

УДК 621.313.322: 316.1

## ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ В ЛОКАЛЬНІЙ ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

Лежнюк П. Д.<sup>\*</sup>, д.т.н., Ковальчук О. А.<sup>\*\*</sup>, Кулик В. В.<sup>\*</sup>, к.т.н.

<sup>\*</sup>Вінницький національний технічний університет, 21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95; <sup>\*\*</sup>ТзОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ», 21100, м. Вінниця, пров. Станіславського, 16

*Conditions of an optimality and optimum control methods by the dispersed sources of the electric power (DPS) on an instance of small hydro-power developments and their cascades in aggregate with the wind and solar power plants which controllability is restricted by agency of astable weather conditions are in-process observed. It is shown, that optimum control DPS can be carried out with use of principle of least action, and for automation of DPS optimum control in local electric system is possible and it is expedient to apply theory of similarity and modelling.*

*Keywords: distributive electrical networks, the local electric system, the dispersed energy sources, optimum control, principle of least action*

### Вступ

Модернізація сучасних електроенергетичних систем (ЕЕС) базі *SMART Grid* технологій пов'язана з розвитком розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) в розподільних електричних мережах і обмеженням централізованого електропостачання [2, 6-8]. З переходом до комбінованого електропостачання виникають нові задачі, однією з яких є оптимальне керування РДЕ в складі локальних електричних систем. Метою тут є досягнення максимального техніко-економічного ефекту від впровадження РДЕ і за рахунок цього нарощування потужності нових альтернативних і відновлюваних джерел енергії. Цей ефект може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням 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 РДЕ (рис. 1).

Важливою задекларованою особливістю *SMART Grids* [7, 8] 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. 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 РДЕ. Переваги такого підходу очевидні. Тому в даній роботі розглядаються окремі питання організації децентралізованого керування РДЕ в локальних енергетичних системах, наводяться математичні моделі умов оптимальності та методи оптимального керування РДЕ на прикладі малих гідроелектростанцій (ГЕС) та їх каскадів як керованих джерел у сукупності з вітровими та сонячними електростанціями, керованість яких обмежена істотною залежністю генерування від нестабільних погодних умов.

### Характеристика розосереджених джерел електроенергії як об'єкта керування

Розосереджені джерела електроенергії (*Distributed Energy Resources*) поділяються за ступенем впливу випадкових процесів природного середовища та первинними енергоносіями на [7]:

– відновлювані джерела з умовно-керованим генеруванням (*Renewable, Variable*) – використовують відновлювані ресурси, але генерування суттєво змінне у часі (вітрові електростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС));

- відновлювані джерела з керованим генеруванням (*Renewable, Non-Variable*) – використовують відновлювані ресурси, а генерування постійне протягом деякого періоду часу (малі гідроелектростанції (МГЕС), геотермальні, біогазові установки тощо);
- не відновлювані джерела з керованим генеруванням (*Non-Renewable, Non-Variable*) – використовують традиційне або суміжне паливо, але забезпечують керованість процесу генерування (когенераційні установки (КГУ), парогазові та газотурбінні установки (ПГУ, ГТУ) та ін.).

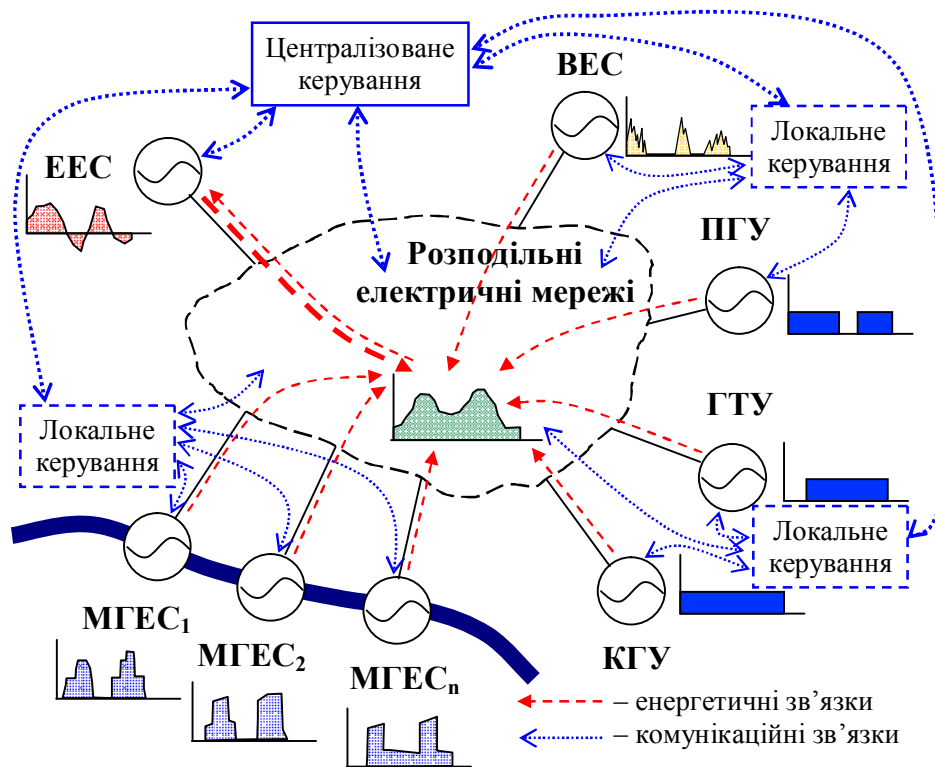


Рис. 1.

Забезпечення оптимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей РДЕ 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. Децентралізація частини функцій керування (рис. 1) 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.

#### Адаптивне керування РДЕ 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 розосереджених джерел енергії, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим напрямком детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю [1, 5]. Схема такої адаптивної системи з еталонною моделлю показана на рис. 2.

Функціонування локальних САК підпорядковується централізованій автоматизованій системі керування (АСК) та здійснюється за законом [5]:

$$\mathbf{u}(t) = -\boldsymbol{\pi} \mathbf{y}(t),$$

де  $\mathbf{u}$  – вектор керуючих впливів;  $\mathbf{y}$  – вектор спостереження;  $\boldsymbol{\pi}$  – матриця коефіцієнтів пропорційності, що мають фізичний зміст критеріїв подібності.

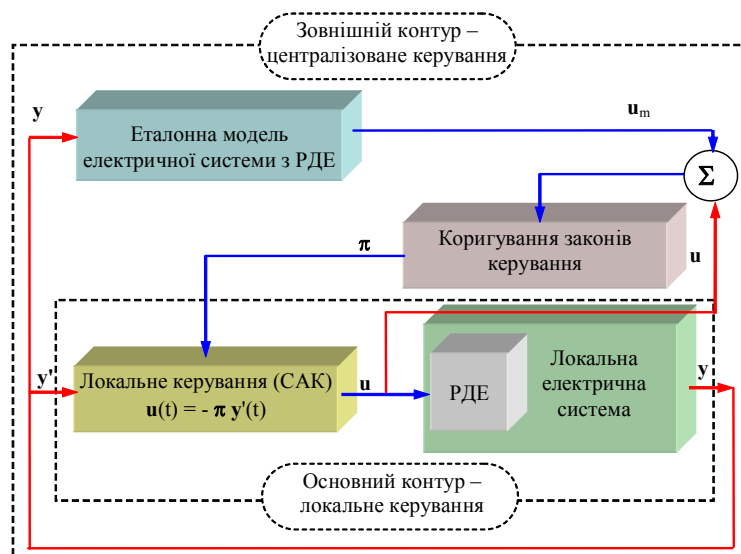


Рис. 2

В даній схемі еталонна модель є частиною системи керування, а узгодження централізованого та децентралізованого керування здійснюється через блок коригування законів керування, який зв'язує зовнішній і внутрішній (основний) контури керування. Основний контур утворюється об'єктом керування та системою локального керування (рис. 1) (для випадку МГЕС використовується інтегрований регулятор потужності, що впливає на кут відкриття направляючого апарату окремого блоку). Параметри регулятора налагоджуються зовнішнім контуром керування так, щоб мінімізувати неузгодженість між виходом еталонної моделі централізованого керування та виходом керованого процесу, який контролюється за рахунок відповідних зворотних зв'язків.

На різних етапах впровадження *SMART Grid* еталонна модель системи керування виконує різні функції. На початковому етапі, коли необхідно узгоджувати оперативне керування з автоматичним, це функціональна імітаційна модель, за допомогою якої оперативний персонал не тільки визначає та коригує налагоджувальні параметри САК, а й відтворює прогнозні стани РДЕ, оцінює наслідки керувальних впливів, в тому числі автоматичних. Після остаточного впровадження системи керування та переходу на рівень *Supervisory Control* еталонна модель стає основним елементом самоналагодження централізованої системи керування та самоаналізу САК.

Ефективність адаптивного підходу залежить від співвідношення частоти отримання відгуків і швидкості змін, що відбуваються в об'єкті керування. Стабільність об'єкту підвищує ефективність процесу адаптації. Основною складністю застосування саморегульованих систем керування є потреба великого обсягу обчислень і, відповідно, значного часу ідентифікації моделі локальної системи й визначення вектора керування. Проте у випадку попередньої ідентифікації з використанням методів теорії подібності цей недолік не є визначальним для побудови локальної системи керування РДЕ [7].

Отже, для реалізації задач оперативного й автоматичного керування нормальними режимами РДЕ у локальній системі можливе використання адаптивної системи керування регульовальними пристроями. Ефективність адаптивного підходу підвищується за рахунок розділення функції керування режимами РДЕ – централізоване формування законів керування за повними математичними моделями електричної системи та РДЕ і

децентралізована реалізація цих законів в локальних системах керування й регулювання окремих РДЕ та їх груп за інформацією місцевого характеру.

В цьому випадку потрібен синтез законів керування за обмеженою інформацією, які б максимально відображали принципи централізованого керування. Реалізація наведеної концепції керування дозволить розвантажити централізований рівень керування від обчислювальних операцій, пов'язаних з визначенням керувальних впливів окремих РДЕ, а також зменшить потужність комунікаційних засобів, необхідних для централізованого керування.

### Задачі оптимізації функціонування РДЕ в локальних *SMART Grid* системах

Для формування умов оптимальності функціонування РДЕ проаналізовано оптимізаційні задачі, притаманні експлуатації розосереджених джерел електроенергії в розподільних електричних мережах. На підставі аналізу перелік задач оптимізації функціонування локальних електричних систем з РДЕ було адаптовано до вимог впровадження *SMART Grid* систем.

1. Для оптимізації функціонування РДЕ у нормальних режимах електричних систем особливо актуальними виявляються питання організації планування і оперативного керування режимами роботи таких станцій з метою отримання максимального прибутку від їх експлуатації. Отже найбільш актуальною, враховуючи специфіку забезпечення їх рентабельності, є задача оптимізації добових режимів (на інтервалі часу  $[t_0; t_k]$ ) керованих РДЕ  $P_i(t)$ ,  $i = 1, 2, \dots, n$  з урахуванням режимів умовно-керованих джерел (*Variable*) для забезпечення максимальних надходжень від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу енергоринку  $c(t)$  та технічних обмежень з боку окремих РДЕ:

$$\int_{t_0}^{t_k} c(t) \sum_{i=1}^n P_i(t) dt \rightarrow \max. \quad (1)$$

2. У випадку керування розосередженими джерелами електроенергії у станах, пов'язаних з локалізацією нештатних ситуацій у електричній системі, доцільно переходити до розв'язання задачі оптимізація режиму РДЕ з метою зменшення залежності локальної електричної системи з сукупним навантаженням  $P_{\text{нав}}(t)$  від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення  $P_{\text{ЕР}}(t)$ :

$$\begin{cases} \int_{t_0}^{t_k} c(t) P_{\text{ЕР}}(t) dt \rightarrow \min; \\ P_{\text{ЕР}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{\text{нав}}(t) = 0. \end{cases} \quad (2)$$

3. Для забезпечення стійкості локальної електричної системи у періоди максимального (мінімального) споживання, або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання, коли варіювання параметрів локального генерування може призводити до порушення обмежень на параметри режиму ЕС, актуальною є оптимізація режимів РДЕ з метою мінімізації відхилень від централізовано заданого графіка сукупного генерування  $P_{\text{РДЕ}}(t)$  за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристик РДЕ:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left( P_{\text{РДЕ}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt = \min. \quad (3)$$

При цьому має враховуватися прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою *SMART Grid* системи й дозволяє достатньо адекватно для відтворення станів РДЕ типу *Variable* на період до чотирьох діб. За рахунок цього умовно-керовані та не стабільні джерела енергії типу ВЕУ та СЕС в цільових функціях та

обмеженнях задач оптимального керування можна представити математичним очікуванням часових залежностей генерування  $M_{\text{ВБУ}}\{P(t)\}$ ,  $M_{\text{СЕС}}\{P(t)\}$ ,  $t \in [t_0; t_k]$ .

### Умови оптимальності режимів РДЕ для реалізації адаптивного керування їх функціонуванням в локальних електричних системах

Виходячи з наведених задач оптимального керування режимами РДЕ, формування єдиного критерію та умов оптимальності для їх розв'язання є ускладненим. Отже, функціонування таких джерел у локальній електричній системі має підпорядковуватися окремим законам керування залежно від ситуації. Для реалізації двоконтурної адаптивної системи (рис. 2) умови оптимальності та сформовані на їх підставі закони керування РДЕ повинні формуватися, спираючись на загальну методологію. Ефективним шляхом вирішення проблеми формування законів оптимального керування є застосування варіаційного числення у поєднанні з критеріальним методом [3].

Задача оптимального керування (1) може бути подана так. Задано сукупність з  $n$  керованих РДЕ (на прикладі МГЕС) і  $m$  умовно-керованих – ВЕС та СЕС, математичне очікування сумарної активної потужності яких становить:

$$M_{\text{VAR}}(t) = M_{\text{ВБУ}}\{P(t)\} + M_{\text{СЕС}}\{P(t)\}. \quad (4)$$

В якості змінних керування прийнято потужності МГЕС, оскільки вони є найбільш стабільними від впливів навколишнього середовища. Втрати від перетоків потужності умовно керованих РДЕ та МГЕС у розподільній мережі є функціями від потужностей генерування і мають враховуватися у цільовій функції. Склад увімкненого обладнання МГЕС протягом доби і його енергетичні характеристики є сталими. Необхідно знайти такі режими МГЕС  $P_i(t)$  на інтервалі часу  $[t_0; t_k]$ , які забезпечили б максимальний прибуток від реалізації електроенергії РДЕ на енергоринку:

$$\int_{t_0}^{t_k} \psi(t) \left[ \sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{\text{VAR}}(t) - k_{\psi}(t) \cdot \Delta P_{\text{РДЕ}}(t) \right] dt \rightarrow \max, \quad (5)$$

де  $k_{\psi}(t)$  – ваговий коефіцієнт, що визначається співвідношенням відпускнуго тарифу для РДЕ  $\psi(t)$  та вартості втрат потужності для даної розподільної мережі  $\psi_0$ ;  $\Delta P_{\text{РДЕ}}(t)$  – складова втрат потужності в розподільних електричних мережах, зумовлена функціонуванням РДЕ.

В якості обмежень задаються стоки на кожній МГЕС за добу  $W_i - \int_{t_0}^{t_k} Q_i(t) dt = 0$ , а також баланс стоків у каскаді  $W_i = W_{i-1} + dW$ , де величина  $dW$  визначається стохастичними процесами притоку води на ділянці ріки між  $i-1$ -ою та  $i$ -ю МГЕС. Обов'язковим є також урахування обмежень-нерівностей по потужності керованих РДЕ  $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$ , а також по напору  $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$ , що визначаються умовами роботи у ВГС. При цьому відомими вважаються  $P_i(t_0)$  та  $P_i(t_k)$ .

Розв'язання подібної задачі розглянуто в [3]. Як розв'язок, використовуючи принцип максимуму інтегральних функцій Понтрягіна, отримано умови оптимальності функціонування РДЕ у вигляді співвідношень:

$$z_{\text{EP}}^*(t) = \frac{\lambda_1 q_1^*(t) + q_1^{\text{III}}}{1 - \sigma_1^*(t)} = \frac{\lambda_2 q_2^*(t) + q_2^{\text{III}}}{1 - \sigma_2^*(t)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}}}{1 - \sigma_n^*(t)}, \quad (6)$$

де  $z_{\text{EP}}^* = z_{\text{EP}} + z'_{\text{EP}}$ ,  $q_i^* = q_i + q'_i$ , а  $\sigma_i^* = \sigma_i + \sigma'_i$  за умови, що

$$\begin{cases} z_{\text{EP}} = -\psi(t); \quad z'_{\text{EP}} = \frac{d\psi(t)}{dt}, \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}; \quad \sigma_i = k_{\psi} \frac{\partial \Delta P_{\text{РДЕ}}}{\partial P_i}; \quad \sigma'_i = -k_{\psi} \frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{\text{РДЕ}}}{\partial P_i}; \end{cases} \quad (7)$$

$\Psi_i^P$ ,  $\Psi_i^H$  – штрафні функції, які вводяться до цільової функції для врахування обмежень типу нерівностей, відповідно, за потужністю  $i$ -го РДЕ ( $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$ ), та за напором між б'єфами ( $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$ ) у випадку, якщо  $i$ -им РДЕ є мала гідроелектростанція.

У припущенні про сталість процесів в електричній системі протягом деякого проміжку часу, умова оптимальності (6) перетворюється на розв'язок класичної задачі розподілу навантажень між джерелами енергії. Однак таке припущення у випадку роботи в межах *SMART Grid* систем не є припустимим, оскільки призводить до втрати переваг керування у реальному часі.

Здійснюючи оптимальне керування РДЕ згідно умов оптимальності (6), забезпечується отримання максимального прибутку від реалізації електроенергії РДЕ, а також зменшуються втрати в електричних мережах локальної енергосистеми [3]. При цьому слід зазначити, що точність визначення математичного очікування потужності умовно-керованих джерел енергії  $M_{VAR}(t)$ , впливаючи лише на складові відносних приростів втрат  $\sigma_i^*$ , не є критичною для розв'язання задачі.

Розв'язання задачі оптимізації функціонування РДЕ (2), коли за мету приймається мінімізація залежності локальної електричної системи від впливу централізованого електропостачання, розв'язана у [4] в такому формулюванні. Задано локальну електричну систему з  $n$  керованими РДЕ (на прикладі МГЕС) і споживачів, сукупною потужністю  $P_{\text{нав}}(t)$ . Втратами від перетоків потужності РДЕ у розподільній мережі можна знехтували, оскільки вони визначаються як задана частка від корисного відпуску. Склад увімкненого обладнання МГЕС протягом доби прийнято сталим. Необхідно знайти такі режими МГЕС  $P_i(t)$  протягом доби, які забезпечили б мінімальні витрати на закупівлю електроенергії на енергоринку

$$\int_{t_0}^{t_k} \psi(t) P_{EP}(t) dt \rightarrow \min, \quad (8)$$

за умови балансу активних потужностей  $\varphi(t) = P_{\text{нав}}(t) - \left[ P_{EP}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{VAR}(t) \right] = 0$  та заданого стоку на кожній МГЕС, а також балансу стоків у каскаді. Враховуються також обмеження-нерівності по потужності РДЕ та по напору МГЕС.

Представлення задачі (8) як задачі варіаційного числення та розв'язання її за методом мінімуму інтегральних функцій Понтрягіна дозволяє отримати необхідні умови оптимального розподілу активного навантаження між РДЕ в аналітичному вигляді:

$$z_{EP}^*(t) = \lambda_1 q_1^*(t) + q_1^{\text{III}} = \lambda_2 q_2^*(t) + q_2^{\text{III}} = \dots = \lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}} = \lambda(t), \quad (9)$$

де  $z_{EP}^* = z_{EP} + z'_{EP}$ , а  $q_i^* = q_i + q'_i$ , за умови, що

$$\begin{cases} z_{EP} = \psi(t); \quad z'_{EP} = \frac{d\psi(t)}{dt}, \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; \quad q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Psi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Psi_i^H}{\partial P_i}. \end{cases} \quad (10)$$

Задача оптимізації функціонування РДЕ (3), що полягає у мінімізації відхилень між дійсним  $\sum_{i=1}^n P_i(t)$  та заданим  $P_{RDE}(t)$  графіками сукупного генерування за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристик РДЕ, розв'язується аналогічно наведеній вище задачі (8). Умови оптимальності функціонування РДЕ мають аналогічний вигляд:

$$z_{RDE}^*(t) = \lambda_1 q_1^*(t) + q_1^{\text{III}} = \lambda_2 q_2^*(t) + q_2^{\text{III}} = \dots = \lambda_n q_n^*(t) + q_n^{\text{III}} = \lambda(t), \quad (11)$$

де  $z_{RDE}^* = z_{RDE} + z'_{RDE}$ , а  $q_i^* = q_i + q'_i$ , за умови, що

$$\begin{cases} z_{\text{РДЕ}} = P_{\text{РДЕ}}(t) - \sum_{j=1}^n P_j(t); & z'_{\text{РДЕ}} = \frac{dP_{\text{РДЕ}}}{dt} - \sum_{j=1}^n \frac{dP_j}{dt}, \\ q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; & q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial Q_i}{\partial P_i}; & q_i^{\text{III}} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}. \end{cases} \quad (12)$$

З співставлення отриманих умов оптимальності (6), (9) та (11) видно, що вони подібні за структурою. Відмінність полягає у неврахуванні у постановці задач (3) та (8) втрат потужності в розподільних мережах локальної електричної системи. Фізичний зміст множників Лагранжа  $\lambda_i$  для випадків (6), (9) – прибуткова ефективність витрат води на окремій МГЕС. Тобто,  $\lambda_i$ , який визначається ітераційним шляхом так, щоб забезпечити виконання заданого стоку  $W_i$ , показує, наскільки зросте вартість електроенергії відпущеної заданою групою РДЕ при збільшенні витрат води на  $i$ -й МГЕС на  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ . Для умов оптимальності (11)  $\lambda_i$  показує частку небалансу між дійсним та доведеним графіками генерування РДЕ, що покривається за рахунок витрат води  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  на  $i$ -й МГЕС.

Отже, з наведеного вище видно, що розв'язання задачі оптимального керування групою РДЕ у різних експлуатаційних ситуаціях має підпорядковуватися спільним умовам оптимальності. Для адаптації законів оптимального керування РДЕ до умов експлуатації електричної системи необхідно відповідно коригувати параметри моделей РДЕ, а також незалежні параметри  $\lambda_i$ .

### Висновки

1. Розглянуто можливі варіанти використання розосереджених джерел електроенергії в розподільних електричних мережах і обґрунтовано умови їх взаємного оптимального функціонування. Показано, що при застосування *SMART Grid* систем задачі оптимізації режимів РДЕ у розподільних електричних мережах можуть розв'язуватися комплексно на підставі запропонованих умов оптимальності.

2. За рахунок гнучких зворотних зв'язків з використанням комунікаційних мереж можливе керування режимами роботи окремих електроустановок споживачів з метою адаптування режимів споживання до нестабільного генерування РДЕ. Для реалізації цього підходу пропонується адаптивна система автоматичного керування у реальному часі, яка дозволяє здійснювати керування технологічними процесами генерування і споживання електроенергії в умовах неповної та недостовірної поточної інформації відносно характеристик об'єктів керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для розосереджених джерел енергії.

### Перелік літератури

- [1] Справочник по теории автоматического управления / Под ред. А.А. Красовского. – М.: Наука. – 1987. – 712 с.
- [2] Кириленко О.В., Праховник А.В. Энергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ. – 2010. – С. 10–16.
- [3] Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Ковальчук О.А. Оптимізація режимів електричних мереж з малими ГЕС в умовах адресного електропостачання // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки. Ч. 3. – 2010. – С. 31–34.
- [4] Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нікіторович О.В. Оптимізація функціонування каскадів малих ГЕС з застосуванням засобів автоматичного керування // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і енергетика», випуск 8 (140). – 2008. – С. 171–174.
- [5] Нікіторович О.В., Лежнюк П.Д., Кулик В.В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування // Гідроенергетика України. – 2007. – №3. – С. 38–41.
- [6] Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка. – 2010. – №6. – С. 44–50.
- [7] 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/\\_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal](http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal)
- [8] European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.