

Математична модель для систем підтримки прийняття рішення стосовно динамічної оптимізації режимів електричних мереж

© Данилюк О.В., Козовий А.Б., Швець М.М., Дурняк Б.І., 2007

Наведено математичну модель та алгоритм динамічної оптимізації режимів електричних мереж, де вибір комбінацій задіяних пристроїв регулювання, за допомогою яких забезпечується квазіоптимальний режим, здійснюється з врахуванням прогнозованого режиму електричної мережі.

The mathematical model and algorithm of dynamic optimization of electric networks' modes is represented in this article. In the resulted model the account of a predicted electric network's mode and a choice of combinations of the involved regulation devices that provide an quasioptimal mode are carried out.

Вступ. Одним зі способів підвищення ефективності функціонування енергопостачальних компаній (ЕПК) є зниження технологічних витрат електричної енергії в їх мережах. Найменш затратним способом досягнення цієї мети є динамічна оптимізація режиму роботи електричних мереж. Для цього необхідно здійснювати короткотермінове планування режиму, яке для ЕПК передбачає: прогноз добового графіка споживання електричної потужності; рішення за заявками на узгоджене виведення у ремонт (резерв) або увімкнення в роботу основного та допоміжного устаткування з урахуванням заходів щодо ведення режиму, зміни параметрів настроювання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК [1]. Тобто необхідно проводити оптимізацію режиму роботи електричної мережі ЕПК за прогнозованими добовими графіками споживання електричної потужності та з врахуванням планової зміни конфігурації електричної мережі.

Традиційно виконується оптимізація характерних, перспективних режимів електричних мереж. Така постановка задачі оптимізації не дає ефекту від її застосування. Для того, щоб отримати максимальний ефект, необхідно виконувати задачу оптимізації як оперативну задачу, яка в масштабі реального часу виконуватиме оптимізацію перспективних режимів на наступні години. Тобто, вихідним режимом повинен бути режим, отриманий з оперативно-інформаційного комплексу, а задача оптимізації повинна виконуватись для перспективних значень навантаження споживачів, які отримують за допомогою оперативного прогнозування, планової зміни конфігурації електричної мережі та з врахуванням ресурсу спрацювання пристроїв, за допомогою яких здійснюється ведення оптимального режиму.

Під час оптимізації режиму роботи електричної мережі на математичній моделі необхідно повністю моделювати електричну мережу (різних класів номінальних напруг) [2], щоб враховувати вплив оптимізаційних діянь на зміну режиму роботи, загалом, та на втрати активної потужності, зокрема. Тобто, не можна оптимізувати режим роботи електричної мережі 35–110 кВ без врахування мереж нижчих класів номінальних напруг, бо зміна напруг у цих мережах впливає на режим роботи мереж інших класів номінальних напруг.

Виклад основного матеріалу. На нашу думку, усі системи підтримки прийняття рішення (СППР) стосовно оперативного керування режимами ЕПК повинні працювати з врахуванням динаміки зміни останніх. Основою для створення такої СППР є програмний модуль оптимізації режимів ЕПК з врахування часового горизонту зміни навантажень електричної мережі, які можна задавати у вигляді графіків прогнозованого навантаження споживачів елек-

тричної енергії. Крім врахування зміни навантажень необхідно враховувати і планові зміни конфігурації електричної мережі.

Результатом функціонування СППР оперативного керування режимами ЕПК є:

- оптимальні значення незалежних змінних для всіх ситуативних періодів часу;
- визначення часових горизонтів дії оптимальних оперативних дій;
- формування графіків задіяння пристроїв регулювання, які забезпечують квазіоптимальний режим електричної мережі.

Оперативне прогнозування режимів навантаження споживачів здійснюється у вигляді ступінчатих перспективних графіків з врахуванням часового горизонту, що вказує на період часу (T), на який здійснюється прогнозування та крок прогнозування (Δt)

$$\mathbf{P}(t) = \begin{pmatrix} P_{1,1}(t_1) & \dots & P_{1,j}(t_j) & \dots & P_{1,T}(t_T) \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ P_{i,1}(t_1) & \dots & P_{i,j}(t_j) & \dots & P_{i,T}(t_T) \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ P_{(q-1),1}(t_1) & \dots & P_{(q-1),j}(t_j) & \dots & P_{(q-1),T}(t_T) \end{pmatrix};$$

$$\mathbf{Q}(t) = \begin{pmatrix} Q_{1,1}(t_1) & \dots & Q_{1,j}(t_j) & \dots & Q_{1,T}(t_T) \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ Q_{i,1}(t_1) & \dots & Q_{i,j}(t_j) & \dots & Q_{i,T}(t_T) \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ Q_{(q-1),1}(t_1) & \dots & Q_{(q-1),j}(t_j) & \dots & Q_{(q-1),T}(t_T) \end{pmatrix}, \quad (1)$$

де $(q-1)$ – кількість незалежних вузлів розрахункової схеми електричної мережі, активне та реактивне навантаження яких формується у вигляді графіка підсумовуванням графіків активного та реактивного навантаження споживачів, які живляться від шин, що відповідають цим вузлам; $t_1 = t - t_0 = 1 \text{ год.}$ – перша точка прогнозування, яка визначається різницею між астрономічним часом t і часом останньої точки попереднього прогнозу t_0 ; $t_T = T/\Delta t$ – кількість точок прогнозованого графіка.

Основними пристроями для забезпечення квазіоптимальних режимів електричних мереж ЕПК є компенсатори реактивної потужності і РПН трансформаторів та автотрансформаторів. Задіяння цих пристроїв для керування режимами обмежується ресурсом спрацювання відповідно вимикачів та контакторів. Тому їх використання не може здійснюватися з високим ступенем дискретності.

Нехай, враховуючи вищенаведене, в деякий момент часу експлуатації перемикання відгалужень РПН і комутації вимикачами дозволено лише три рази на добу. Тоді виникає задача визначення зон застосування множини квазіоптимальних параметрів регулювальних пристроїв.

Для визначення таких зон за прогнозними графіками навантажень усіх $(q-1)$ незалежних вузлів визначасмо добовий графік значень повної потужності (рис. 1), яка надходить в розглядувану електричну мережу

$$\mathbf{S}(t) = \left\{ S_j \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{q-1} P_{i,j}(t_j) \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^{q-1} Q_{i,j}(t_j) \right)^2} \right\}, \quad t: \Delta t = 1 \text{ год.} \rightarrow j = \overline{1,24}. \quad (2)$$

Враховуючи умову, що повинно здійснюватися три перемикання на добу вибираємо такі зони (ніч, ранішній максимум і день, вечірній максимум):

$$\begin{aligned}
\mathbf{S}_I(t) &= (S_1, S_2, \dots, S_6); \\
\mathbf{S}_{II}(t) &= (S_7, S_8, \dots, S_{19}); \\
\mathbf{S}_{III}(t) &= (S_{20}, S_{21}, \dots, S_{24}).
\end{aligned}
\tag{3}$$

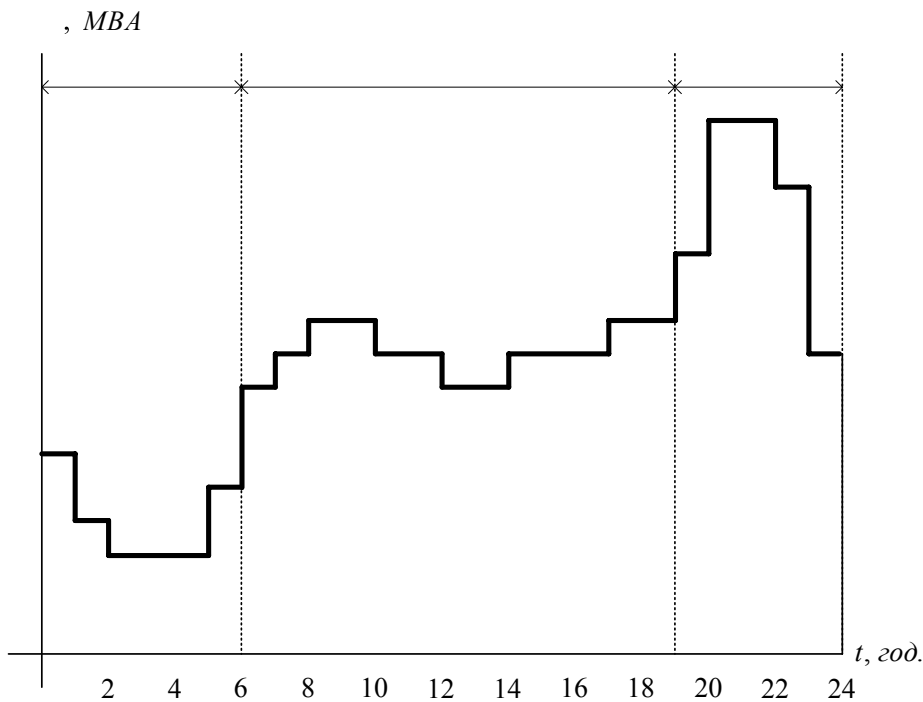


Рис. 1. Добовий графік значень повної потужності, яка надходить у розглядувану електричну мережу

Реально функціонування електричних мереж здійснюється за різними схемами безперервного постачання споживачів електричною енергією. Це зумовлено тим, що під час експлуатації електричних мереж здійснюється вивід деяких одиниць силового обладнання в планові ремонти (капітальні чи середні), що приводить до зміни схеми. У цьому разі йдеться про планування ремонтних режимів.

Крім планування ремонтних режимів, під час експлуатації існують також режими з відхиленнями від нормальної схеми. Як правило, це виникає тоді, коли напередодні надходить заявка на аварійний ремонт силового обладнання або пристроїв вторинних кіл (якщо ремонт спричиняє виведення силового обладнання), а такі ситуації не плануються завчасно. У цьому разі формується схема електропостачання “на завтра”, бажано також з безперервним постачанням споживачів електричною енергією, або, крайньою мірою, з мінімальним його обмеженням.

Тоді під час розв’язання задачі оперативної оптимізації режимів ЕПК повинен враховуватися і цей фактор. Пропонуємо ввести поняття так званих “періодів змін конфігурації електричної мережі”, які обов’язково разом зі зміною навантажень споживачів враховуватимуться під час оптимізації режимів.

Нехай, в нашому випадку, зміни в конфігурації схеми електричної мережі здійснювалися чотири рази на добу відповідно до діаграми рис. 2.

Як видно з діаграми (рис. 2) схема електричної мережі має чотири різних стани, які описуються відповідними графами

$$\mathbf{G} = (G_1, G_2, \dots, G_l, \dots, G_L)_T = (G_1, G_2, G_3, G_4)_T,
\tag{4}$$

де L – кількість можливих станів.

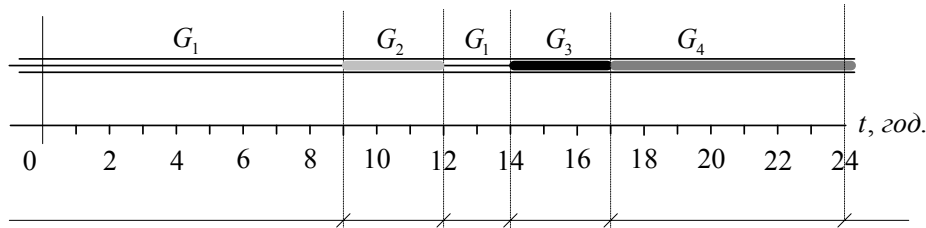


Рис. 2. Діаграма зміни в конфігурації схеми електричної мережі

Оскільки зміна конфігурації схеми здійснюється з метою ремонту чи (і) заміни обладнання, то в загальному випадку параметри схеми електричної мережі можуть помінятися. Тому вектор параметрів в нашому випадку можна записати як

$$\mathbf{C} = (C_1, C_3, C_3, C_4)_T = ((\mathbf{rxgb})_1, (\mathbf{rxgb})_3, (\mathbf{rxgb})_3, (\mathbf{rxgb})_4)_T, \quad (5)$$

де $(\mathbf{rxgb})_k$ – сукупність параметрів розрахункової схеми для кожної k -ї зміни конфігурації ($\forall k = \overline{1,5}$).

На основі вектора \mathbf{G} та параметрів \mathbf{C} розрахункової схеми з врахуванням зон застосування множини квазіоптимальних параметрів регулювальних пристроїв, формуємо вектор режимних схем:

$$\begin{aligned} \bar{h}_I(t) &= (\bar{h}_1(G_1, C_1), \bar{h}_2(G_1, C_1), \bar{h}_3(G_1, C_1), \bar{h}_4(G_1, C_1), \bar{h}_5(G_1, C_1), \bar{h}_6(G_1, C_1)); \\ \bar{h}_{II}(t) &= (\bar{h}_7(G_1, C_1), \bar{h}_8(G_1, C_1), \bar{h}_9(G_1, C_1), \bar{h}_{10}(G_2, C_2), \bar{h}_{11}(G_2, C_2), \\ &\quad \bar{h}_{12}(G_2, C_2), \bar{h}_{13}(G_1, C_3), \bar{h}_{14}(G_1, C_3), \bar{h}_{15}(G_3, C_4), \bar{h}_{16}(G_3, C_4), \\ &\quad \bar{h}_{17}(G_3, C_4), \bar{h}_{18}(G_5, C_5), \bar{h}_{19}(G_4, C_5)); \\ \bar{h}_{III}(t) &= (\bar{h}_{20}(G_4, C_5), \bar{h}_{21}(G_4, C_5), \bar{h}_{22}(G_4, C_5), \bar{h}_{23}(G_4, C_5), \bar{h}_{24}(G_4, C_5)). \end{aligned} \quad (6)$$

На основі математичної моделі, яка наведена нижче, здійснюємо розрахунок оптимальних режимів електричних мереж для кожної години відповідно до зон застосування множини квазіоптимальних параметрів регулювальних пристроїв.

Вхідними даними для оптимізації режимів виступають графіки навантаження усіх споживачів з врахуванням відповідної погодинної конфігурації схеми.

Математична модель оптимізації режимів електричної мережі для N -ї зони має вигляд

$$\left\| \begin{array}{l} \mathbf{P}_P(\bar{h}_N(t)) \times (\mathbf{P}_{\rightarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}) \vee \mathbf{P}_{\leftarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}) + \mathbf{P}_N(t, \mathbf{U})) \\ \mathbf{P}_Q(\bar{h}_N(t)) \times (\mathbf{Q}_{\rightarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}) \vee \mathbf{Q}_{\leftarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}) + \mathbf{Q}_N(t, \mathbf{U})) \\ \frac{d\Phi(\mathbf{n}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \mathbf{b})}{d\mathbf{V}} \\ \frac{d\Phi(\mathbf{n}, \tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V}, \mathbf{k}, \mathbf{b})}{d\mathbf{k}} \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{l} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{array} \right\|, \quad (7)$$

де перші два векторні рівняння описують рівняння стану електричної мережі на основі методу балансу активної та реактивної потужностей [3], а наступні два векторні рівняння описують умови мінімізації функції цілі за критерієм мінімуму втрат активної потужності; \mathbf{P}_P – матриця сполучень, за допомогою якої здійснюють формування рівнянь балансів активної потужності у вузлах схеми електричної мережі; \mathbf{P}_Q – матриця сполучень, за допомогою якої здійснюються формування рівнянь балансів реактивної потужності у вузлах схеми електричної мережі без врахування опорних вузлів; $\bar{h}_N(t)$ – конфігурація електричної мережі, для якої здійснюється оптимізація; $\mathbf{P}_{\rightarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}), \mathbf{Q}_{\rightarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}), \mathbf{P}_{\leftarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U}), \mathbf{Q}_{\leftarrow}(\mathbf{n}, \mathbf{U})$ – розрахункові значення перетоків активних та реактив-

них потужностей з обох кінців віток розрахункової схеми електричної мережі; \mathbf{i} – вектор аргументів напруг у вузлах розрахункової схеми електричної мережі; $\mathbf{U} = (\tilde{\mathbf{U}}, \mathbf{V})$ – вектор модулів залежних $\tilde{\mathbf{U}}$ та незалежних (опорних) \mathbf{V} напруг у вузлах розрахункової схеми електричної мережі; \mathbf{k}, \mathbf{b} – вектори модулів та аргументів напруг трансформаторних віток розрахункової схеми електричної мережі; $\mathbf{P}_N(t, \mathbf{U}), \mathbf{Q}_N(t, \mathbf{U})$ – значення прогнозованих графіків навантажень у вузлах схеми електричної мережі, для якої здійснюється оптимізація.

Результатом моделювання будуть оптимальні значення напруги в опорних вузлах (вузли, де встановлені компенсатори реактивної потужності)

$$\mathbf{V}_N^{onm}(t) = (\mathbf{v}^{onm}(t_i), \dots, \mathbf{v}^{onm}(t_j)) \quad (8)$$

та оптимальні значення коефіцієнтів трансформації для автотрансформаторів і трансформаторів з РПН

$$\mathbf{k}_N^{onm} = (\mathbf{k}^{onm}(t_i), \dots, \mathbf{k}^{onm}(t_j)), \quad (9)$$

а також відповідні значення втрат активної потужності в елементах електричної мережі

$$\mathbf{p}_N^{onm}(\mathbf{V}_N^{onm}(t), \mathbf{k}_N^{onm}(t)) = (p_i^{onm}(\mathbf{v}^{onm}(t_i), \mathbf{k}^{onm}(t_i)), \dots, p_j^{onm}(\mathbf{v}^{onm}(t_j), \mathbf{k}^{onm}(t_j))). \quad (10)$$

Аналогічні розрахунки здійснюємо для всіх зон.

Внаслідок розрахунку погодинних оптимальних режимів для зон сумарного графіка надходження електроенергії в ЕПК одержуємо оптимальні значення напруги та оптимальні значення коефіцієнтів трансформації

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_I^{onm}(t) &= \{\mathbf{v}_{j1}^{onm}(t)\} \quad \& \quad \mathbf{k}_I^{onm}(t) = \{\mathbf{k}_{j1}^{onm}(t)\}, \quad \forall j1 = \overline{1,6}; \\ \mathbf{V}_{II}^{onm}(t) &= \{\mathbf{v}_{j2}^{onm}(t)\} \quad \& \quad \mathbf{k}_{II}^{onm}(t) = \{\mathbf{k}_{j2}^{onm}(t)\}, \quad \forall j2 = \overline{7,19}; \\ \mathbf{V}_{III}^{onm}(t) &= \{\mathbf{v}_{j3}^{onm}(t)\} \quad \& \quad \mathbf{k}_{III}^{onm}(t) = \{\mathbf{k}_{j3}^{onm}(t)\}, \quad \forall j3 = \overline{20,24}. \end{aligned} \quad (11)$$

Але практично забезпечити ці значення неможливо, оскільки переважна більшість КРП, що експлуатуються, регулювання напруги можуть забезпечувати за дискретним принципом шляхом ввімкнення-вимкнення батарей статичних конденсаторів. Тобто, в цьому випадку величина реактивної потужності, яка видається КРП, по суті забезпечує приблизне значення оптимальної напруги.

Стосовно оптимальних значень коефіцієнтів трансформації, дискретність закладено в принцип функціонування пристроїв РПН, тому останні також забезпечують лише близькі до оптимальних значення коефіцієнтів внаслідок встановлення відповідного відгалуження.

Враховуючи вищенаведене, можна говорити лише про забезпечення квазіоптимальних погодинних режимів електричної мережі за умови дотримання таких параметрів, які є незалежними змінними в цій оптимізаційній задачі:

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_I^{onm} &= \mathbf{Q}_I^{KPP}(\mathbf{v}_I^{onm}) \& \mathbf{N}_I^{PPII}(\mathbf{k}_I^{onm}) = \left\{ \left(\mathbf{Q}_{j1}^{KPP} \& \mathbf{N}_{j1}^{PPII} \right)_{j1} \right\}, \quad \forall j1 = \overline{1,6}; \\ \mathbf{Y}_{II}^{onm} &= \mathbf{Q}_{II}^{KPP}(\mathbf{v}_{II}^{onm}) \& \mathbf{N}_{II}^{PPII}(\mathbf{k}_{II}^{onm}) = \left\{ \left(\mathbf{Q}_{j2}^{KPP} \& \mathbf{N}_{j2}^{PPII} \right)_{j2} \right\}, \quad \forall j2 = \overline{7,19}; \\ \mathbf{Y}_{III}^{onm} &= \mathbf{Q}_{III}^{KPP}(\mathbf{v}_{III}^{onm}) \& \mathbf{N}_{III}^{PPII}(\mathbf{k}_{III}^{onm}) = \left\{ \left(\mathbf{Q}_{j3}^{KPP} \& \mathbf{N}_{j3}^{PPII} \right)_{j3} \right\}, \quad \forall j3 = \overline{20,24}. \end{aligned} \quad (12)$$

Аналізуючи (12), бачимо, що зміст оперативного забезпечення квазіоптимального режиму функціонування ЕПК полягає в пошуку стратегій прийняття рішень на добу, стратегії саме і описуються формулою (12).

Тоді для підтримки прийняття квазіоптимальних рішень застосуємо матричний метод теорії гри за таким алгоритмом:

1. Для кожної із стратегій $\mathbf{Y}^{onm} = (\mathbf{Y}_I^{onm}, \mathbf{Y}_{II}^{onm}, \mathbf{Y}_{III}^{onm})$ формуємо власну матрицю втрат активної потужності, що відповідають погодинним квазіоптимальним режимам

$$\mathbf{p}_N^{onm}(t) = \begin{pmatrix} \pi_{i,i}^* & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \pi_{i+1,i+1}^* & \cdots & 0 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & \pi_{j,j}^* \end{pmatrix} = \text{diag}(\mathbf{p}_N^{onm}(\mathbf{V}_N^{onm}(t), \mathbf{k}_N^{onm}(t))). \quad (13)$$

2. Для кожної зі стратегій $\mathbf{Y}^{onm} = (\mathbf{Y}_I^{onm}, \mathbf{Y}_{II}^{onm}, \mathbf{Y}_{III}^{onm})$ формуємо взаємну матрицю втрат активної потужності, що відповідають всім погодинним режимам цієї зони

$$\mathbf{p}_N(t) = \begin{pmatrix} 0 & \pi_{i,i+1} & \cdots & \pi_{i,j} \\ \pi_{i+1,i} & 0 & \cdots & \pi_{i+1,j} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \pi_{j,i} & \pi_{j,i+1} & \cdots & 0 \end{pmatrix}. \quad (14)$$

3. Для кожної із зон формуємо платіжну матрицю

	$\dot{\mathbf{S}}_i(t), \dot{h}_i(t)$	$\dot{\mathbf{S}}_{i+1}(t), \dot{h}_{i+1}(t)$	\cdots	$\dot{\mathbf{S}}_j(t), \dot{h}_j(t)$	
\mathbf{Y}_i^{onm}	$\pi_{i,i}^*$	$\pi_{i,i+1}$	\cdots	$\pi_{i,j}$	$\pi_i^\Sigma(\mathbf{Y}_i^{onm})$
\mathbf{Y}_{i+1}^{onm}	$\pi_{i+1,i}$	$\pi_{i+1,i+1}^*$	\cdots	$\pi_{i+1,j}$	$\pi_{i+1}^\Sigma(\mathbf{Y}_{i+1}^{onm})$
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots
\mathbf{Y}_j^{onm}	$\pi_{j,i}$	$\pi_{j,i+1}$	\cdots	$\pi_{j,j}^*$	$\pi_j^\Sigma(\mathbf{Y}_j^{onm})$

4. Для кожної із зон визначаємо квазіоптимальну стратегію як

$$\tilde{\mathbf{Y}}_N^{onm} = \arg \min_{k=i}^j (\pi_k^\Sigma(\mathbf{Y}_k^{onm})) = \arg \min_{k=i}^j \left(\pi_{k,k}^* + \sum_{\substack{l=i; \\ l \neq k}}^j \pi_{k,l} \right). \quad (15)$$

У разі, якщо ресурс спрацювання пристроїв керування є більший, то сумарний графік споживання потужності енергопостачальною компанією доцільно умовно розбити на більшу кількість зон застосування множини квазіоптимальних параметрів регульовальних пристроїв, тоді ступінь ефекту стосовно прийняття рішення буде вищим.

Висновки. 1. У сучасних умовах диспетчерське керування режимами електричних мереж необхідно здійснювати на основі систем підтримки прийняття рішень з врахуванням динаміки зміни режимів навантаження та зміни конфігурації електричної мережі.

2. Створення таких систем підтримки прийняття рішень повинно ґрунтуватися на методах та математичних моделях динамічної оптимізації, внаслідок чого визначаються комбінації задіяних пристроїв регулювання, за допомогою яких можна забезпечити квазіоптимальний режим з врахування прогнозованого режиму та зміни конфігурації електричної мережі.

1. *Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. ГКД 34.20.507-2003. ДП "НТУКЦ" АсЕлЕнерго. – К., 2003. – 597 с.* 2. *Danylyuk O.V., Kozovyy A.B., Shvets M.M., Mirkevych Ya.D. Neuromathematical model of electric networks' equivalenting in problems of operative mode optimization of power supply companies // XIII International Symposium on Theoretical Electrical*

УДК 621.311.001.18

О.В. Данилюк, Н.Б. Дьяченко, В.Я. Рибак, С.М. Рильський
Національний університет “Львівська політехніка”, м. Львів

ФОРМУВАННЯ НЕЙРОМАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ, НЕОГЛЯДНИХ ЗАСОБАМИ ТЕЛЕМЕТРІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗА ПРИНЦИПАМИ “ЧОРНОЇ” ТА “НАПІВПРОЗОРОЇ” СКРИНЬОК

© Данилюк О.В., Дьяченко Н.Б., Рибак В.Я., Рильський С.М., 2007

Наведено нейроматематичні моделі неоглядних засобами телеметрії електричних мереж за принципами “чорної” та “напівпрозорої” скриньок. Застосування таких моделей дозволяє забезпечити оперативне моделювання режимів електричних мереж з врахуванням впливу фрагментів електричних мереж, в яких відсутні засоби телеметрії.

The neuromathematical models of electric networks without remote control on foundations of “black” and “translucent” small boxes are represented in this article. Application of such models allows providing the operative design of the modes of electric networks that are taking into account influence of electric networks’ fragments without remote control.

Вступ. В сучасних умовах для функціонування енергопостачальних компаній (ЕПК) пріоритетним є забезпечення ефективності розподілу та постачання електричної енергії, де основним критерієм є зменшення собівартості цього процесу за умови дотримання необхідних показників надійності та якості електричних мереж. Цього можна досягнути лише за умов ефективного оперативного керування режимами електричних мереж ЕПК. Очевидно, що оперативне керування ґрунтується на розв’язанні задач оперативного аналізу режимів електричних мереж, що є стартовою точкою для подальшого прийняття рішень. Своєю чергою розв’язання задач оперативного моделювання та аналізу режимів електричних мереж здійснюється за допомогою методів моделювання режимів, адаптованих до конкретних умов функціонування ЕПК, а також відповідної інформаційної інфраструктури.

Електричні мережі ЕПК є частково телемеханізованими, саме тому забезпечення вхідною оперативною інформацією для здійснення повномасштабного оперативного аналізу їх режимів є основною проблемою, оскільки математичні моделі застосовуються за наявності повної детермінованої вхідної інформації. Розв’язання цієї задачі досягається застосуванням технологій штучних нейронних мереж (ШНМ) для формування моделей у разі часткового інформаційного забезпечення [1, 2], де застосування математичних моделей є неможливим. Крім того, під час розв’язання задач оперативного моделювання та аналізу режимів енергопостачальних компаній за умов невизначеності математичний та нейроматематичний апарат, а також відповідні розроблені програмні засоби повинні функціонувати в реальному масштабі часу (на основі наявних телевимірювань). Процес формування та застосування моделей на основі технологій ШНМ, де навчання ШНМ здійснюється методами математичного моделювання називатимемо нейроматематичним моделюванням, а моделі – нейроматематичними моделями.