

ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОДОБИЯ

П.Д.ЛЕЖНЮК, Ж.И.ОСТАПЧУК, В.В.КУЛИК

Винницкий государственный технический университет, Украина

The problems dealing with power flux and voltage control in electric system are considered. The suggested system of automatic control is based on the principle of optimum modes similarity. The method of criteria modeling is applied for analysis and generalization of optimization results into control rules.

Учитывая сложность электроэнергетической системы (ЭЭС), как объекта управления, и ее особенности режимного характера, очевидно, что отслеживать и изменять оптимальные значения параметров применительно к состояниям ЭЭС возможно только с помощью систем автоматического управления (САУ) соответствующими регулируемыми устройствами (РУ), в первую очередь трансформаторами с РПН и вольто-добавочными трансформаторами. В данной работе на основании установленных в [1] закономерностей рассматривается функционирование САУ в составе системы оптимального управления нормальными режимами ЭЭС с имитационной моделью [2].

Действие рассмотренных тут САУ направлено на уменьшение потерь электроэнергии при ее транспортировании в ЭЭС путем перераспределения естественных потоков мощности и принудительного приближения их к потокораспределению в однородной ЭЭС. Эта задача может быть отнесена к классу задач теории управления динамическими системами с квадратичным критерием качества (потери мощности) и формулируется: минимизировать функцию управления

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [x_t(t)Hx(t) + u_t(t)Lu(t)]dt \quad (1)$$

в пространстве состояний системы

$$\frac{dx}{dt} = Ax(t) + Bu(t); \quad x(t_0) = x_0; \quad (2)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t), \quad (3)$$

где $x(t)$, $u(t)$, $y(t)$ – соответственно векторы состояния, управления и слежения; A , B , C , D , H , L – матрицы постоянных коэффициентов; t_0 , t_k – начало и конец интервала времени, на котором минимизируется функция управления; x_0 – начальное значение вектора состояния.

В данной модели поставленной задачи

$$x(t) = \begin{bmatrix} \dot{J}(t) \\ \dot{U}_{\Delta}(t) \\ U_{\delta} \end{bmatrix}, \quad y(t) = \begin{bmatrix} \dot{S}_B(t) \\ \dot{I}_B(t) \\ U(t) \end{bmatrix}, \quad u(t) = \begin{bmatrix} k(t) \\ Q(t) \end{bmatrix},$$

где $\dot{J}(t) = \hat{U}_{\Delta}^{-1}(t)\hat{S}(t)$ - вектор токов в узлах ЭЭС; $\dot{U}_{\Delta}(t)$ - диагональная матрица узловых напряжений; $\dot{S}(t) = P + jQ$ - вектор мощностей в узлах; $\dot{U}_{\Delta}(t)$ - вектор напряжений узлов относительно базисного; U_{δ} - напряжение базисного узла; $\dot{U}(t)$ - вектор напряжений узлов; $\dot{S}_B(t) = P_B + jQ_B$, $\dot{I}_B(t)$ - векторы мощностей и токов в ветвях ЭЭС, где осуществляются телеизмерения; $k(t)$, $Q(t)$ - векторы коэффициентов трансформации и нагрузок источников реактивной мощности.

В таком образом поставленной задаче управляющими переменными являются э.д.с., которые необходимо ввести во все замкнутые контуры для реализации оптимального потокораспределения. В [1] показано, что оптимальные значения потерь в ЭЭС достигается при относительных значениях э.д.с., определяемых по формулам:

$$E_{* \text{ ура}}^E(t) = \pi_a^E J_{* \text{ p}}^E(t), \quad E_{* \text{ урр}}^E(t) = \pi_p^E J_{* \text{ а}}^E(t), \quad (4)$$

где $E_{* \text{ ура}}^E(t)$, $E_{* \text{ урр}}^E(t)$ - векторы активных и реактивных составляющих относительных значений уравнительных э.д.с.; $J_{* \text{ p}}^E(t)$, $J_{* \text{ а}}^E(t)$ - векторы активных и реактивных составляющих относительных значений токов в ветвях; π_a^E , π_p^E - матрицы критериев подобия.

Матрицы критериев подобия определяются по формулам [1]:

$$\pi_a^E = -\left[E_{\text{ ура}}^{(\delta)}\right]_{\Delta}^{-1} \nu r_{\text{в}} M_{\alpha}^{-1} \left[J_{\text{ p}}^{\delta}\right]_{\Delta}, \quad \pi_p^E = \left[E_{\text{ урр}}^{(\delta)}\right]_{\Delta}^{-1} \nu r_{\text{в}} M_{\alpha}^{-1} \left[J_{\text{ а}}^{\delta}\right]_{\Delta}, \quad (5)$$

где $\nu = N_{\alpha} x_{\text{в}\alpha} r_{\text{в}\alpha}^{-1} - x_{\text{к}} r_{\text{к}}^{-1} N_{\alpha}$ - матрица системных показателей неоднородности ЭЭС; $r_{\text{в}}$, $x_{\text{в}}$ - диагональные матрицы сопротивлений ветвей; $r_{\text{к}}$, $x_{\text{к}}$ - диагональные матрицы сопротивлений контуров; M_{α} , N_{α} - матрицы соединений ветвей в узлах и контурах. Индекс "α" означает, что параметры относятся к дереву схемы ЭЭС.

Соотношения (4) являются решением задачи (1)-(3), представленным в критериальной форме (относительных единицах). Они являются законами оптимального управления, в которых коэффициенты обратной связи по своей физической сути являются критериями подобия. С учетом связи между контурными э.д.с. и коэффициентами трансформации трансформаторов [1] (4) могут быть переписаны в следующем виде:

$$k'(t) = 1 - \pi_a^E J_{* \text{ p}}^E(t), \quad k''(t) = -\pi_p^E J_{* \text{ а}}^E(t), \quad (6)$$

где $k'(t), k''(t)$ - векторы действительных и мнимых составляющих коэффициентов трансформации трансформаторов.

Среди возможных способов реализации соответствующей САУ отдается предпочтение адаптивному регулированию с эталонной моделью. Такой подход отвечает требованиям к управлению нормальными режимами ЭЭС, в его рамках могут использоваться много из наработанных и используемых сегодня в АСДУ алгоритмов и программ. Он достаточно просто реализуется на практике с помощью современных микропроцессорных систем. Схема такого управления приведена на рис. 1.

В данной схеме эталонная модель является частью системы управления. На разных этапах внедрения САУ эталонная модель может выполнять разные функции. На начальном этапе автоматизации, когда необходимо согласовывать оперативное управление диспетчером с автоматическим, это имитационная модель, с помощью которой оперативный персонал не только анализирует, определяет и корректирует настроечные параметры САУ, но и имеет возможность “проигрывать” режимы ЭЭС и оценивать следствия управляющих действий, в том числе автоматических. На завершающем этапе, когда оптимальное управление нормальными режимами ЭЭС осуществляется преимущественно локальными САУ, эталонная модель становится основным элементом самонастройки и самоанализа САУ.

Данная схема управления состоит из двух контуров. В первом контуре (главном) осуществляется автоматическое управление отдельными РУ с помощью устройств автоматического контроля и управления функционированием (АКУФ) РУ. Они действуют по законам управления (6). Векторы наблюдения y' для управления РУ формируются из телеизмерений в целенаправленно выделенной области коррекции, в которой обеспечивается частичная или полная наблюдаемость.

Во втором контуре (адаптации) в зависимости от меры нарушения режима ЭЭС и решения диспетчера могут производиться действия по перенастройке АКУФ РУ или по прямому управлению параметрами РУ. В последнем случае устройства АКУФ используются для согласования канала телемеханики и блока автоматического регулирования (БАР). Команды диспетчера по изменению коэффициентов трансформации реализуются путем соответствующего изменения составляющих вектора корректирующих действий r [2]. Во втором случае, когда оптимальное управление осуществляется автоматически, в контуре адаптации по полной информации о состоянии ЭЭС у определяются матрицы критериев подобия π_a^E и π_r^E и из них для

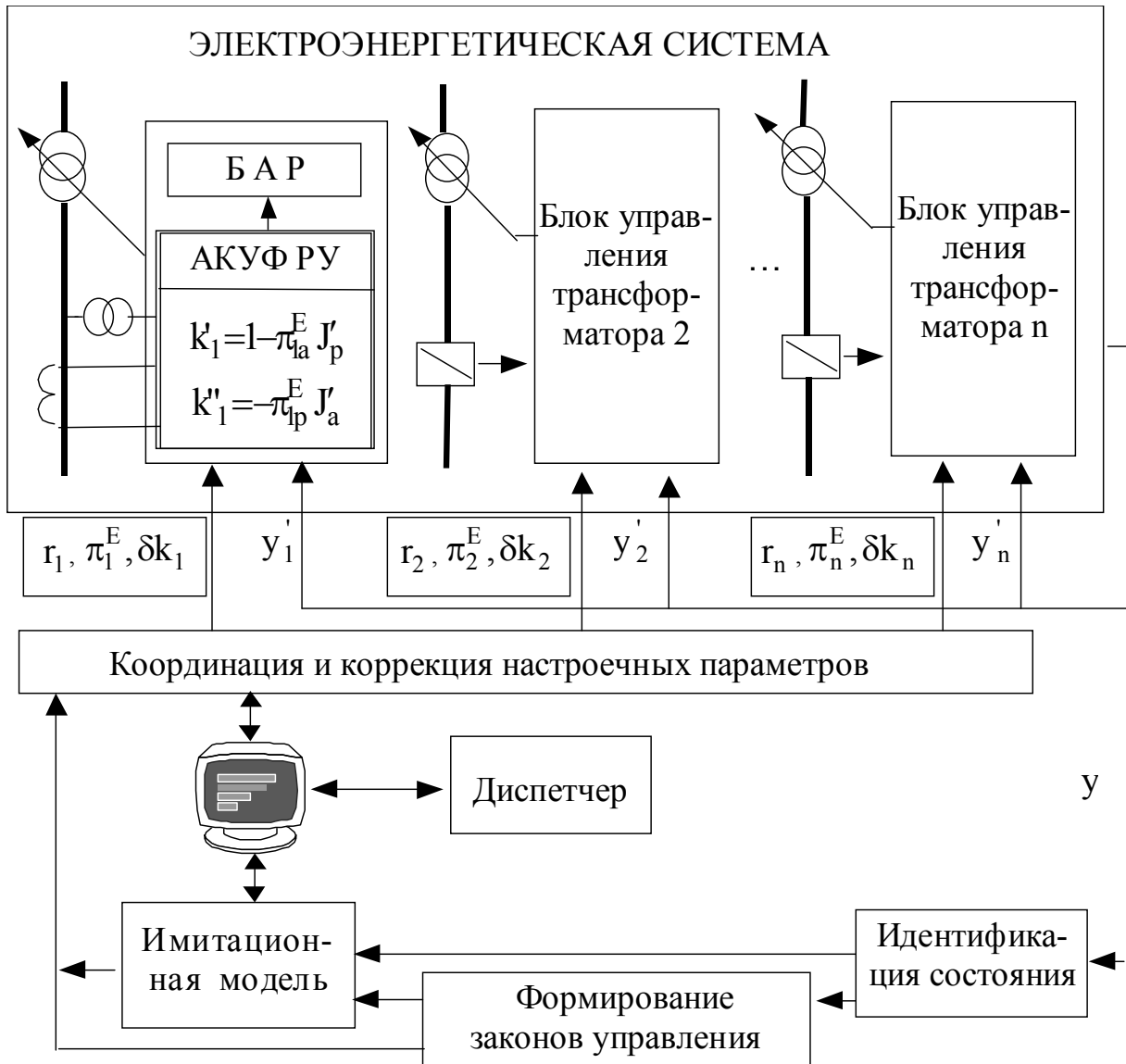


Рис. 1. Структурная схема оптимального управления

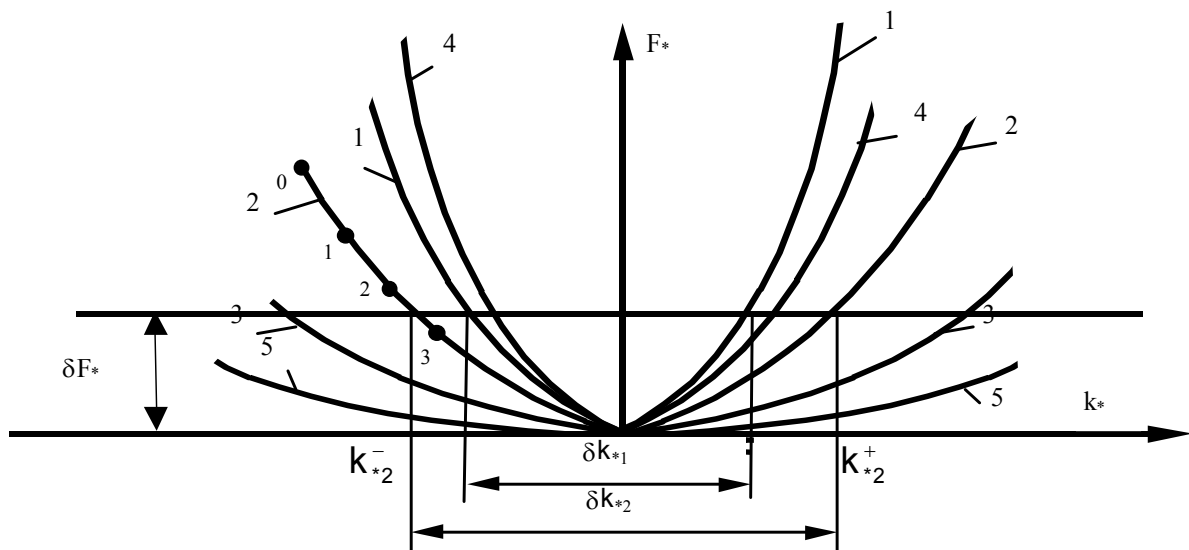


Рис. 2. Критериальные зависимости для определения зоны нечувствительности

определяющие для данного РУ критерии подобия. Состав их определяется допустимой погрешностью вычислений и реализации оптимальных коэффициентов трансформации. Еще один настроечный параметр - зона нечувствительности коэффициента трансформации δk_i задается после анализа чувствительности критерия оптимальности F к изменению коэффициентов трансформации по методике, изложенной в [3].

На рис. 2 приведены в качестве примера критериальные зависимости критерия оптимальности от коэффициентов трансформации $F_* = f(k_*)$. На основании таких зависимостей определяются зоны нечувствительности коэффициентов трансформации δk_i . Как видно, числовые значения δk_i зависят от величины зоны нечувствительности критерия оптимальности δF_* и характера зависимости $F_* = f(k_*)$. Задача оптимального управления потоками мощности в ЭЭС заключается в том, чтобы поддерживать значения F_* в зоне нечувствительности δF_* . Для этого при выходе из неё обеспечиваются управляющие влияния трансформаторами. Например, вторым трансформатором необходимо сделать три переключения – точки 0 (фактический k) -1 -2 -3 (оптимальный k).

При использовании критериального метода основой алгоритма оценки чувствительности оптимальных решений является критериальная форма целевой функции (1), которая в общем виде может быть записана как:

$$F(u_*) = \sum_{i=1}^m \pi_i \prod_{j=1}^n u_{*j}^{\alpha_{ji}}, \quad (7)$$

где $F(u_*)$ - значение целевой функции в относительных единицах, о.е.; $u_{*j} = u_j / u_{j0}$ - параметры РУ, с помощью которых оптимизируются режимы ЭЭС, о.е. (за базисные принимаются оптимальные значения параметров); π_i – критерии подобия, которые могут быть рассчитаны по (3); α_{ji} – показатели степени, которые определяются в результате аппроксимации функции [4]; m – количество членов целевой функции; n – количество переменных, которые оптимизируются.

С помощью соотношения (7) в процессе оптимального управления режимами ЭС может быть решена прямая и обратная задача чувствительности. В прямой задаче устанавливается относительное изменение значения критерия оптимальности F_* при отклонении параметров РУ от их оптимальных значений. Цель решения обратной задачи – определение области допустимых отклонений значений параметров РУ при заданном допустимом отклонении критерия оптимальности.

Решение прямой задачи оценки чувствительности связано, в основном, с анализом дополнительного движения целевой функции ΔF_* . Особенных сложностей при этом не возникает. При управлении режимами

ЭС в основном приходится иметь дело с обратными задачами чувствительности. В [4] показано, что при условии аппроксимации функции каждого РУ двучленным полиномом вида

$$F_{*j} = a_j u_{*j}^{\alpha_j} + b_j u_{*j}^{\beta_j}, \quad (8)$$

решение обратной задачи чувствительности может быть получено в аналитической форме. В (8) a_j , b_j , α_j , β_j – постоянные коэффициенты, которые отображают характер зависимости и меры влияния u_{*j} на значение F_* .

Согласно методике, предложенной в [4], выражения для граничных значений зоны нечувствительности параметров РУ имеют вид:

$$u_*^- = \left(\frac{\alpha + \beta}{\beta} \frac{a}{1 + \delta F_*} \right)^\alpha, \quad u_*^+ = \left(\frac{\alpha + \beta}{\alpha} \frac{b}{1 + \delta F_*} \right)^\beta.$$

На рис. 2 показаны граничные значения зоны нечувствительности для трансформатора 2 k_{*2}^- и k_{*2}^+ .

ВЫВОДЫ

При создании адаптивной системы оптимального управления возможно и целесообразно использовать методы теории подобия и моделирования, на основе которых можно решать задачи, характерные для АСДУ, с единых методологических позиций на всех этапах. Такой подход позволяет создать адаптивную систему управления нормальными режимами ЭЭС с децентрализацией части функций АСДУ практически без нарушения принципов централизованного управления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лежнюк П.Д., Оболонський Д.І., Пауткіна Л.Р. Моделювання впливу неоднорідності електричної системи на оптимальність її режиму // Вісник ВПІ. - 1996. - № 4. - С. 44-49.
2. Мокін Б.І., Лежнюк П.Д., Лук'яненко Ю.В. Імітаційне моделювання в оптимальному керуванні нормальними режимами електричної системи // Вісник ВПІ. - 1995. - № 3. - С. 5-9.
3. Воротницький В.Э., Лежнюк П.Д., Серова И.А. Методика и программа оценки эффективности применения РПН и АРПН в замкнутых электрических сетях // Электрические станции. - 1992. - №1. - С. 60-66.
4. Апроксимація неявно виражених критеріїв оптимальності електричної системи поліномом / Лежнюк П.Д., Оболонський Д.І., Аль-Омарі Закарія, Кравцов К.І. // Вісник ВПІ – 1994. - №4. – С. 35-37.