомогою АСК в темпі процесу. Коригувальних дій ВДЕ, як правило, недостатньо і для оптимізації потоків потужності в ЛЕС необхідно задіяти трансформатори зв'язку її з ЕЕС. Ними вводяться зрівнювальні електрорушійні сили в замкнені контури і компенсується вплив неоднорідності електричних мереж ВН і НН.

Як приклад оптимального керування потоками потужності в ЛЕС на рис. 5 наведена схема, яка живиться через трансформаторні підстанції 110/10 кВ від електроенергетичної системи, а також від сонячних і малих гідроелектростанцій, встановлених безпосередньо в ЛЕС.

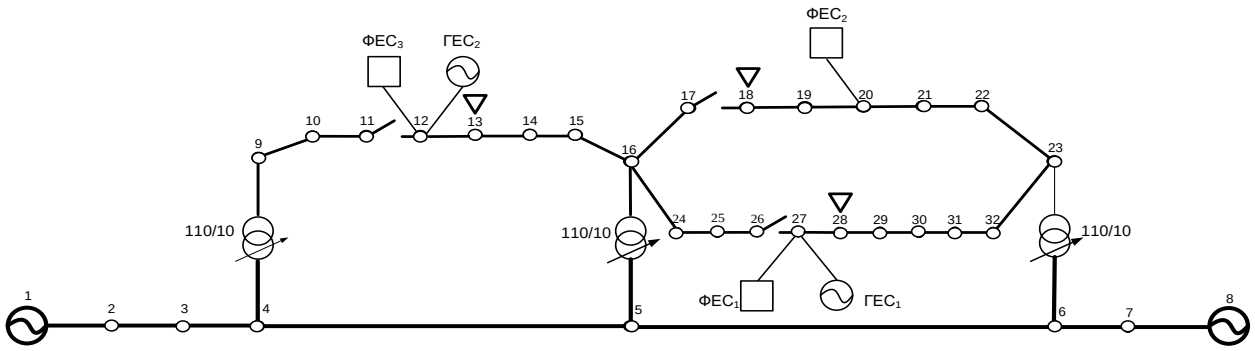

Fig. 5. Схема електричної мережі 110/10 кВ з ВДЕ

Якщо електрична мережа 10 кВ замкнена, то мережі 10 і 110 кВ працюють паралельно. Через їх конструктивну неоднорідність ($x/r \neq idem$) в мережі нижчої напруги наводяться струми небалансу, що призводить в ній до додаткових втрат електроенергії. Для того, щоб компенсувати негативний вплив електричної мережі 110 кВ на мережу 10 кВ, остання може розмикатися і в нормальному режимі функціонувати як радіальна. Місця розмикання мережі 10 кВ вибираються також з умов забезпечення надійності електропостачання споживачів електроенергії. В прикладі, що розглядається, це роз'єднувачі в лініях 11–12, 17–18 та 26–27. В результаті такого розмикання електричної мережі в ЛЕС встановлюються не оптимальні потоки потужності, що супроводжується підвищеними втратами електроенергії в ній і, як правило, погіршенням якості напруги. Оскільки графіки навантаження споживачів електроенергії постійно змінюються, то змінюється і потокорозподіл в ЛЕС. Відслідковувати і оптимізувати потоки потужності в ЛЕС можливо тільки за допомогою АСКДля коригування потоків потужності в ЛЕС використовуються керовані ВДЕ. Це можуть бути ФЕС і малі ГЕС, що входять в неї. В нашому

прикладі третій рівень АСК відновлюваними джерелами енергії, схеми наведеної на рис 5, складається з локальних САК $ФЕС_1$, $ФЕС_2$, $ФЕС_3$, $ГЕС_1$ і $ГЕС_2$. Оптимальне керування потоками потужності в ЛЕС розглянемо на прикладі $ГЕС_1$, змінюючи потужність якої можна коригувати потужність в вітці 23–32 голови фідера, який відходить від шин 10 кВ підстанції 110/10 кВ ЕЕС. Зміна потужності, генерованої ГЕС, здійснюється впливом САК на регулятор турбіни. Значення цієї потужності визначається наступним чином. В локальній АСК за поточними даними, які надходять від оперативно-інформаційного комплексу (ОІК), визначаються оптимальні потужності у вітках ЛЕС, що забезпечують мінімальні втрати електроенергії в ЛЕС під час її передачі. Необхідний приріст потужності $ГЕС_1$ визначається як

$$\delta P = P_{23-32}^{пот} - P_{23-32}^{опт}, \qquad (4)$$

де $P_{23-32}^{пот}$, $P_{23-32}^{опт}$ – потужності у вітці 23–32 поточна і оптимальна.

В САК $ГЕС_1$ реалізується закон керування, яким встановлюється $\Delta P_{23-32}^{опт}$. В режимі максимальних навантажень ЛЕС, наприклад, за рахунок збільшення генерування $ГЕС_1$ до 250 кВт втрати в лінії електропередачі, що зв'язує її з вузлом 23, зменшилися на 92 кВт або на 27%. Встановлена потужність $ГЕС_1$ 350 кВт. Якщо б вона працювала на повну потужність, що відповідає задачі максимуму надходжень від реалізації її електроенергії, то це призвело б не до зменшення, а до збільшення втрат електроенергії в лінії електропередачі. Цей варіант оцінюється на рівні II в АСК. Компромісний варіант приймається в залежності від наявного сумарного балансу потужності в ЛЕС і доступної резервної потужності зі сторони ЕЕС.

Аналогічно організовуються режими роботи решти ВДЕ в ЛЕС. Сумарний техніко-економічний ефект в цілому по ЛЕС досягається координацією генерування всіх керованих ВДЕ, в тому числі і ФЕС.

Можливий інший варіант оптимального керування потоками потужності в ЛЕС, коли електричні мережі в ній замкнені. В цьому випадку, оскільки мережі ВН і НН працюють паралельно, то необхідно зменшувати додаткові втрати електроенергії в ЛЕС за допомогою АСК в темпі процесу. Коригувальних дій ВДЕ, як правило, недостатньо і для оптимізації потоків потужності в ЛЕС необхідно задіяти трансформатори зв'язку її з ЕЕС. Ними вводяться зрівнювальні електрорушійні сили ($ЕРС_{зр}$) в замкнені контури і компенсується вплив неоднорідності електричних мереж ВН і НН.

В залежності від форми власності між мережами ВН та НН можуть бути досягнуті домовленості щодо мінімізації сумарних втрат ΔP_{Σ} в них і визначення оптимальних значень коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку:

$$\min\left\{\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ВН} + \Delta P_{НН}\right\}, \qquad (5)$$

де $\Delta P_{ВН}$, $\Delta P_{НН}$ – втрати потужності відповідно в мережах ВН і НН.

Але, зважаючи на те, що за паралельної роботи мереж ВН і НН втрати збільшуються тільки в мережі НН, то задача (5) вироджується в необхідність «витіснення» наведених транзитних перетоків потужності з мережі НН у мережу ВН. Тобто розв'язується така задача:

$$\min\left(\Delta P_{НН}\right). \qquad (6)$$

Втрати потужності у вітках електричних мереж ЛЕС можна визначити:

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{в} = \dot{\mathbf{T}}_{КТ}\dot{\mathbf{S}}, \qquad (7)$$

де $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{в} = \Delta\mathbf{P}_{в} + j\Delta\mathbf{Q}_{в}$ – вектор втрат повної (активної і реактивної) потужності у вітках; $\dot{\mathbf{S}} = \mathbf{P} + j\mathbf{Q}$ – вектор потужностей у вузлах, а $\mathbf{P} = \mathrm{Re}\left(\dot{\mathbf{S}}\right)$ - вектор активної потужності у вузлах; $\dot{\mathbf{T}}_{КТ}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми в залежності від потужностей у її вузлах з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторних зв'язків [11].

Якщо коефіцієнти розподілу втрат потужності для і-ої вітки $\dot{\mathbf{T}}_{k\,КТ\,i}$ і вектор потужностей вузлів $\dot{\mathbf{S}}$ згрупувати окремо для мереж ВН і НН, то втрати потужності в будь-якій і-й вітці мережі НН можна визначити як дві складові – втрати від власних перетоків, які визначаються потужностями власних вузлів, $\Delta P_{ННi}^{НН}$, і додаткові втрати від перетоків, які викликані впливом мережі ВН, $\Delta P_{ННi}^{ВН}$:

$$\Delta P_{ННi} = \Delta P_{ННi}^{НН} + \Delta P_{ННi}^{ВН} = \left|\dot{T}_{k\,КТ\,i}^{НН}\ \dot{T}_{k\,КТ\,i}^{ВН}\right| \begin{vmatrix} P^{НН} \\ P^{ВН} \end{vmatrix}, \qquad (8)$$
$$= \dot{T}_{k\,КТ\,i}^{НН} P^{НН} + \dot{T}_{kКТ\,i}^{ВН} P^{ВН}$$

де $\dot{T}_{k\,КТ\,i}^{НН}$, $\dot{T}_{k\,КТ\,i}^{ВН}$ – відповідно коефіцієнти розподілу втрат потужності для і-ої вітки мережі НН від потужностей вузлів мереж НН і ВН; $P^{НН}$, $P^{ВН}$ – відповідно вектори потужностей вузлів мереж НН і ВН.

Знаючи втрати потужності, які викликані впливом мережі ВН в кожній вітці мережі НН, можна визначити сумарні втрати в мережі НН, які викликаються впливом мережі ВН:

$$\Delta P_{НН}^{ВН} = \sum_{i \in M_{НН}} \Delta P_{ННi}^{ВН},$$

або з врахуванням (8):

$$\Delta P_{НН}^{ВН} = \sum_{i \in M_{НН}} \dot{T}_{k\,КТ\,i}^{ВН} P^{ВН}, \qquad (9)$$

де $M_{НН}$ – множина номерів віток мережі НН.

Зрівнювальні $ЕРС_{зр}$, які вводяться в контури зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку електричних мереж ВН і НН, визначаються у відносних одиницях згідно [9]:

 DOI: 10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106

$$\mathbf{E}_{*зр.a}(\mathbf{t})=\boldsymbol{\pi}_a\,\mathbf{J}_{*p}(\mathbf{t}),$$
$$\mathbf{E}_{*зр.p}(\mathbf{t})=\boldsymbol{\pi}_p\,\mathbf{J}_{*a}(\mathbf{t}), \qquad (10)$$

де $\mathbf{E}_{*зр.а}(t)$, $\mathbf{E}_{*зр.p}(t)$ – вектори активних і реактивних складових зрівнювальних ЕРС; $\mathbf{J}_{*а}(t)$, $\mathbf{J}_{*p}(t)$ – вектори активних і реактивних складових струмів у вузлах.

Вектори критеріїв подібності в (10) визначаються:

$$\boldsymbol{\pi}_a=\left[\mathbf{E}^{(б)}_{зр.а}\right]^{-1}_{д}\mathbf{N}\,\mathbf{x}_в\mathbf{C}_r\left[\mathbf{J}^{(б)}_{p}\right]_{д},$$
$$\boldsymbol{\pi}_p=\left[\mathbf{E}^{(б)}_{зр.р}\right]^{-1}_{д}\mathbf{N}\,\mathbf{x}_в\mathbf{C}_r\left[\mathbf{J}^{(б)}_{a}\right]_{д},$$

де $\mathbf{N}$ – матриця з'єднань віток у контури схеми; $\mathbf{C}_r=\mathbf{r}_в^{-1}\mathbf{M}'_t\left(\mathbf{M}'\mathbf{r}_в^{-1}\mathbf{M}'_t\right)^{-1}$ – матриця коефіцієнтів струморозподілу розрахункової схеми ЛЕС, в якій опори віток представлені тільки їх активними складовими (заступна r-схема ЛЕС), $\mathbf{r}_в$,$\mathbf{x}_в$ – діагональні матриці активних і реактивних опорів віток; $\mathbf{M}'$ – матриця з'єднань віток у вузли схеми, в якій викреслені рядки, що відповідають вузлам генерування (це еквівалентно об'єднанню всіх джерел живлення в один розрахунковий балансуючий вузол); $\mathbf{M}'_t$ – транспонована матриця $\mathbf{M}'$. Індексом (б) позначені величини базового режиму.

За відомими зрівнювальними ЕРС розраховуються коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку мереж ВН і НН. Якщо розрахункова модель ЛЕС сформована так, що трансформаторні вітки знаходяться в хордах базової системи контурів, то для кожного і-го контура значення комплексного коефіцієнта трансформації визначається:

$$\dot{\mathrm{k}}=1-\dot{E}.$$

Тоді з врахуванням (10) вектор оптимальних коефіцієнтів трансформації запишеться:

$$\dot{\mathbf{k}}=1-\boldsymbol{\pi}_a\mathbf{J}_{*p}-j\boldsymbol{\pi}_p\mathbf{J}_{*a}$$

або $\mathbf{k}_a(\mathrm{t})=1-\boldsymbol{\pi}_a\mathbf{J}_{*p}(t)\geq\mathbf{k}_p(\mathrm{t})=-\boldsymbol{\pi}_p\mathbf{J}_{*a}(t)$, (11)

де $\mathbf{k}_a,\mathbf{k}_p$ – вектори активних (дійсних) і реактивних (уявних) складових коефіцієнтів трансформації.

Вирази (11), закладені в САК трансформаторами зв'язку ЛЕС з ЕЕС, є законами керування.

V. Висновки

Інтегрування ВДЕ, зокрема ФЕС, може і повинно здійснюватися з врахуванням інтересів електричних мереж. Розбудова ФЕС в електричних мережах може супроводжуватися підвищенням надійності (покращанням SAIDI і SAIFI), зменшення втрат електроенергії і покращанням її якості. Впровадження SMART GRID технологій на рівні децентралізованих систем електропостачання покращує їх техніко-економічну ефективність. Перехід на нову технологічну платформу обіцяє підвищити надійність, якість та економічність електропостачання.

Література

[1] Звіт про результати діяльності у 2017 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 23 березня 2018 року № 360. Режим доступу–URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf

[2] Техніко-економічний аналіз діяльності ПЕК за січень–грудень 2018 року / ГО «Науково-технічна спілка енергетиків та електротехніків України».

[3] IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," in IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003) , vol., no., pp.1-43, 31 May 2012 doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6209381

[4] Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

[5] Буславець О. А. Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудацький [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.

[7] Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія // Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В., Лесько В.О., Нетребський В.В. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 136 с.

[8] Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І. О. Вплив розосереджених джерел енергії на втрати електроенергії в електричній мережі // Электрические сети и системы. – 2016. – №4–5. – С. 87– 93.

[9] Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 164 с.

[10] Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В. Узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження споживачів // Электрические сети и системы. – 2016. – №4–5. – С. 76– 80.

[11] Буславець О.А., Бурикін О.Б., Лежнюк П.Д. Вплив транзитних перетоків потужності на втрати електроенергії в електричних мережах // Технічна електродинаміка. – 2016. – №4. – С. 71–73.

Renewable electricity sources in electrical networks as an element of energy efficient power supply

P. Lezhniuk
Vinnitsa National Technical University,
Ukraine

S. Kravchuk
KNESS ENERGY Vinnitsa,
Ukraine

I. Kotilko
Vinnitsa National Technical University,
Ukraine

It is shown that the unstable nature of the operation of renewable energy sources affects the modes of operation of the electricity grids. The instability of generation of photovoltaic and wind power plants (FES, WPP) is offset by the power supplied to the distribution grids (REM) from the grid. Because of this, the conditions of the balancing of the SEM mode also affect the EES modes. In today's conditions, the balance is solely placed on a centralized electricity supply system. However, there is a gradual change in the mechanisms of functioning of the Ukrainian energy market, which encourage RES to work according to a set schedule, in particular the introduction of penalties for failure to comply with the stated daily generation schedule. To ensure the balance reliability of the SEM, the power reserve of the grid is determined or the capacity of the energy storage is determined. Further development of renewable energy sources is impossible without the use of balancing tools and the assessment of their impact on the reliability of the electricity grids to which RES is connected.

A change in SAIDI for recent years, when RES is being actively deployed, is given in urban and rural electricity networks. RES do not always lead to increased reliability of electricity supply and improved quality of electricity. It is established that with the development of RES it is necessary to improve the technical condition of the electrical networks.

Structural diagram of an automated control system for electricity sources with local SACs for controlling power flows in electric networks is developed with RES to reduce electricity losses.

Keywords - diagnosis, technical state, power transformer, frequency-amplitude characteristics, deviation, FRA, windings, magnetic circuit, planning the day of diagnosis, forecasting.

 DOI: 10.33042/2079-424X-2019-3-56-99-106