

В. В. Кулик, к. т. н., доц.; С. Я. Вишневський

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ В НЕОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ДАЛЬНІМИ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧАМИ

Подано вдосконалену математичну модель неоднорідності електричної системи (ЕС) з дальніми електропередачами змінного струму. Запропоновано метод формування керувальних впливів для регульовальних пристроїв такої системи, реалізація яких дозволяє забезпечити максимальну ефективність транспортування електроенергії. Наведено особливості апаратно-програмної реалізації локального керування регульовальними пристроями ЕС, що забезпечує переваги централізованого керування.

Ключові слова: електрична система, дальні електропередачі, неоднорідність, загальносистемний показник неоднорідності, умови оптимальності, оптимальне керування.

Вступ

Одним з основних показників ефективності використання електроенергії є технологічні витрати, пов'язані з її транспортуванням від джерел живлення до споживачів. Аналіз фактичних витрат електроенергії в Україні протягом останніх років [1] свідчить про перевищення відповідних показників, властивих країнам Західної Європи. Особливо це стосується розподільних електромереж, для яких, крім конструктивної невідповідності сучасним умовам експлуатації, характерним є негативний вплив з боку магістральних електромереж, зумовлений їхньою неоднорідністю [2, 3].

Головною причиною підвищених витрат електроенергії, зокрема технічного складника витрат, є низька ефективність електроощадних заходів, що, у свою чергу, зумовлено недостатнім рівнем автоматизації контролю та керування режимами магістральних та розподільних електромереж. Ураховуючи високий рівень розвитку сучасних мікропроцесорних систем та широкомасштабне впровадження автоматизованих систем моніторингу режимів, особливо магістральних електромереж, стає можливим, по-перше, використовувати інформацію з баз даних таких систем у задачах оптимізації керування потоками потужності [3] та взаємовпливу [4] електричних мереж (ЕМ) в електричній системі (ЕС) [4], а по-друге, інтегрувати підсистеми автоматизації оптимального керування до складу автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК).

Автоматизація оптимального керування потоками потужності в сучасних ЕС, розвиваючись на основі наявних АСДК, передбачає розроблення й удосконалення технічного, інформаційного і програмного забезпечення. На сьогодні в практиці диспетчерського керування енергосистемами використовують програмно-технічні засоби оптимізації нормальних режимів ЕС, які мають низку недоліків. Недосконалість математично-програмного забезпечення зумовлена, переважно, із використанням спрощених математичних моделей процесів транспортування електроенергії, які були актуальними

20 – 30 років тому і не відповідають сучасному рівню апаратного забезпечення. У складі апаратного забезпечення, незважаючи на його всебічний розвиток, що спостерігаємо останнім часом, практично відсутні спеціалізовані інформаційні пристрої зв'язку між регульовальними пристроями ЕС (трансформаторів та автотрансформаторів з РПН тощо) і керувальними електронно-обчислювальними машинами (ЕОМ). А без таких пристроїв неможлива взаємодія програмних засобів оптимального керування режимами ЕМ та регульовальних пристроїв (РП). Крім того, автоматизовані системи, які забезпечують локалізацію окремих функцій централізованого керування, реалізуючи програмне керування

за місцевими параметрами та оперативне коригування налагоджувальних параметрів локальних систем автоматичного керування (САК), здатні підвищити надійність функціонування системи загалом та розширити її функціональність у особливих режимах роботи.

Отже, питання вдосконалення програмно-апаратного забезпечення АСДК ЕС у напрямку реалізації оптимального керування їхніми нормальними режимами за рахунок розвитку математичних моделей та методів оптимізації параметрів РП, а також засобів реалізації таких параметрів є актуальними.

Узагальнені показники неоднорідності ЕС

Негативний вплив неоднорідності електромереж на оптимальність розподілу потужностей в ЕС може бути описаний фіктивними зрівнювальними е. р. с. \dot{E}_{zp} , які призводять до появи в замкнених контурах зрівнювальних струмів \dot{i} , таким чином, до відхилення реального струморозподілу \dot{I} від економічного $\dot{I}_{ек}$ [2, 3]. Для неоднорідних електромереж, що містять трансформаторні зв'язки та довгі електропередачі, е. р. с. \dot{E}_{zp} можна визначити за виразом [6]:

$$\dot{E}_{zp} = \dot{N}_{Ak} \dot{Z}_B (\dot{I} - \dot{I}_{ек}), \quad (1)$$

де \dot{N}_{Ak} – матриця зв'язків віток ЕС у її контурах, побудована з урахуванням трансформаторних зв'язків та довгих електропередач [6]; \dot{Z}_B – діагональна матриця опорів віток заступної схеми [6], у якій вітки довгих передач подані постійними чотириполюсника B [5, 6]; $\dot{I}_{ек}$ – вектор економічних струмів у вітках заступної схеми електромереж, визначений на підставі розрахунку економічного режиму електромереж з довгими ЛЕП; \dot{I} – вектор струмів у вітках, що відповідає реальному струморозподілу з урахуванням взаємовпливу електромереж різних класів напруги, які працюють паралельно.

У [6] показано, що струморозподіл з мінімально можливими втратами потужності в ЕМ з довгими ЛЕП, який відповідає економічному режиму роботи електромереж [2], може бути розраховано за заступною r -схемою ЕС (за аналогією з [3]) за таких умов:

– у заступній схемі враховано активні опори елементів із зосередженими параметрами (коротких ЛЕП, трансформаторів тощо) та дійсні частини постійних чотириполюсників B (для довгих ЛЕП);

– коефіцієнти трансформації в замкнених контурах приймають збалансованими (відсутні е. р. с. небалансу);

– коефіцієнти розповсюдження хвилі γ_0 [5, 7] та довжини ЛЕП l співвідносяться так, що в замкнених контурах з довгими ЛЕП не виникає е. р. с. небалансу (постійні чотириполюсника $\dot{A}_i = ch(\gamma_{0i} l_i) = idem$).

Виходячи з наведеного, вирази для визначення векторів \dot{I} та $\dot{I}_{ек}$, як функцій задавальних струмів \dot{J} у вузлах заступної схеми ЕС можуть бути подані так:

$$\dot{I} = \dot{Z}_B^{-1} \dot{M}_{Ak}^T (\dot{M}_{Ak} \dot{Z}_B^{-1} \dot{M}_{Ak}^T)^{-1} (\dot{J} - \dot{Y}_6 \dot{U}_6) + \dot{Z}_B^{-1} \dot{M}_6^T \dot{U}_6; \quad (2)$$

$$\dot{I}_{ек} = \dot{R}_B^{-1} \dot{M}'_{Ak}^T (\dot{M}'_{Ak} \dot{R}_B^{-1} \dot{M}'_{Ak}^T)^{-1} (\dot{J} - \dot{Y}'_{R6} \dot{U}_6) + \dot{R}_B^{-1} \dot{M}'_6^T \dot{U}_6, \quad (3)$$

де $\dot{M}_{Ak} = \dot{M}^+ + \dot{M}^- \dot{A}_d \dot{K}$ – матриця зв'язків віток ЕМ у її вузлах з урахуванням ідеальних

трансформаторів та довгих електропередач [3, 6]; $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T = \mathbf{M}^{T+} + \mathbf{K} \mathbf{A}_d \mathbf{M}^{T-}$ – транспонована матриця зв'язків віток ЕМ у її вузлах (символ « T » тут і далі позначає операцію транспонування матриць); \mathbf{M}^{T+} , \mathbf{M}^{T-} – матриці, які формуються заміною, відповідно, від'ємних або додатних елементів транспонованої матриці з'єднань \mathbf{M}^T [2] нулями; \mathbf{K} , $\hat{\mathbf{K}}$, \mathbf{A}_d – діагональні матриці, відповідно, прямих і комплексно-спряжених коефіцієнтів трансформації трансформаторних віток та постійних чотириполосника A для інших віток заступної схеми ЕМ; $\dot{\mathbf{Y}}_{\sigma}$, $\dot{\mathbf{Y}}_{R\sigma}$ – стовпці матриці вузлових провідностей, що відповідають базисному вузлу ЕМ, визначені, відповідно, за повною заступною схемою та за r -схемою; \dot{U}_a – напруга базисного вузла ЕМ; $\dot{\mathbf{M}}_6^T$ – стовпець матриці з'єднань $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T$, що відповідає базисному вузлу ЕМ; \mathbf{R}_B – діагональна матриця опорів віток, що містить лише активні складники опорів віток $\dot{\mathbf{Z}}_B$; $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T$, $\dot{\mathbf{M}}_{Ak}'$, $\dot{\mathbf{M}}_{\sigma}'^T$, $\mathbf{Y}'_{R\sigma}$ – матриці зв'язків та пасивних параметрів заступної схеми ЕС, визначені з урахуванням умов розрахунку економічного режиму, які подано вище.

Підставивши в (1) вирази для $\dot{\mathbf{I}}$ і $\dot{\mathbf{I}}_{ek}$, після перетворень та спрощень було отримано:

$$\dot{\mathbf{E}}_{zp} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} (\dot{\mathbf{M}}_{\sigma}^T - \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}'^T) \dot{\mathbf{U}}_{\sigma} - j \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} [\dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak}' \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T)^{-1} (\mathbf{J} - \mathbf{Y}'_{R\sigma} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma}) + \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}'^T \dot{\mathbf{U}}_{\sigma}] = \dot{\mathbf{E}}'_{zp} - j \dot{\mathbf{E}}''_{zp}, \quad (4)$$

де \mathbf{X}_B – діагональна матриця опорів віток, що містить лише реактивні складники опорів віток $\dot{\mathbf{Z}}_B$.

За визначенням, матриці-стовпці $\dot{\mathbf{M}}_6^T = \dot{\mathbf{M}}_6'^T$, тобто складник $\dot{\mathbf{E}}'_{zp} = 0$. Отже, (4) можна подати у вигляді:

$$\dot{\mathbf{E}}_{zp} = -j \left(\dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}'^T \dot{\mathbf{U}}_{\sigma} + \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak}' \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T)^{-1} (\mathbf{J} - \mathbf{Y}'_{R\sigma} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma}) \right), \quad (5)$$

або у відносних одиницях у приведенні до напруги базисного вузла:

$$\dot{\mathbf{E}}_{zp*} = -j (\dot{\boldsymbol{\mu}}_{1*} + \dot{\boldsymbol{\mu}}_{2*}); \quad \dot{\boldsymbol{\mu}}_{1*} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}'^T; \quad \dot{\boldsymbol{\mu}}_{2*} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak}' \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}'^T)^{-1} \mathbf{Y}_n, \quad (6)$$

де $\mathbf{Y}_n = (\mathbf{J} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma}^{-1} - \mathbf{Y}'_{R\sigma})$ – вектор провідностей навантажень з урахуванням взаємних провідностей базисного вузла. Вектори $\dot{\boldsymbol{\mu}}_{1*}$, $\dot{\boldsymbol{\mu}}_{2*}$ визначаються співвідношенням реактивних та активних опорів віток заступної схеми ЕМ, коефіцієнтами трансформації трансформаторів та постійними чотириполосника довгих ЛЕП A , тобто є узагальненими показниками неоднорідності ЕМ. Виходячи з (6), відсутність зрівнювальних е. р. с. у замкнених контурах характерна лише для ЕМ, у яких усі вітки відповідають класичній умові однорідності [2] $x_i/r_i = idem$ (необхідна умова – $\dot{\boldsymbol{\mu}}_{2*} = 0$), а коефіцієнти трансформації в контурах збалансовані й для довгих ЛЕП забезпечується умова узгодженості коефіцієнтів розповсюдження хвилі $\gamma_i = \sqrt{(r_i + jx_i)(g_i + jb_i)} = idem$ [5] (достатня умова – $\dot{\boldsymbol{\mu}}_{1*} = 0$). Виходячи з останнього, забезпечити однорідність електромереж з довгими ЛЕП проектними заходами практично неможливо, особливо враховуючи істотну залежність їхніх поперечних провідностей g_i , b_i від випадкового впливу навколишнього середовища. Для забезпечення режимів їх роботи, близьких до економічних, доцільно застосовувати заходи з оптимального керування трансформаторами зв'язку з поздовжньо-поперечним регулюванням.

Метод формування законів оптимального керування потоками потужності в електричних системах на підставі аналізу їхньої неоднорідності

Як відомо [3], компенсувати додаткові втрати потужності та електроенергії в ЕС, які зумовлені її неоднорідністю [2, 3], можливо шляхом регулювання напруги у вузлах ЕС або введенням в контури зрівнювальних е. р. с. У такій постановці задачі керувальними змінними є е. р. с., які необхідно ввести в замкнені контури для реалізації оптимального струморозподілу [3] за рахунок зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів, які входять до цих контурів.

У [3] показано, що оптимальне значення втрат в ЕС досягається за відносних значень е. р. с., які розраховують за формулами:

$$\mathbf{E}_{*зр.а}(t) = \boldsymbol{\pi}_a^E \mathbf{J}_{*р}(t), \quad \mathbf{E}_{*зр.р}(t) = \boldsymbol{\pi}_р^E \mathbf{J}_{*а}(t), \quad (7)$$

де $\mathbf{E}_{*зр.а}(t), \mathbf{E}_{*зр.р}(t)$ – вектори активних і реактивних складників відносних значень зрівнювальних е. р. с.; $\mathbf{J}_{*а}(t), \mathbf{J}_{*р}(t)$ – вектори активних і реактивних складників відносних значень струмів у вузлах ЕС; $\mathbf{J}(t) = \hat{\mathbf{U}}_д^{-1}(t) \cdot \hat{\mathbf{S}}(t)$ – вектор вузлових струмів ЕС (символ «^» тут і далі позначає комплексно-спряжені значення комплексних величин); $\hat{\mathbf{U}}_д(t)$, $\hat{\mathbf{S}}(t)$ – діагональна матриця вузлових напруг та вектор вузлових потужностей; $\boldsymbol{\pi}_a^E, \boldsymbol{\pi}_р^E$ – матриці критеріїв подібності.

У (7) усі параметри подано у відносних одиницях. За базисні приймають параметри ідеального режиму, розрахованого за заступною r -схемою ЕС.

Матриці критеріїв подібності визначають за формулами [3]:

$$\boldsymbol{\pi}_a^E = - \left[\mathbf{E}_{зр.а}^{(6)} \right]_д^{-1} \mathbf{v}_р \mathbf{M}_\alpha^{-1} \left[\mathbf{J}_р^{(6)} \right]_д; \quad \boldsymbol{\pi}_р^E = \left[\mathbf{E}_{зр.р}^{(6)} \right]_д^{-1} \mathbf{v}_а \mathbf{M}_\alpha^{-1} \left[\mathbf{J}_а^{(6)} \right]_д, \quad (8)$$

де $\mathbf{v} = \mathbf{N}_\alpha \mathbf{x}_\alpha \mathbf{r}_\alpha^{-1} - \mathbf{x}_\kappa \mathbf{r}_\kappa^{-1} \mathbf{N}_\alpha$ – матриця системних показників неоднорідності ЕС; $\mathbf{r}_\kappa, \mathbf{x}_\kappa$ – активний та реактивний складники матриці контурних опорів для системи базисних контурів; $\mathbf{M}_\alpha, \mathbf{N}_\alpha$ – матриці з'єднань віток дерева заступної схеми ЕС, відповідно, у вузлах і контурах.

Співвідношення (7) є законами оптимального керування, у яких коефіцієнти зворотного зв'язку за фізичним змістом – критерії подібності. Для реалізації законів керування згідно з (7) розроблено систему автоматичного керування (САК) нормальними режимами ЕС [3, 4], основна функція якої полягає в тому, щоб підтримувати значення комплексного критерію оптимальності F_* , у якому враховано чинники надійності та економічності транспортування електроенергії, а також її якості [3, 4], у межах встановленої зони нечутливості δF_* (керувальні впливи регулювальними пристроями здійснюються після виходу критерію за її межі). Результатом дії системи є наближення поточної траєкторії зміни втрат потужності в ЕС до оптимальної за заданих експлуатаційних умов [3]. Крім того, як показано в [4], реалізація керувальних впливів, отриманих на підставі (7), забезпечує оптимізацію взаємовпливу магістральних та розподільних електромереж за втратами та рівнями напруг.

Однак для отримання (7) та (8) було використано низку припущень. Приведення параметрів електромереж з трансформаторними зв'язками до одного класу напруги і, відповідно, неможливість урахування незбалансованих коефіцієнтів трансформації в

контурах ЕС, розрахунок ємнісного генерування та втрат на корону для ліній електропередачі (ЛЕП) за номінальними напругами, моделювання режимів довгих ЛЕП без урахування їхніх хвильових властивостей можуть негативно впливати на адекватність відтворення оптимальних станів ЕС та спричинити прийняття та реалізацію неефективних рішень.

Удосконалення методу формування законів оптимального керування нормальними режимами електричних систем з дальніми електропередачами

Для компенсації негативного впливу неоднорідності параметрів електромереж ЕС за рахунок керування РП у контури необхідно ввести е. р. с. небалансу $\dot{E}_{нб} \rightarrow -\dot{E}_{зр}$, за рахунок чого струми небалансу $\dot{I}_{нб}$ частково або повністю компенсують фіктивні зрівнювальні струми $\dot{I}_{зр}$ [3]. Загалом для j -го контуру, що належить до системи базисних контурів [2, 3], е. р. с. небалансу визначають так:

$$\dot{E}_{нб_j} = \left(1 - \prod_{i \in TP_j} k_i \right) \dot{U}_{\sigma} , \quad (9)$$

де k_i – коефіцієнт трансформації i -го трансформатора, що належить множині трансформаторів j -го контуру TP_j ; \dot{U}_{σ} – напруга базисного вузла ЕС.

Фіктивні зрівнювальні е. р. с. у неоднорідних електромережах, що містять трансформаторні зв'язки та довгі електропередачі як функції природного та економічного струморозподілу, можна визначити за виразом (1). Вирази для визначення векторів $\dot{\mathbf{I}}$ (2) та $\dot{\mathbf{I}}_{ек}$ (3) за умови наявності кількох балансувальних вузлів в електромережах можуть бути подані так [6]:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_D \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \dot{\mathbf{Y}}_{\sigma} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma}) + \dot{\mathbf{Z}}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}^T \dot{\mathbf{U}}_{\sigma} ; \quad (10)$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{ек} = \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_D \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{Y}_{R\sigma} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma}) + \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}^T \dot{\mathbf{U}}_{\sigma} . \quad (11)$$

Підставивши у вираз зрівнювальних е. р. с. (1) вирази для $\dot{\mathbf{I}}$ і $\dot{\mathbf{I}}_{ек}$, після перетворень та спрощень отримали:

$$\dot{E}_{зр} = \dot{\mathbf{E}}_{*нб.k} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma} - j (\dot{\mathbf{E}}_{*нб.\gamma} \dot{\mathbf{U}}_{\sigma} + \dot{\mathbf{Z}}_{ф.зр} \dot{\mathbf{J}}) , \quad (12)$$

де $\dot{\mathbf{E}}_{*нб.k} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \dot{\mathbf{M}}_{\sigma}^T$ – матриця відносних контурних е. р. с., які визначаються незбалансованими коефіцієнтами трансформації та коефіцієнтами розповсюдження хвилі довгих ЛЕП (j -ий елемент $\dot{E}_{*нб.j}$ відповідає виразу (9));

$\dot{\mathbf{E}}_{*нб.\gamma} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} (\dot{\mathbf{M}}_{\sigma}^T - \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1} \mathbf{Y}_{R\sigma})$ – матриця відносних контурних е. р. с., яка визначається перетіканнями потужності між балансувальними джерелами електроенергії ЕС та залежить від неоднорідності системи; $\dot{\mathbf{Z}}_{ф.зр} = \dot{\mathbf{N}}_{Ak} \mathbf{X}_B \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T (\dot{\mathbf{M}}_{Ak} \mathbf{R}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{Ak}^T)^{-1}$ – матриця

фіктивних контурних опорів, що визначає зрівнювальні е. р. с. як функцію неоднорідності поздовжніх та поперечних параметрів ЕС.

Із (12) видно, що складники $\dot{E}_{*нб.\gamma}$ та $Z_{\phi.зр}$ визначаються співвідношенням реактивних та активних опорів віток заступної схеми ЕС, коефіцієнтами трансформації трансформаторів та коефіцієнтами розповсюдження хвилі довгих передач (у вигляді постійних чотириполюсника A). Отже, як показано вище, відсутність зрівнювальних е. р. с. у замкнених контурах характерна лише для електромереж, у яких коефіцієнти трансформації в контурах збалансовані, усі вітки відповідають класичній умові однорідності [2], а для довгих ЛЕП забезпечується умова узгодженості коефіцієнтів розповсюдження хвилі. Виходячи з останнього, забезпечити однорідність електромереж з довгими ЛЕП практично неможливо, а для забезпечення режимів їхньої роботи, близьких до економічних, необхідне оптимальне керування трансформаторами зв'язку з поздовжньо-поперечним регулюванням.

Для випадку ЕС з єдиним базисним вузлом $\dot{E}_{*нб.\gamma} = 0$, а е. р. с. небалансу визначаються лише незбалансованими коефіцієнтами трансформації. Оптимальне коригування зазначених параметрів РП забезпечує виконання умови економічності струморозподілу в ЕС і, відповідно, перетоків потужності та взаємовпливу електромереж різних класів напруги ($\dot{E}_{зр} \rightarrow 0$).

Якщо ставиться задача оптимізації потокорозподілу ЕС з кількома балансувальними джерелами електроенергії, то до е. р. с. небалансу додається складник, що визначається перетіканням потужності між джерелами $\dot{E}_{*нб.\gamma} \dot{U}_{\sigma}$. Отже, компенсувати зрівнювальні е. р. с. у такому випадку можна, крім зазначеного вище, регулюванням напруги в центрах живлення (змінюючи генерування реактивної та активної потужності в ЕС).

Умова забезпечення економічного струморозподілу $\dot{E}_{зр} = 0$, виходячи з (12), може бути подана так:

$$\dot{E}_{нб.k}^{opt} = j(\dot{E}_{*нб.\gamma} \dot{U}_{\sigma} + Z_{\phi.зр} \mathbf{J}), \quad (13)$$

де $\dot{E}_{нб.k}^{opt} = \dot{E}_{нб.k}^{opt} \dot{U}_{\sigma}$ – вектор оптимальних контурних е. р. с. небалансу, які за фізичною природою можуть бути реалізовані зміною параметрів РП. Оптимальне значення коефіцієнта трансформації регульовального трансформатора k_0^{opt} для j -го базисного контуру, що починається з i -го базисного вузла, виходячи з (9), урахувавши вплив коефіцієнтів розповсюдження хвилі довгих ЛЕП [6], може бути розраховане за виразом:

$$k_0^{opt} = \left(1 - \dot{E}_{*нб.k_j}^{opt}\right) / \left(\prod_{s \in \mathbf{TP}_j; s \neq 0} k_s \cdot \prod_{s \in \mathbf{DL}_j} A_s \right), \quad (14)$$

де A_s – постійна чотириполюсника для s -ої ЛЕП [6], що входить до множини довгих ліній j -го контуру \mathbf{DL}_j .

Отже, використовуючи вирази (13), (14), можна визначити оптимальні коефіцієнти трансформації регульовальних трансформаторів з урахуванням зміни навантаження споживачів, планового генерування джерел електроенергії, а також наслідків первинного регулювання напруги. На відміну від (7), у (13), (14) враховано також вплив особливостей процесу транспортування електроенергії довгими ЛЕП, що підвищує адекватність рішень з

оптимального керування нормальними режимами ЕС.

Особливості реалізації системи автоматичного керування потоками потужності в ЕС з децентралізацією функцій керування в реальному часі

Для реалізації системи автоматизованого керування потоками потужності й напругою в електричних системах, яка забезпечувала б можливості оперативного керування відповідно до (13), (14), доцільно використовувати класичну двоконтурну схему [3, 4] з децентралізацією функцій керування в реальному часі. На першому етапі (у контурі централізованого керування) визначають причини неоптимального функціонування ЕС та перелік доступних регулювальних пристроїв. Для цього виконують ретроспективний аналіз результатів керування режимами на підставі короткотермінового планування, а також оцінюють показники неоднорідності ЕС. Далі, використовуючи повну інформацію про параметри ЕС, визначають та коригують матриці умовно постійних параметрів, що входять до (13). З використанням розроблених [3, 4] математичних моделей здійснюють адаптацію законів керування до реальних умов функціонування регулювальних пристроїв, виконують ранжування регулювальних пристроїв за пріоритетом керування з урахуванням надійності та ресурсу пристроїв РПН. Визначають зони нечутливості локальних систем керування регулювальними пристроями, що дозволяє встановити раціональну інтенсивність перемикачів для кожного трансформатора і скоординувати їхню роботу під час оперативного керування таким чином, щоб зниження втрат потужності досягалося за мінімальної кількості перемикачів.

На другому етапі (у контурі локального керування) отримані математичні моделі (13) використовують для визначення розрахункового значення керувальних впливів (14) і прийняття рішення щодо доцільності їхньої реалізації. Керування в темпі процесу здійснюють тільки в контурі оперативного керування. У зовнішньому контурі, за необхідності, може здійснюватися коригування пасивних параметрів ЕС для (13). Однак така зміна частіше здійснюється на стадії короткотермінового планування режимів після значних змін навантажень або за істотних відхилень параметрів регулювальних пристроїв від планових [4].

Подібна схема реалізації системи керування дозволяє забезпечити децентралізацію частини інформаційних функцій без втрати принципів централізованого керування, оскільки протягом основного часу (режими нормальної експлуатації ЕС) регулювання параметрів трансформаторів здійснюється на підставі локальних параметрів, забезпечуючи умовний оптимум загальносистемного критерію оптимальності [3, 8]. Відхилення пасивних параметрів ЕС або параметрів режиму централізовано контролюють й у разі необхідності коригують окремі параметри моделей (13) та (14). Отже, у дійсності реалізують централізоване оперативне керування режимами ЕС за допомогою “децентралізованих” підсистем – локальних регулювальних пристроїв на окремих трансформаторних підстанціях (електричних станціях).

Автоматичне керування РП ЕС та узгодження керувальних впливів з оперативним керуванням виконують із використанням мікропроцесорного пристрою автоматичного контролю та керування функціонуванням (АККФ) РП [8] (рис. 1). Пристрій може працювати в трьох основних режимах:

- 1) отримання закону з керувальної ЕОМ і керування за ним (за наявності в достатній кількості достовірної інформації про стан електричної мережі);
- 2) уведення з центральної системи керування номера відпайки і встановлення її на регуляторі РПН трансформатора (за відсутності належного інформаційного забезпечення або за дистанційного керування диспетчером енергосистеми);
- 3) автономна робота пристрою в режимі стабілізації вторинної напруги трансформатора, або автотрансформатора на заданому рівні з урахуванням уведеної зони нечутливості, або

автономна реалізація зустрічного регулювання напруги.



Рис. 1. Зовнішній вигляд пристрою АКУФ РП (передня панель)

Для переведення АКУФ РП зі стану очікування в активний стан засобами АСУ підстанції через блок зв'язку передають код операції. Після цього пристрій перевіряє параметри РПН для ідентифікації крайніх положень: отриману інформацію записують до оперативного запам'ятовувального пристрою (ОЗП). Залежності від коду операції пристрій переводять у відповідний режим роботи.

За необхідності встановити певну відпайку регулятора РПН спочатку через блок зв'язку здійснюють уведення її номера від керуваної ЕОМ. У разі відсутності збігу номера нової відпайки з номером установленної, визначають знак керувального сигналу (напрямок перемикання РПН). Далі керувальні імпульси надходять до регістрів блоку контролю та керування РПН; відповідні реле замикаються – і починається перемикання. Пристрій переходить у режим очікування закінчення перемикання, контролюючи відповідні канали блоку контролю та керування РПН. Після закінчення перемикання керувальні імпульси знімають, вимірюють параметри об'єкта керування, перевіряють відповідність їх заданим обмеженням і знову порівнюють номери відпайок. Процес повторюється, доки на регуляторі РПН не встановиться необхідна відпайка. Будь-які порушення обмежень на параметри (струми, напруги), порушення в роботі пристрою або регульовального пристрою у вигляді повідомлень надсилаються до керуваної ЕОМ.

Оперативне керування режимами ЕС виконують за допомогою комплексу програм "АЧП" [3, 8] і пристрою АККФ РП. З метою адаптації законів керування і врахування технічних обмежень щодо регульованого трансформатора за рівнями напруг та коефіцієнтами трансформації вектор спостереження уточнюють шляхом вимірювання параметрів режиму (струмів та напруг) безпосередньо на регульованому трансформаторі. Такий підхід дозволяє підвищити стійкість керування до зміни зовнішніх чинників і реалізувати його автоматичним чи автоматизованим способом у рамках наявної АСДУ [8].

Отже, у разі автоматичного керування за законом (13), спочатку виконують перевірку щодо необхідності уточнення пасивних параметрів ЕС. Якщо зміни зафіксовано, то здійснюють їх поновлення від центральної ЕОМ. Далі програмою-драйвером генерується запит для АКУФ РП на вимірювання місцевих параметрів електричної мережі, які слугують для уточнення даних, отриманих з бази даних оперативно-інформаційного комплексу ЕС.

Використовуючи вказану інформацію, відповідно до закону керування (13), визначають оптимальні значення коефіцієнту трансформації (14) та номер відпайки РП, яку необхідно встановити.

Застосування АКУФ РП дозволяє ввести в систему керування нормальними режимами ЕС зворотній зв'язок, контролювати виконання керувальних впливів і оцінювати ефективність керування як окремими трансформаторами, так і енергосистемою загалом. Останнє дає можливість автоматизувати ряд функцій оперативного керування й підвищити ефективність використання РП трансформаторів у задачах зменшення втрат активної потужності в електричній системі.

Висновки

1. Електричні системи не є оптимальними з огляду на витрати електроенергії під час її виробництва, транспортування й розподілу. Одною з основних причин неоптимальності станів ЕС є їхня неоднорідність. У роботі розв'язано наукове завдання розроблення методу визначення узагальненого показника неоднорідності ЕС, що містить довгі лінії електропередачі. На підставі наведеної математичної моделі неоднорідності електричних мереж з урахуванням особливостей функціонування довгих ліній електропередач показано, що для таких мереж через нестабільність поздовжніх та поперечних параметрів практично не може бути забезпечений їхній однорідний стан. Отже, забезпечення оптимальності їх режимів вимагає застосування відповідних систем автоматичного керування.

2. Для розв'язання задачі визначення законів оптимального керування РПН трансформаторів зв'язку ЕС з урахуванням особливостей їхнього впливу на процес транспортування та розподілу електроенергії в електромережах з довгими електропередачами було запропоновано математичну модель оптимальних е. р. с. небалансу, а також метод визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації РП з урахуванням хвильових властивостей довгих ЛЕП, а також впливу незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку та регулювання напруг у центрах живлення ЕС. Таке вдосконалення дозволяє приймати більш ефективні рішення в задачах оптимального керування потоками потужності та напругою в ЕС.

3. Застосування пристрою АКУФ РП дозволяє реалізувати в автоматизованій системі оптимального керування нормальними режимами ЕС зворотний зв'язок за параметрами керування та забезпечує можливість децентралізації окремих задач оперативного керування таких, як адаптація параметрів спостереження, контроль за виконанням керувальних впливів, оцінювання доцільності керування окремими трансформаторами тощо. Останнє дає можливість підвищити надійність та ефективність використання регулювальних пристроїв в ЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року / [Стогній Б. С., Кириленко О. В., Праховник А. В., Денисюк С. П. та ін.]. – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011. – 275 с.
2. Холмский В. Г. Оптимизация потокораспределения в замкнутых электрических сетях с высокой степенью неоднородности / В. Г. Холмский // Электричество. – 1965. – № 9. – С. 16 – 21.
3. Лежнюк П. Д. Моделирование компенсации влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Д. І. Оболонський // Электричество. – 2007. – № 11. – С. 2 – 8.
4. Лежнюк П. Д. Оцінка взаємовпливу електричних мереж енергосистем з трансформаторними зв'язками / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін // Технічна електродинаміка / Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки, ч. 7. – 2006. – С. 27 – 30.
5. Веников В. А. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока / В. А. Веников, Ю. П. Рьжов. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 272 с.
6. Комбіновані моделі нормальних режимів електричних систем з урахуванням особливостей довгих ліній

електропередачі [Електронний ресурс] / В. В. Кулик, С. Я. Вишневський // Наукові праці ВНТУ. – 2012. – № 1. – Режим доступу до журн.: http://www.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2012_1/2012-1.files/uk/12vvkltl_ua.pdf.

7. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – К.: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.

8. Лежнюк П. Д. Реалізація контролю і керування функціонуванням трансформаторів в електроенергетичних системах / П. Д. Лежнюк, К. І. Кравцов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 6. – С. 84 – 86.

Кулик Володимир Володимирович – к. т. н., доцент, доцент кафедри електричних станцій та систем, e-mail: kulik_vv@mail.ru.

Вишневський Святослав Янович – асистент кафедри електричних станцій та систем, e-mail: slava_vish@mail.ru.

Вінницький національний технічний університет.