

МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЕНСАЦИЯ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ЭКОНОМИЧНОСТЬ ИХ РЕЖИМОВ

Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Оболонский Д.И.

Введение. Одной из основных причин неоптимальности режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) и, соответственно, дополнительных потерь электроэнергии при ее транспорте и распределении является неоднородность ЭЭС. Неоднородность ЭЭС приводит также к другим отрицательным явлениям: снижению качества электроэнергии, дополнительная нагрузка сетей низших уровней напряжений, а также снижение уровня статической и динамической устойчивости ЭЭС, что в свою очередь уменьшает пропускную способность системы в целом [1-3]. Неоднородность является конструктивным параметром ЭЭС, поэтому отрицательно влияет на их режимы на протяжении всего времени функционирования.

В данной работе рассматривается подход к комплексному решению задачи компенсации отрицательного влияния неоднородности ЭЭС на оптимальность процессов передачи и распределения электроэнергии в них на единых методологических основах. Комплексность состоит в одновременном усовершенствовании принципов рационального построения (проектирования) электрических сетей и их реконструкции, а также создании системы автоматического управления (САУ) потоками мощности в ЭЭС с целью их оптимизации.

Снижение степени неоднородности ЭЭС достигается за счет установки в ней устройств продольной компенсации (УПК), реакторов или изменения конструкции ЛЭП. Данный путь решения проблемы требует значительных капитальных затрат и может быть применен лишь тогда, когда неоднородность обусловлена небольшим количеством элементов ЭЭС, или если по тем или иным причинам необходима реконструкция существующих сетей.

При реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей актуальными являются:

– разработка принципов рационального построения схем сетей с ориентацией на устранение причин неоптимальности ЭЭС, то есть на создание условий самооптимизации их режимов, как это происходит в однородных системах [4, 5];

– разработка и усовершенствование способов повышения эффективности капитальных вложений на проведение реконструкции, направленной на достижение общесистемного эффекта.

Для достижения желаемого эффекта в данном направлении необходимо пересмотреть стратегию проектирования и реконструкции электрических сетей таким образом, чтобы каждый шаг был направлен на достижение общесистемного эффекта, то есть на приближение ЭЭС к однородному состоянию. В соответствии с этим возникает задача определения показателя неоднородности, который бы однозначно характеризовал уровень опти-

мальности ЭЭС в целом (степень приближения к однородному состоянию) и определялся конструктивными параметрами системы.

Относительно другого направления – компенсации влияния неоднородности ЭЭС режимными мероприятиями в процессе эксплуатации – то следует отметить, что с учетом сложности ЭЭС как объекта управления и особенностей режимного характера, очевидно, что отслеживать и изменять оптимальные значения параметров в соответствии с состояниями ЭЭС возможно лишь с помощью САУ регулируемыми устройствами (РУ). В связи с этим возникают две задачи:

- разработка структурной схемы САУ с учетом условий эксплуатации ЭЭС, технического состояния РУ и их реального регулировочного эффекта;
- формирование законов оптимального управления и координации управляющих воздействий локальных адаптивных САУ с целью достижения общесистемного эффекта.

Обобщенный показатель неоднородности ЭЭС. В неоднородной ЭЭС токораспределение в установившемся режиме может быть представлено в виде суммы двух векторов токов [6]:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}_e + \dot{\mathbf{I}}', \quad (1)$$

где $\dot{\mathbf{I}}_e$ – вектор экономических токов в ветвях, полученный в результате расчета установившегося режима ЭЭС по ее г-схеме замещения; $\dot{\mathbf{I}}' = \mathbf{N}\dot{\mathbf{I}}_{ур}$ – вектор дополнительных токов в ветвях, наложение которых на $\dot{\mathbf{I}}_e$ приводит к выполнению второго закона Кирхгофа; \mathbf{N} – вторая матрица соединений; $\dot{\mathbf{I}}_{ур}$ – вектор контурных уравнительных токов.

Значения токов $\dot{\mathbf{I}}_e$ соответствует токораспределению и потерям активной мощности в однородной ЭЭС. Задача оптимизации потерь мощности в ЭЭС состоит в уменьшении к нулю тока $\dot{\mathbf{I}}'$. Этот ток можно определить [5]:

$$\dot{\mathbf{I}}' = \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{I}}_e = \mathbf{C}\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{C}_r\dot{\mathbf{J}} = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}}, \quad (2)$$

где $\dot{\mathbf{J}}$ – вектор задающих токов в узлах ЭЭС; $\mathbf{C} = \mathbf{z}_b^{-1}\mathbf{M}_t\mathbf{Y}^{-1}$ – матрица токораспределения в ЭЭС; $\mathbf{C}_r = \mathbf{r}_b^{-1}\mathbf{M}_t\mathbf{Y}_r^{-1}$ – матрица токораспределения в г-схеме замещения ЭЭС; $\mathbf{z}_b = \mathbf{r}_b + j\mathbf{x}_b$ – диагональная матрица сопротивлений ветвей ЭЭС; \mathbf{M}_t – транспонированная матрица соединений ветвей в узлах; \mathbf{Y} , \mathbf{Y}_r – матрицы узловых проводимостей соответственно для z-схемы и г-схемы замещения ЭЭС.

Следовательно, задачу уменьшения потерь мощности в ЭЭС можно сформулировать как

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}} \Rightarrow 0. \quad (3)$$

Поскольку матрица \mathbf{C} комплексная, а матрица \mathbf{C}_r действительная, то (3) выполняется при условии, когда $\mathbf{C} \Rightarrow \mathbf{C}_r$, то есть

$$\mathbf{C}_p \Rightarrow 0, \mathbf{C}_a \Rightarrow \mathbf{C}_r, \quad (4)$$

где \mathbf{C}_a , \mathbf{C}_p – активная и реактивная составляющие матрицы токораспределения \mathbf{C} .

Заметим, что первое условие в (4) является необходимым, а второе – достаточным.

Запишем матрицу \mathbf{C} согласно ее определения [5] через активные и реактивные сопротивления ветвей и проводимости узлов ЭЭС. Она будет иметь вид:

$$\begin{aligned}\mathbf{C} &= (\mathbf{g}_B - j\mathbf{b}_B)\mathbf{M}_t(\mathbf{r} + j\mathbf{x}) = \\ &= (\mathbf{g}_B\mathbf{M}_t\mathbf{r} + \mathbf{b}_B\mathbf{M}_t\mathbf{x}) + j(\mathbf{g}_B\mathbf{M}_t\mathbf{x} - \mathbf{b}_B\mathbf{M}_t\mathbf{r}),\end{aligned}$$

где \mathbf{g}_B , \mathbf{b}_B – активная и реактивная составляющие матрицы проводимостей ветвей; \mathbf{r} , \mathbf{x} – активная и реактивная составляющие матрицы узловых сопротивлений.

Из последнего выражения следует, что

$$\mathbf{C}_p = (\mathbf{g}_B\mathbf{M}_t\mathbf{x} - \mathbf{b}_B\mathbf{M}_t\mathbf{r})$$

или

$$\mathbf{C}_p = \mathbf{g}_B(\mathbf{M}_t\mathbf{x}\mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_B\mathbf{r}_B^{-1}\mathbf{M}_t)\mathbf{r}. \quad (5)$$

Выражение в скобках в формуле (5), обозначим

$$\boldsymbol{\gamma} = \mathbf{M}_t\mathbf{x}\mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_B\mathbf{r}_B^{-1}\mathbf{M}_t. \quad (6)$$

Как видно, значение $\boldsymbol{\gamma}$ определяется соотношением реактивных и активных составляющих сопротивлений элементов ЭЭС, то есть неоднородностью ее параметров [4]. Таким образом, $\boldsymbol{\gamma}$ является матрицей обобщенных показателей неоднородности ЭЭС. Ее размерность определяется количеством ветвей n и количеством узлов m ЭЭС.

Из выражения (6) нетрудно убедиться в том, что для однородной ЭЭС, когда для всех ветвей $x_i/r_i = \text{idem}$, $\boldsymbol{\gamma} = 0$. То есть, независимо от нагрузки ЭЭС $\dot{\mathbf{I}}' = 0$ и дополнительные потери, которые вызываются уравнительными токами, в ЭЭС отсутствуют. В других случаях, когда $x_i/r_i \neq \text{idem}$, $\boldsymbol{\gamma} \neq 0$ и, соответственно, $\dot{\mathbf{I}}' \neq 0$. В этих случаях, как известно [4], с целью компенсации дополнительных потерь в ЭЭС необходимо в контуры вводить уравнительные противо-э.д.с. Они могут быть определены по формуле:

$$\dot{\mathbf{E}}_{\text{ур}} = -\mathbf{NZ}_B\dot{\mathbf{I}}'. \quad (7)$$

Общесистемные показатели неоднородности ЭЭС. Оценка целесообразности оптимизационных мероприятий в ЭЭС и решение проектных задач связано с анализом большого количества возможных вариантов. Выбор наилучшего по тем или иным соображениям должен быть однозначным. Поскольку показатель неоднородности $\boldsymbol{\gamma}$ является многомерным, то без дополнительной обработки он не дает однозначной оценки. Таким образом, необходимо ввести общесистемный показатель неоднородности путем приведения матрицы $\boldsymbol{\gamma}$ к виду числа, поскольку лишь в таком случае обеспечивается возможность объективной оценки близких вариантов.

В соответствии с физическим смыслом матрицу $\boldsymbol{\gamma}$ можно рассматривать как функциональное метрическое множество $\{\boldsymbol{\gamma}\}$, которое удовлетворяет аксиомам матричного пространства [7]. Каждая строка данной матрицы является набором координат n -мерного вектора-столбца уравнительных э.д.с. вет-

вей в базисе узловых напряжений, определенных на основе активной составляющей матрицы узловых сопротивлений схемы замещения ЭЭС [5]. Таким образом, столбец длин векторов уравнивающих э.д.с. ветвей схемы (характеризующих их влияние на неоднородность ЭЭС) с учетом принятого базиса в соответствии с [7] может быть определен по выражению:

$$|\gamma|_i = \left[\sqrt{\sum_{j=1}^m \gamma_{ij}^2} \right], \quad i = \overline{1, n} . \quad (8)$$

Значения элементов вектора $|\gamma|$ имеют физический смысл модулей векторов э.д.с. в ветвях, которые формируют уравнивающие токи в ЭЭС, и могут быть использованы как индикатор влияния параметров каждой отдельной ветви на степень оптимальности системы в целом.

Для формирования обобщенного показателя неоднородности с целью обеспечения количественной оценки неоднородности ЭЭС, рассмотрим две составляющие матрицы γ (6), как составляющие функционального метрического множества $\{\gamma\}$ [7]. Метризация множества $\{\gamma\}$ позволяет количественно определить значение неоднородности ЭЭС через расхождение между неоднородностью, приведенной к узлам схемы ЭЭС, и неоднородностью ветвей, распределенной по ее узлам. Это значение может быть определено через евклидову норму матрицы γ :

$$d\gamma = \rho(\mathbf{M}_t \mathbf{x} \mathbf{r}^{-1}, \mathbf{x}_b \mathbf{r}_b^{-1} \mathbf{M}_t) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \gamma_{ij}^2} . \quad (9)$$

Значение $d\gamma$ является общесистемным показателем неоднородности ЭЭС. Этот показатель дает возможность оценить влияние изменения топологии и параметров системы на оптимальность режимов ЭЭС. Диапазон его значений для конкретной ЭЭС в соответствии с [7] определяется:

$$0 \leq d\gamma \leq d\gamma_{\max} ,$$

$$\text{где } d\gamma_{\max} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (M_{ji} x_{ij} r_{ij}^{-1})^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (x_{b\ ij} r_{b\ ij}^{-1} M_{ji})^2} .$$

Для контроля изменений степени неоднородности ЭЭС в процессе оптимизации параметров системы за счет проведения тех или иных мероприятий целесообразно перейти к относительным оценкам:

$$d\gamma_* = \frac{d\gamma}{d\gamma_6} , \quad (10)$$

где $d\gamma_6$ – значение общесистемного показателя неоднородности для базовой (исходной) схемы, то есть до проведения оптимизационных воздействий.

Для оценки потенциальных возможностей оптимизационных мероприятий при реконструкции ЭЭС, то есть определения, насколько текущее состояние системы далеко от однородного, а также для возможности сравнения электрических систем с разной топологией целесообразно использовать относительный показатель неоднородности:

$$\delta\gamma = d\gamma / d\gamma_{\max} .$$

Его значения находятся в пределах:

$$0 \leq \delta\gamma \leq 1.$$

Энергосистема имеет тем большую неоднородность, чем ближе значение относительного показателя неоднородности к верхней границе $\delta\gamma_{\max}=1$.

Использование общесистемных показателей неоднородности. На рис. 1, в качестве примера, приведено графическое представление элементов вектора $|\gamma|$ для схемы ЭЭС 110-750 кВ, из которого видна неравномерность влияния параметров ветвей на оптимальность схемы ЭЭС.

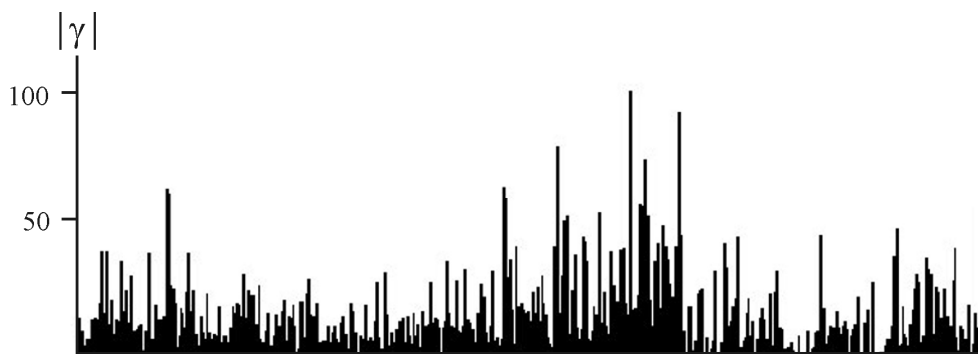


Рис. 1. Пример графического представления вектора $|\gamma|$ весовых коэффициентов влияния ветвей ЭЭС

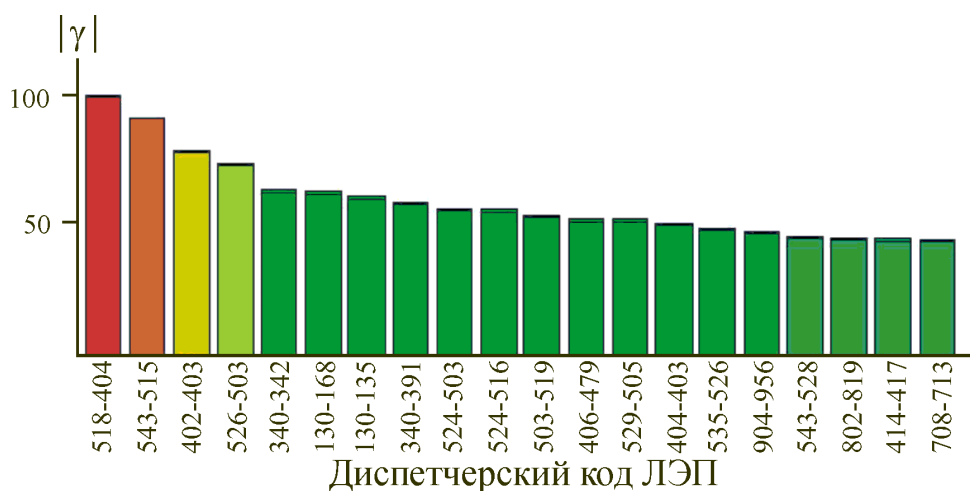


Рис. 2. Пример ранжирования ветвей ЭЭС по степени влияния на ее неоднородность (20 наиболее влияющих ветвей)

Исходя из результатов ранжирования ветвей ЭЭС по степени их влияния на неоднородность системы в целом (рис. 2) видно, что реконструкция линий 518-404, 543-515 и 402-403 приведет к наибольшему общесистемному эффекту.

Уменьшение значения $\delta\gamma$ отвечает улучшению состояния системы, то есть приближению ее к однородному. Относительное значение $\delta\gamma^*$ показывает, насколько эффективным является оптимизационное мероприятие, целесообразность которого анализируется.

Например, на рис. 3 показана зависимость $d\gamma_*$ от относительного индуктивного сопротивления линии 518-404 $d\gamma_*=f(x_{л*})$. Такую зависимость можно использовать для определения оптимальных параметров устройства продольной компенсации. Минимальное значение функции $d\gamma_*=f(x_{л*})$ соответствует оптимальному значению емкостного сопротивления УПК.

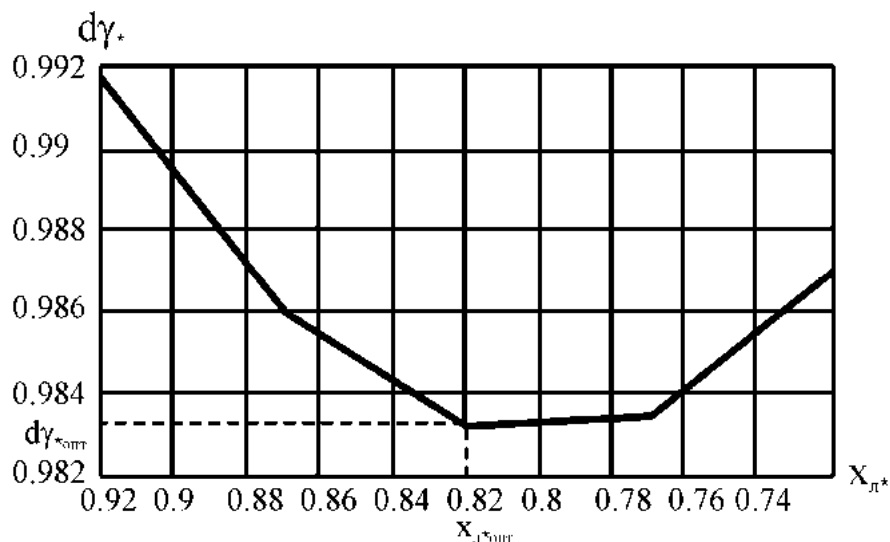


Рис. 3. Определение оптимального реактивного сопротивления ветви 518-404 с целью установки УПК

Для линии 518-404 оптимизация параметров требует компенсации 18% индуктивного сопротивления, то есть установки УПК с $x_c = 4.9$ Ом. Внедрение такого мероприятия обеспечит примерно на 2% снижение неоднородности системы в целом. Результаты анализа неоднородности исходной и оптимизированной схем ЭЭС представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Результаты анализа неоднородности ЭЭС

Состояние схемы ЭЭС	Общесистемный показатель $d\gamma$	Максимальное значение $d\gamma_{\max}$	Относительный показатель $\delta\gamma$, %
Исходная схема ЭЭС	635.309	1530	41.536%
После установки УПК в линии 518-404	624.509	1528	40.871%

Компенсация неоднородности ЭЭС в процессе эксплуатации. На основании закономерностей, установленных выше и в [8], рассмотрим функционирования САУ в составе системы оптимального управления нормальными режимами ЭЭС с эталонной моделью. Действие рассматриваемых здесь САУ трансформаторами связи, которые объединяют электрические сети разных напряжений в электрическую систему, направлено на

уменьшение потерь электроэнергии при ее транспортировке в ЭЭС путем перераспределения естественных потоков мощности и принудительного приближения их к потокораспределению в однородной ЭЭС. Эта задача может быть отнесенная к классу задач теории управления динамическими системами с квадратичным критерием качества (потери мощности):

минимизировать функцию управления

$$F(\mathbf{u}) = \int_{t_0}^{t_k} [\mathbf{x}_t(t) \mathbf{H} \mathbf{x}(t) + \mathbf{u}_t(t) \mathbf{L} \mathbf{u}(t)] dt \quad (11)$$

в пространстве состояний системы

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t); \quad \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0; \quad (12)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t), \quad (13)$$

где $\mathbf{x}(t)$, $\mathbf{u}(t)$, $\mathbf{y}(t)$ – соответственно, векторы состояния, управления и наблюдения; \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} , \mathbf{D} , \mathbf{H} , \mathbf{L} – матрицы постоянных коэффициентов; t_0 , t_k – начало и конец интервала времени, на котором минимизируется функция управления F ; \mathbf{x}_0 – начальное значение вектора состояния.

В данной модели

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}(t) \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t) \\ \mathbf{U}_B \end{bmatrix}; \quad \mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{S}}_B(t) \\ \dot{\mathbf{I}}_B(t) \\ \mathbf{U}(t) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{E}}_{yp}(t) \\ \mathbf{Q}(t) \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{J}(t) = \hat{\mathbf{U}}_d^{-1}(t) \hat{\mathbf{S}}(t)$ – вектор задающих токов в узлах ЭЭС; $\dot{\mathbf{U}}_d(t)$ – диагональная матрица узловых напряжений; $\dot{\mathbf{S}}(t) = \mathbf{P}(t) + j\mathbf{Q}(t)$ – вектор мощностей в узлах; $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t)$ – вектор напряжений узлов относительно базисного; \mathbf{U}_B – напряжение базисного узла; $\dot{\mathbf{S}}_B(t) = \mathbf{P}_B + j\mathbf{Q}_B$, $\dot{\mathbf{I}}_B(t)$ – векторы мощностей и токов в ветвях ЭЭС, оснащенных средствами телеизмерений; $\dot{\mathbf{U}}(t)$ – вектор напряжений узлов; $\dot{\mathbf{E}}_{yp}(t)$ – вектор уравнивающих э.д.с. в контурах; $\mathbf{Q}(t)$ – вектор нагрузок ИРМ.

В такой постановке задачи управляющими переменными являются э.д.с., которые необходимо ввести во все замкнутые контуры для реализации оптимального потокораспределения, и мощности ИРМ. Уравнивающие э.д.с. могут быть введенные путем изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, которые входят в контуры ЭЭС.

В [6] показано, что оптимальное значение потерь в ЭЭС достигается при относительных значениях э.д.с., которые определяются по формулам:

$$\mathbf{E}_{*yp,a}(t) = \boldsymbol{\pi}_a^e \mathbf{J}_{*p}(t), \quad \mathbf{E}_{*yp,p}(t) = \boldsymbol{\pi}_p^e \mathbf{J}_{*a}(t), \quad (14)$$

где $\mathbf{E}_{*yp,a}(t)$, $\mathbf{E}_{*yp,p}(t)$ – векторы активных и реактивных составляющих относительных значений уравнивающих э.д.с.; $\mathbf{J}_{*a}(t)$, $\mathbf{J}_{*p}(t)$ – векторы активных и реактивных составляющих относительных значений токов в узлах; $\boldsymbol{\pi}_a^e$, $\boldsymbol{\pi}_p^e$ – матрицы критериев подобия.

Матрицы критериев подобия определяются по формулам [8]:

$$\begin{aligned}\pi_a^e &= -\left[\mathbf{E}_{\text{уп.а}}^{\text{б}}\right]_{\text{д}}^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_{\text{в}} \mathbf{M}_{\alpha}^{-1} \left[\mathbf{J}_{\text{п}}^{\text{б}}\right]_{\text{д}} ; \\ \pi_p^e &= \left[\mathbf{E}_{\text{уп.п}}^{\text{б}}\right]_{\text{д}}^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_{\text{в}} \mathbf{M}_{\alpha}^{-1} \left[\mathbf{J}_{\text{а}}^{\text{б}}\right]_{\text{д}} ,\end{aligned}\quad (15)$$

где

$$\mathbf{v} = \mathbf{N}_{\alpha} \mathbf{x}_{\text{в}\alpha} \mathbf{r}_{\text{в}\alpha}^{-1} - \mathbf{x}_{\text{к}} \mathbf{r}_{\text{к}}^{-1} \mathbf{N}_{\alpha} - \quad (16)$$

матрица обобщенных показателей неоднородности дерева схемы ЭЭС; \mathbf{M}_{α} , \mathbf{N}_{α} – фрагменты матриц соединений ветвей в узлах и контурах, относящиеся к дереву схемы; $\mathbf{r}_{\text{к}}$, $\mathbf{x}_{\text{к}}$ – активная и реактивная составляющие матрицы контурных сопротивлений. Индексы означают: “ α ” – параметры относятся к дереву схемы, “ б ” – параметры базисного режима.

Соотношения (14) является решением задачи (11)–(13), представленным в критериальной форме (относительных единицах, где за базис приняты параметры оптимального режима). Они являются законами оптимального управления, в которых коэффициенты обратной связи по своему физическому смыслу являются критериями подобия. С учетом связи между контурными э.д.с. и коэффициентами трансформации трансформаторов [4], а также при условии, что регулируемые трансформаторы находятся в хордах расчетной модели ЭЭС, решение (14) задачи оптимального управления (11)–(13) может быть переписано в виде:

$$\mathbf{k}'(t) = 1 - \pi_a^e \mathbf{J}_{*_{\text{п}}}^e(t), \quad \mathbf{k}''(t) = -\pi_p^e \mathbf{J}_{*_{\text{а}}}^e(t), \quad (17)$$

где $\mathbf{k}'(t)$, $\mathbf{k}''(t)$ – векторы действительных и мнимых составляющих коэффициентов трансформации трансформаторов.

Среди возможных способов реализации рассматриваемой САУ целесообразно отдать предпочтение адаптивному регулированию с эталонной моделью. Такой подход отвечает требованиям к управлению нормальными режимами ЭЭС, в его рамках может применяться множество наработанных и используемых в АСДУ алгоритмов и программ. Он довольно просто реализуется на практике с помощью современных микропроцессорных систем.

Структурная схема САУ с данным типом управления показана на рис. 4. Здесь эталонная модель является частью системы управления. В процессе внедрения САУ эталонная модель может выполнять различные функции. На начальном этапе автоматизации, когда необходимо согласовывать оперативное управление, осуществляемое диспетчером, с автоматическим управлением, это имитационная модель, с помощью которой оперативный персонал не только анализирует, определяет и корректирует настроечные параметры САУ, но и имеет возможность “проигрывать” состояния ЭЭС и оценивать последствия управляющих воздействий, в том числе автоматических. На заключительном этапе, когда оптимальное управление нормальными режимами ЭЭС осуществляется преимущественно локальными САУ, эталонная модель становится основным элементом их самонастройки и самоанализа.



Рис. 4. Структурная схема оптимального управления нормальными режимами ЭЭС

В контуре адаптации в зависимости от степени изменения режима ЭЭС и в соответствии с решениями диспетчера выполняется коррекция настроечных параметров и уставок устройств автоматического контроля и управления функционированием (АКУФ) РУ или прямое управление параметрами РУ. Команды диспетчера по изменению коэффициентов трансформации реализуются путем соответствующего изменения составляющих вектора управляющих воздействий β . При этом устройства АКУФ используются для согласования канала телемеханики и блока автоматического регулирования (БАР). В случае, когда оптимальное управление осуществляется автоматически, в контуре адаптации по полной информации о состоянии ЭЭС y определяются матрицы критериев подобия π_a^c и π_p^c . Из них для каждого РУ формируются векторы π_i^c . В вектор π_i^c включаются только определяющие для данного РУ критерии подобия. Их состав определяется допустимой погрешностью вычислений и реализации оптимальных значений 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 [9].

На рис. 5, в качестве примера, приведены критериальные зависимости критерия оптимальности от коэффициентов трансформации $F_* = f(k_*)$. На

основании таких зависимостей устанавливаются зоны нечувствительности коэффициентов трансформации δk_i . Как видно, численные значения δk_i зависят от значения зоны нечувствительности критерия оптимальности δF_* и характера зависимости $F_* = f(k_*)$.

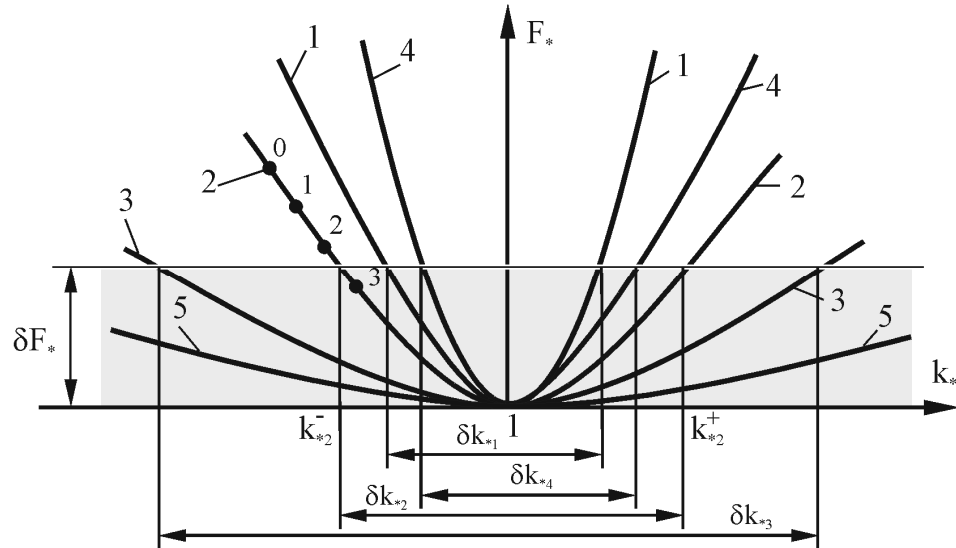


Рис. 5. Критериальные зависимости критерия оптимальности от коэффициентов трансформации трансформаторов

Координация работы трансформаторов в процессе оптимального управления потокораспределением в ЭЭС осуществляется с использованием критериальных зависимостей $F_* = f(k_*)$. Они отображают технические возможности трансформаторов в задаче снижения потерь мощности в ЭЭС и используются для определения влияния их на потоки мощности. Для того, чтобы разделить трансформаторы на функциональные группы и определить роль каждого из них в САУ потоками мощности, решается обратная задача чувствительности. В результате ее решения при заданной зоне нечувствительности критерия оптимальности δF_* определяются зоны нечувствительности δk_i коэффициентов трансформации. Как видно из рис. 5 значения этих зон отвечают реальным возможностям трансформаторов влиять на критерий оптимальности. В соответствии с их регулировочным эффектом устанавливается разная интенсивность переключений для трансформаторов ЭЭС. При таком порядке работы системы управления введение режима ЭЭС в область оптимальности реализуется минимально возможным количеством управляющих воздействий, что в свою очередь обеспечивает надежность и рациональное срабатывание ресурса регулирующих устройств.

Задача оптимального управления потоками мощности в ЭЭС состоит в том, чтобы поддерживать значение F_* в установленной зоне оптимальности (нечувствительности) δF_* . Для этого при выходе из нее осуществляются управляющие воздействия трансформаторами. Например, (см. рис. 5) регулятором второго трансформатора надлежит сделать три переключения. Для по-

вышения качества управления потоками мощности в ЭЭС с целью уменьшения потерь электроэнергии необходимо выявлять реальные возможности трансформаторов с РПН, оценивая чувствительность потерь мощности к изменениям коэффициентов трансформации. Для повышения эффективности использования трансформаторов с РПН при формировании управляющих воздействий необходимо также учитывать их техническое состояние и остаточный ресурс.

С учетом сказанного в задаче оптимизации режима ЭЭС (11)–(13) целевая функция имеет вид [10]:

$$F = \Delta P + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i=1}^q Ш_{Ti},$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в ЭЭС для данного режима (часового среза); $P(\delta U)$ – мощность, эквивалентная ущербу потребителей из-за понижения качества напряжения; $P(\omega)$ – мощность, эквивалентная ущербу вследствие недоотпуска электроэнергии, который вызван отказами трансформаторов, в частности отказами устройств РПН; $Ш_{Ti}$ – штрафная функция, которая вводится для учета ресурса трансформаторов, в том числе переключений устройств РПН; q – количество регулируемых трансформаторов.

Выводы. 1. С помощью предложенных общесистемных показателей неоднородности можно оценить влияние изменения топологии ЭЭС – введения новых линий электропередачи, УПК и трансформаторов – на оптимальность режимов ЭЭС. Ими можно воспользоваться для проведения целенаправленной реконструкции ЭЭС с целью уменьшения степени ее неоднородности, то есть последовательного устранения причины неоптимальности режимов и формирования таким образом условий для самооптимизации потокораспределения в электроэнергетической системе.

2. При автоматизации оптимального управления потоками мощности и напряжением в ЭЭС возможно и целесообразно применять методы теории подобия и моделирования. На их основе можно решать задачи, характерные для АСДУ, на единых методологических основах на всех этапах оптимального управления. Такой подход позволяет построить адаптивную САУ с децентрализацией части функций АСДУ практически без нарушения принципов централизованного управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов В. Г., Тугай Ю.И., Баженов В.А. Оптимизация режимов электрических сетей. - К.: Наукова думка, 1992. - 216 с.
2. Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. - М.: Высшая школа, 1990. - 144 с.
3. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / Войтов О.Н., Воропай Н.И., Гамм А.З. и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 256 с.

4. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. - М.: Высшая школа, 1975. - 280 с.
5. Лежнюк П.Д., Ярных Л.В. Расчет токораспределения в электрической сети // Электричество. - 1982. - №8. - С. 10-14.
6. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В.А. Веникова. - М.: Высшая школа, 1981. - 320 с.
7. Воеводин В.В., Кузнецов Ю.А. Матрицы и вычисления. - М.: Наука, 1984. - 320 с.
8. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.И. Моделирование и формирование условий самооптимизации режимов электроэнергетической системы // Техническая электродинамика: Тематический выпуск «Проблемы современной электротехники». ч. 3. – 2002. – С. 96-101.
9. Воротницкий 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.
10. Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение теории подобия в задачах управления нормальными режимами электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1990. - №5. - С. 3-11.

А в т о р ы: Лежнюк Петр Демьянович окончил электроэнергетический факультет Львовского политехнического института в 1970 г. и аспирантуру Московского энергетического института в 1979 г., где защитил кандидатскую диссертацию. В 1996 г. защитил докторскую диссертацию «Методы и средства критериального моделирования в задачах автоматизации оптимального управления электрических систем». Заведующий кафедрой электрических станций и систем Винницкого технического университета.

21021, Украина, г.Винница, просп. Юности, 5, кв.33
Телефоны: дом. - (0432)-54-50-24, служ. – (0432)-59-83-77
E-mail: lpd@inbox.ru

Кулик Владимир Владимирович окончил электроэнергетический факультет Винницкого технического университета в 1997 г. В 2001 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка средств анализа и компенсации влияния неоднородности электроэнергетической системы на оптимальность ее режимов». Доцент кафедры электрических станций и систем Винницкого технического университета.

Оболонский Дмитрий Иванович окончил электроэнергетический факультет Винницкого политехнического института в 1976 г. и аспирантуру Московского энергетического института, где в 1991 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка на основе критериального метода алгоритмов решения задач оперативного управления нормальными режимами электрической системы». Начальник службы вычислительной техники Юго-Западной электроэнергетической системы НЭК «Укрэнерго».