

За відомими ресурсними характеристиками ПВВ можна визначати вагові коефіцієнти для будь-яких значень струмів комутації та тиску стисненого повітря.

У випадку, коли значення p_n відрізняються для різних значень тиску стисненого повітря, то необхідно привести їх до одного вибраного значення кількості комутацій номінального робочого струму.

Слід зазначити, що при реалізації ІВС пороги фіксації струмів комутації доцільно вибирати такими, щоб числа при визначенні залишкового робочого ресурсу ПВВ були цілими.

Висновки

1. Запропонована математична модель для визначення залишкового робочого ресурсу ПВВ за двома діагностичними параметрами – значенням струму комутації та тиском стисненого повітря в момент комутації.

2. Для практичного застосування запропонованої математичної моделі необхідно синтезувати ІВС для діагностування ПВВ.

УДК 621.311: 621.8

О.В. Данилюк, С.В. Дьяченко, А.Ю. Майоров*, О.М. Павлюк**
 Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра ЕМС
 *ВАТ “Львівобленерго”

**Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра АСУ

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ОЦІНЮВАННЯ СТАНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

© Данилюк О.В., Дьяченко С.В., Майоров А.Ю., Павлюк О.М., 2002

У статті запропоновано математичну модель та алгоритм розв’язання задачі оцінювання стану електричної мережі на основі множини даних, складовими якої є реальні телевиміри та дораховані псевдовиміри.

Mathematical model and algorithm of the decision of a task of state estimation of an electrical network on the basis of set of the data, where data's components are real telemeasurements and calculated pseudomeasurements, is offered in the article.

Формулювання задачі

Ефективність прийняття рішення під час оперативного диспетчерського керування режимами електроенергетичних систем (ЕЕС) залежить від швидкості та точності розв’язання задач, таких як аналіз та оптимізація режимів, оперативний контроль потужності та обліку електроенергії, дослідження стійкості, діагностика режимів, оцінка надійності, розрахунок струмів коротких замикань.

Успішне розв’язання будь-якої з цих задач повинно здійснюватися, враховуючи конкретний експлуатаційний режим електричної мережі. Саме для цього оцінюється стан ЕЕС [1, 2, 3] в масштабі реального часу. Тобто, вхідною інформацією для розв’язання задачі оцінювання стану є дані телевимірів, які надходять на концентратор інформації оперативних інформаційно-керуючих комплексів (ОІКК) ЕЕС. Тобто, інакше кажучи, оцінювання стану – це відтворення режиму за даними телеметрії, який існує в електричній мережі.

Результатом розв'язання задачі оцінювання стану є визначення значень модулів та аргументів напруг вузлів розрахункової схеми електричної мережі, оскільки лише тоді однозначно можна визначити перетоки активної та реактивної потужностей, які протікають по усіх вітках схеми.

Задача оцінювання стану зводиться до визначення таких значень вектор-стовпця аргументів θ та вектор-стовпця модулів напруг U , для яких значення розрахункових перетоків активної $P(\theta, U)$ та реактивної $Q(\theta, U)$ потужностей в усіх вітках розрахункової схеми розглядуваної електричної мережі $Z(\theta, U) = (P(\theta, U), Q(\theta, U))$ були би найближчими до значень телеметрії (ТМ) про перетоки активної та реактивної потужностей $Z^{TM} = (P^{TM}, Q^{TM})$ для цих же віток схеми, що можна описати за допомогою виразу

$$F = \Delta Z_T \cdot \Lambda \cdot \Delta Z + \xi \Rightarrow \min, \quad (1)$$

де

$$\Delta Z = (Z^{TM} - Z(\theta, U)) = \begin{pmatrix} \Delta z_1 \\ \vdots \\ \Delta z_{2 \times p} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_1^{TM} \\ \vdots \\ P_p^{TM} \\ Q_1^{TM} \\ \vdots \\ Q_p^{TM} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} P_1(\theta, U) \\ \vdots \\ P_p(\theta, U) \\ Q_1(\theta, U) \\ \vdots \\ Q_p(\theta, U) \end{pmatrix}$$

– відхилення розрахункових значень активної та реактивної потужностей від відповідних значень телевимірів;

$$\Lambda = \begin{pmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \alpha_{2 \times p} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \alpha_1^P & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \alpha_p^P & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \alpha_1^Q & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \alpha_p^Q \end{pmatrix}$$

– діагональна матриця вагових коефіцієнтів, співвідношення між значеннями елементів якої є обернено пропорційні до точності телевиміру, яка залежить від класу точності первинних давачів, полярності та принципу роботи вимірювального перетворювача, розрядності процесора; ξ – гауссівський шум; p – кількість віток розрахункової схеми електричної мережі.

Інформаційний аспект

Враховуючи той факт, що реально підстанції електричних мереж телемеханізовані лише частково, виникає проблема збільшення обсягу вхідної інформації, яку можна вирішити на основі дорахунку параметрів стану за конкретним зрізом існуючих телевимірів, у крайньому випадку, для сусідніх підстанцій. Ці параметри будемо називати псевдовимірами.

Реально в електричних мережах ЕЕС спостерігаються ситуації, коли однакові за конструкцією підстанції оснащені різними засобами телеметрії як за типом, так і за складом, що вимагає, керуючись традиційними підходами, створення різних форм запису рівнянь стану.

Нами пропонується для дорахунку псевдовимірів застосувати метод узагальнених незалежних змінних (УНЗ) [2], згідно з яким математичні моделі формуються на основі

одних і тих же рівнянь зв'язку між фізичними величинами, що відповідають законам електротехніки, але для різної структури вхідних даних. Цим досягається високий ступінь мобільності, масовості та оперативності при дотриманні вимог адекватності.

Дорахунок псевдовимірів на основі методу узагальнених незалежних змінних

Формування математичної моделі в методі УНЗ здійснюється за умови, що структура математичної моделі визначається повним вектором невідомих змінних при формуванні рівнянь стану об'єкта (трансформатора чи лінії), який будемо називати вектором узагальнених незалежних змінних \mathbf{z} , де одна частина з них є залежними змінними $\mathbf{x}(\mathbf{y})$ по відношенню до іншої частини, якими є незалежні змінні \mathbf{y} (в момент застосування моделі вони є відомими)

$$\mathbf{z} = (\mathbf{x}(\mathbf{y}), \mathbf{y})_T \Rightarrow \mathbf{z} \in \mathbf{Z}^{\text{TM}} = \mathbf{x}^{\text{ПВ}} \cup \mathbf{y}^{\text{ТВ}}, \quad (2)$$

де, в нашому випадку, $\mathbf{y} \in \mathbf{y}^{\text{ТВ}}$ – вектор-стовпець телевимірів (ТВ) про об'єкт належить загальній множині теревимірів електричної мережі; $\mathbf{x}(\mathbf{y}) \equiv \mathbf{x}^{\text{ПВ}}$ – вектор-стовпець псевдовимірів (ПВ) про об'єкт належить загальній множині псевдовимірів електричної мережі.

Отже, математичну модель можна представити векторним рівнянням стану об'єкта

$$\mathbf{f}(\mathbf{z}) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(\mathbf{y}), \mathbf{y}) = \mathbf{0}, \quad (3)$$

де

$$\dim(\mathbf{f}) = n = \dim(\mathbf{x}) + \dim(\mathbf{y}).$$

У загальному випадку математична модель (3) складається з двох підсистем рівнянь. Одна з них описує співвідношення між фізичними величинами (компонентами вектора \mathbf{z}) на основі рівнянь перетоків активної та реактивної потужностей з обох кінців віток заступної схеми об'єкта, який моделюється. Її структура є незмінною, а порядок визначається саме максимально можливим числом $c = \dim(\mathbf{x})$ лінійно незалежних рівнянь стану об'єкта. Цю підсистему рівнянь $\mathbf{f}_{\text{const}}(\mathbf{z})$ будемо називати внутрішньою підмоделлю математичної моделі.

Друга підсистема рівнянь містить $v = \dim(\mathbf{y}) = n - c$ лінійно незалежних рівнянь, структура якої є змінною і визначається граничними умовами та обмеженнями у вигляді рівностей, що накладаються на v з n компонентів вектора \mathbf{z} будемо називати опорним режимним базисом (ОРБ), а підсистему рівнянь $\mathbf{f}_{\text{var}}(\mathbf{z})$ – зовнішньою підмоделлю математичної моделі.

Тоді, рівняння (3) можна записати у вигляді

$$\mathbf{f}(\mathbf{z}) = (\mathbf{f}_{\text{const}}(\mathbf{z}), \mathbf{f}_{\text{var}}(\mathbf{z}))_T = \mathbf{0}. \quad (4)$$

Розрахункова схема електричної мережі формується на основі заступних схем лінії електропередач і трансформаторів, які, своєю чергою, представляються за допомогою прохідного чотириполюсника (для лінії та двообмоткового трансформатора) або сукупності трьох прохідних чотириполюсників у вигляді зірки (для триобмоткового трансформатора).

Стан такого чотириполюсника описується на основі рівнянь перетоків активної та реактивної потужностей його полюсів

$$\begin{aligned} f_1 &= P_{i,j} - U_i^2(g_{i,j} + g_o) + kU_iU_jy \cdot \cos(\theta + \varphi - \alpha) = 0; \\ f_2 &= Q_{i,j} - U_i^2(b + b_o) + kU_iU_jy \cdot \sin(\theta + \varphi - \alpha); \\ f_3 &= P_{j,i} - k^2U_j^2(g + g_o) + kU_iU_jy \cdot \cos(\theta + \varphi + \alpha) = 0; \\ f_4 &= Q_{j,i} - k^2U_j^2(b + b_o) + kU_iU_jy \cdot \sin(\theta + \varphi + \alpha) = 0, \end{aligned} \quad (5)$$

де U_i, U_j – модулі напруг на вході та виході чотириполюсника; $\theta = \theta_{ij} = -\theta_{ji} = \theta_i - \theta_j$ – аргумент між напругами U_i та U_j ; k, α – модуль та аргумент коефіцієнта трансформації узагальненої трансформаторної вітки чотириполюсника (k – модуль коефіцієнта трансформації задається для умови, коли номінальна напруга вузла i більша від номінальної напруги вузла j , а у випадку рівності номінальних напруг вузлів i та j , тобто, коли вітка є високою обмоткою триобмоткового трансформатора або лінією електропередачі, приймаємо $k = 1, \alpha = 0$); g_o, b_o – поперечні активна та реактивна провідності (у випадку лінії електропередачі $g_o = 0,5g_{ЛЕП}$, а $b_o = -0,5b_{ЛЕП}$); g, b, y – відповідно активна, реактивна та повна повздовжні провідності ($y^* = y \cdot e^{j\varphi} = g + jb$).

Вирази для перетоків потужностей (5) утворюють внутрішню підмодель

$$\mathbf{f}_{\text{const}}(\mathbf{z}) = (f_1(\mathbf{z}), f_2(\mathbf{z}), f_3(\mathbf{z}), f_4(\mathbf{z}))_{\text{T}} = \mathbf{0}; \quad c = 4, \quad (6)$$

де вектор УНЗ має вигляд

$$\mathbf{z} = (P_{i,j}, Q_{i,j}, P_{j,i}, Q_{j,i}, U_i, U_j, \theta, k, \alpha)_{\text{T}}; \quad n = 9. \quad (7)$$

Зовнішня підмодель розмірністю $v = n - c = 9 - 4 = 5$ формується відповідно до ОРБ, структура якого визначається на основі наявного складу телевимірів. Потенціально з вектора \mathbf{z} (7) повним вектором телевимірів може бути

$$\tilde{\mathbf{y}}^{\text{TB}} = (P_{i,j}, Q_{i,j}, P_{j,i}, Q_{j,i}, U_i, U_j). \quad (8)$$

Крім цього, як правило, відомими є значення модуля та аргументу коефіцієнта трансформації $k = k_{\text{реал.}}$ та $\alpha = \alpha_{\text{реал.}}$ (для лінії $k = 1, \alpha = 0$), тобто, вони завжди будуть складовими ОРБ. Тоді, враховуючи, що $v = 5$ (8) необхідно взяти ще три значення телевимірів. У випадку, якщо електрична мережа телемеханізована так, що телевимірів є більше ніж три, то ми пропонуємо до складу ОРБ ввести значення активних потужностей $P_{i,j}$ та $P_{j,i}$, які підлягають верифікації відповідно до показів лічильників енергії [5], а також однієї з напруг, наприклад U_i

$$\mathbf{y}^{\text{TB}} = (k, \alpha, P_{i,j}, P_{j,i}, U_i), \quad (9)$$

тоді всі інші складові вектора (8) підлягають перерахунку і переходять у розряд псевдовимірів. Як показали проведені нами дослідження, такий перерахунок сприяє верифікації значень цих фізичних величин [6].

В цьому випадку зовнішня модель матиме вигляд

$$\mathbf{f}_{\text{var}}(\mathbf{z}) = (f_5(\mathbf{z}), f_6(\mathbf{z}), f_7(\mathbf{z}), f_8(\mathbf{z}))_{\text{T}} = \begin{pmatrix} k - k_{\text{реал.}} \\ \alpha - \alpha_{\text{реал.}} \\ P_{i,j} - P_{i,j}^{\text{TB}} \\ Q_{i,j} - Q_{i,j}^{\text{TB}} \\ U_i - U_i^{\text{TB}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}. \quad (10)$$

Враховуючи (5), (6) та (10), система рівнянь (4) є нелінійною, тому для її розв'язання застосуємо метод у Ньютона.

На $(k+1)$ -й ітерації вектор УНЗ визначається як

$$\mathbf{z}^{(k+1)} = \mathbf{z}^{(k)} - \Delta \mathbf{z}^{(k)}, \quad (11)$$

де вектор поправок $\Delta \mathbf{z}^{(k)}$ визначається розв'язанням на кожному кроці ітерації лінеаризованої системи рівнянь методом Гаусса

$$\mathbf{W}(\mathbf{z}^{(k)}) \times \Delta \mathbf{z}^{(k)} = \mathbf{f}(\mathbf{z}^{(k)}). \quad (12)$$

У (12) матриця Якобі має таку характерну структуру:

$$\mathbf{W}(\mathbf{z}) = \partial \mathbf{f}(\mathbf{z}) / \partial \mathbf{z} = \begin{pmatrix} \partial \mathbf{f}_c(\mathbf{z}) / \partial \mathbf{z} \\ \partial \mathbf{f}_v(\mathbf{z}) / \partial \mathbf{z} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{W}_c(\mathbf{z}) \\ \mathbf{W}_v(\mathbf{z}) \end{pmatrix}, \quad (13)$$

де $\mathbf{W}_c(\mathbf{z})$ і $\mathbf{W}_v(\mathbf{z})$ – $c \times n$ і $v \times n$ -вимірні субматриці матриці Якобі, відповідно внутрішньої та зовнішньої підмоделей математичної моделі.

Алгоритм оцінювання стану

1. Внаслідок дорахунку псевдовимірів для кожного m -го об'єкта електричної мережі, які є досяжними для засобів телеметрії (з погляду оглядності), формуємо вектор-стовпець значень телеметрії оглядної електричної мережі, для якої здійснюватиметься оцінювання стану

$$\mathbf{z}^{\text{TM}} = \mathbf{x}^{\text{ПВ}} \cup \mathbf{y}^{\text{TB}} = (\mathbf{z}_1, \mathbf{z}_2, \dots, \mathbf{z}_m, \dots, \mathbf{z}_M). \quad (14)$$

2. Знаходимо мінімум функції мети (1), що спостерігатиметься при виконанні умови

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial \boldsymbol{\theta}} \\ \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial \mathbf{U}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{pmatrix}, \quad (15)$$

де

$$\frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial \boldsymbol{\theta}} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial \theta_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial \theta_q} \end{pmatrix}; \quad \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial \mathbf{U}} = \begin{pmatrix} \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial U_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial F(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})}{\partial U_q} \end{pmatrix}.$$

Для розв'язання векторної системи рівнянь застосуємо метод Ньютона, де значення вектор-стовпця $(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})_{\text{T}}$ на $(k+1)$ -й ітерації визначається згідно з рекурентним виразом

$$(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})_{\text{T}}^{(k+1)} = (\boldsymbol{\theta}, \mathbf{U})_{\text{T}}^{(k)} - (\Delta \boldsymbol{\theta}, \Delta \mathbf{U})_{\text{T}}^{(k)}. \quad (16)$$

Вектор-стовпець приросту змінних $(\Delta\theta, \Delta\mathbf{U})_T^{(k)}$ визначається на кожному кроці ітерації з лінеаризованої системи рівнянь

$$\mathbf{W}(\theta, \mathbf{U})^{(k)} \times (\Delta\theta, \Delta\mathbf{U})_T^{(k)} = \left(\frac{\partial F(\theta, \mathbf{U})}{\partial \theta}, \frac{\partial F(\theta, \mathbf{U})}{\partial \mathbf{U}} \right)_T^{(k)}, \quad (17)$$

де матриця Якобі має таку структуру:

$$\mathbf{W}(\theta, \mathbf{U})^{(k)} = \left\| \begin{array}{cc} \left[\frac{\partial^2 F(\theta, \mathbf{U})}{\partial \theta^2} \right] & \left[\frac{\partial^2 F(\theta, \mathbf{U})}{\partial \theta \cdot \partial \mathbf{U}} \right] \\ \left[\frac{\partial^2 F(\theta, \mathbf{U})}{\partial \mathbf{U} \cdot \partial \theta} \right] & \left[\frac{\partial^2 F(\theta, \mathbf{U})}{\partial \mathbf{U}^2} \right] \end{array} \right\|^{(k)}. \quad (18)$$

3. Для вектора $(\theta, \mathbf{U})_T$ за допомогою математичної моделі на основі методу балансу потужності здійснюємо розрахунок ustalеного режиму з метою визначення навантажень у вузлах графа схеми за умови, що всі вузли є опорними за модулем та аргументом напруг.

4. У результаті розрахунку ustalеного режиму, як правило, отримуємо невідповідність стосовно “порожніх” вузлів (множина M) розрахункової схеми електричної мережі (вузли де немає навантаження: шини ВН підстанцій; нульові точки триобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів), тобто

$$\dot{S}_n = P_n + jQ_n \neq 0 + j0; \quad \forall n \in M. \quad (19)$$

5. Для цих вузлів у векторі $(\theta, \mathbf{U})_T$ розфіксуємо значення аргументів та модулів напруг, а навантаженням присвоюємо нульові значення, тобто виводимо їх з розряду опорних. За допомогою математичної моделі на основі методу балансу потужності перераховуємо ustalений режим, але вже згідно з новими розрахунковими умовами

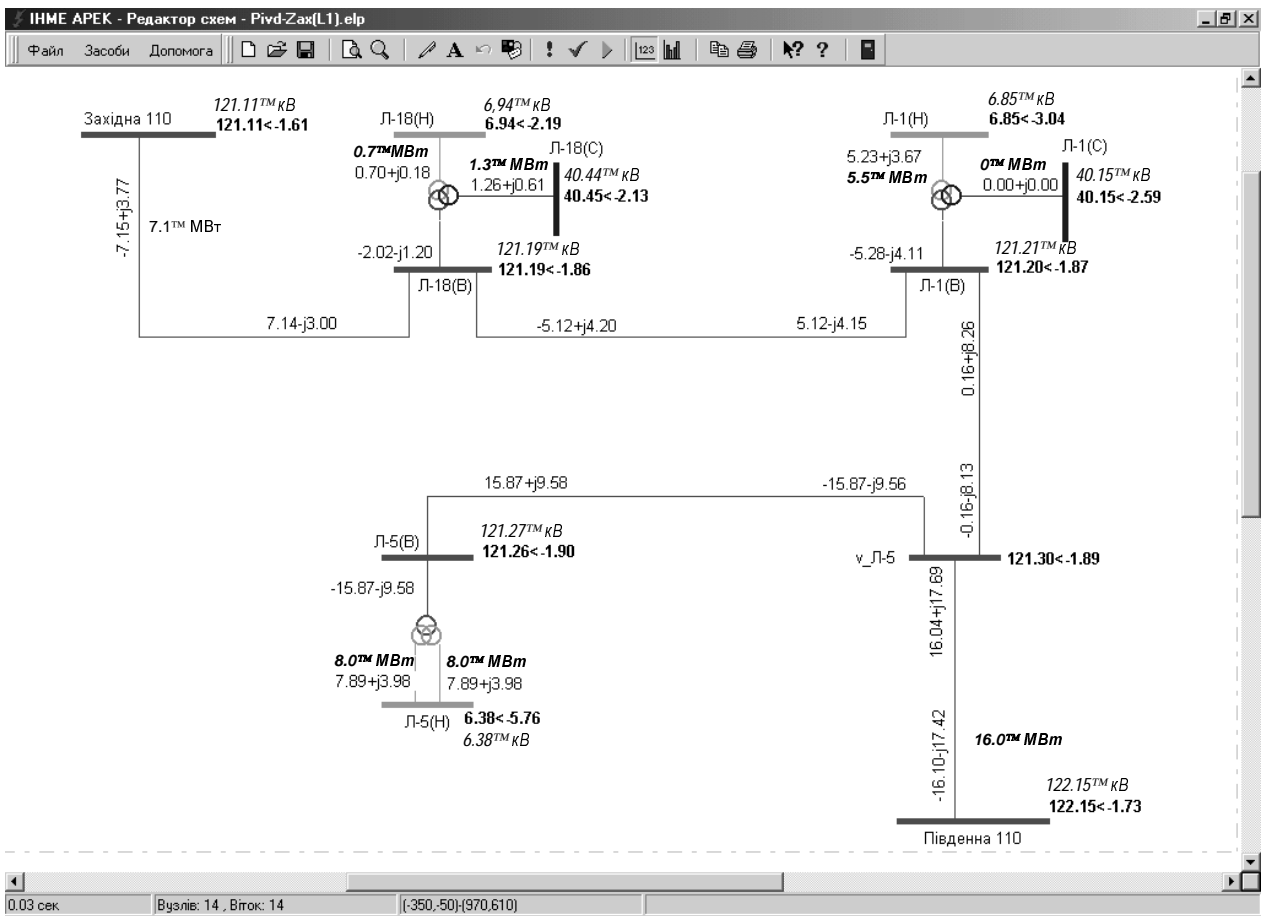
$$\dot{S}_n = P_n + jQ_n = 0 + j0; \quad \forall n \in M. \quad (20)$$

6. У результаті цього розрахунку одержуємо новий, але вже збалансований режим електричної мережі, що і є результатом розв’язання задачі оцінювання стану електричної мережі.

3. Практичне застосування

За вищенаведеним алгоритмом було розроблено та впроваджено в АСДУ ВАТ “Львівобленерго” програмний модуль оперативного оцінювання стану електричних мереж, де вхідною інформацією служать дані телеметрії, які надходять на концентратор інформації оперативного інформаційно-керуючого комплексу з підстанцій 330 та 220 кВ Західної електроенергетичної системи і підстанцій 110 кВ.

На рисунку зображено результати оцінювання стану фрагменту електричної мережі 110 кВ між підстанціями “Південна-330 кВ” і “Західна-330 кВ”, де вхідною інформацією було використано значення телевимірів (індекс “тм”).



Результати оцінювання стану фрагменту електричної мережі 110 кВ між підстанціями "Південна-330 кВ" і "Західна-330 кВ"

Висновки

1. Для розв'язання задачі оцінювання стану електричної мережі попередньо необхідно сформулювати вектор, складовими якого є значення телевимірів та псевдовимірів про перетоки активної та реактивної потужностей в усіх вітках розрахункової схеми.
2. Дорахунок псевдовимірів доцільно здійснювати за допомогою математичних моделей на основі методу узагальнених незалежних змінних з високим ступенем мобільності, масовості та оперативності.
3. Оцінювання стану електричної мережі можна вважати розв'язаною задачею лише після того, як отримано збалансований усталений режим.

1. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М., 1976. – 220 с. 2. Буткевич О.Ф. Про один з аспектів постановки задачі оцінювання стану електричних мереж за умов неповноти інформації // Технічна електродинаміка. – 1998. – № 2.- С. 60–66. 3. Прихно В.Л., Ефимов Ю.П. Оценивание режимов электроэнергетических систем на основе телеметрической информации // Моделирование электроэнергетических систем в АСДУ на основе микропроцессорной техники. – К., 1994. – С. 92–116. 4. Лысяк Г.Н., Стряпан В.Н., Данилюк А.В. Математическое моделирование установившихся режимов электрических систем переменного

постоянного тока: Навч. посібник. – К., 1990. – 104 с. 5. Грицик В.В., Андрощук О.В., Данилюк О.В., Дьяченко С.В. Верифікація телеінформації в системах оперативного обліку електричної енергії // Автоматика-2000: Зб. пр. – Львів, 2000. – Т. 7. – С. 15–17. 6. Данилюк О.В., Батюк Н.Б., Дьяченко С.В. Верифікація телевимірів, що надходять в оперативно-інформаційний комплекс електроенергетичних систем // Вісн. НУ “Львівська політехніка”. – 2000. – № 403. – С. 37–41.

УДК 621.311: 621.8

О.В. Данилюк, А.Б. Козовий, В.Є. Матвіїшин^{*}, І.Ю. Юрчак^{}**
 Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра ЕМС,
^{*}ВАТ “Львівобленерго”,
^{**}Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра АСУ

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ

© Данилюк О.В., Козовий А.Б., Матвіїшин В.Є., Юрчак І.Ю., 2002

У статті наведено математичну модель оптимізації режимів електричних мереж енергопостачальних компаній за критерієм мінімуму технологічних витрат електричної енергії. Для формування моделі запропоновано принцип нерозділення процесів розрахунку потокорозподілу та мінімізації функції мети.

Mathematical model of optimization of modes of electric networks of power supplying companies by criterion of a minimum of the technological losses of electric energy is given in the article. The principle not division of processes calculation of power flow and minimization of function of the purpose for formation of model is offered.

Формулювання задачі

Одним з шляхів підвищення ефективності функціонування енергопостачальних компаній [1], а також і системоутворювальних мереж, є оптимізація режиму роботи їх мереж, тобто, надійне забезпечення споживачів електричною енергією при оперативному дотриманні оптимальних режимів розподілу потужності в електричних мережах за критерієм мінімуму технологічних витрат електроенергії (ТВЕ). Для визначення оптимальних режимів у реальному масштабі часу за даними телемеханіки, яким притаманна неточність та недостовірність, необхідно попередньо здійснити верифікацію телеінформації [2, 3] й оцінювання стану [4, 5, 6].

Оптимізація режиму роботи мережі, де за критерій прийнято мінімум втрат активної потужності π (потужність – потік енергії), полягає у зменшенні перетоків реактивної потужності по елементах електричної мережі шляхом регулювання напруги у вузлах мережі.

Засобами для регулювання напруги є компенсуючі пристрої реактивної потужності у вузлах електричної мережі (вузли з резервом по реактивній потужності) та пристрої повздовжнього регулювання (модулі) коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів, а також пристрої поперечного регулювання (аргументів) коефіцієнтів