

УДК 621.311

В. Н. ЕФАНОВ, А. В. КОЖЕВ

## ПРИНЦИПЫ КООРДИНИРУЮЩЕГО УПРАВЛЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ НА БАЗЕ ИНДУСТРИАЛЬНЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Рассматривается метод оперативного управления локальной энергосистемой в темпе развития электромагнитных процессов, обеспечивающий заданный уровень требований к надежности и качеству электроснабжения. Реализация предлагаемого метода осуществляется в рамках информационно-управляющей системы, в состав которой входят два уровня управления. Нижний уровень образуют многосвязные системы первичного регулирования частоты и напряжения отдельных турбогенераторов. На верхнем уровне система координирующего управления активной и реактивной мощностью организует взаимодействие отдельных подсистем при их совместной работе в рамках энергетической системы. *Координация; управление; локальная энергетическая система; синтез; математическая модель; моделирование*

### ВВЕДЕНИЕ

Существующие тенденции в российской энергетике заставляют по-новому взглянуть на перспективы использования малых электростанций, работающих на местном топливе и возобновляемых источниках энергии. Дело в том, что, по данным Российского статистического агентства, Россия уже в ближайшее время может столкнуться с острым дефицитом электрической энергии, в результате чего становится крайне проблематичной централизованная подача электроэнергии в отдаленные населенные пункты и на производственные объекты, в первую очередь объекты нефте- и газодобычи, первичной подготовки и транспортировки углеводородного сырья. К тому же оборудование большинства крупных российских электростанций находится в состоянии значительного износа. Для осуществления модернизации и реконструкции Единой энергосистемы страны РАО ЕЭС, по оценкам экспертов, должно ежегодно вкладывать по 2–3 миллиарда долларов. В связи с этим возможности для расширения масштабов единой энергосистемы страны значительно сокращаются.

В этих условиях реальные перспективы энергоснабжения удаленных территорий связаны с внедрением локальных энергетических систем (ЛЭС). Особо ощутимые преимущества возникают при использовании в составе ЛЭС блочно-модульных электростан-

ций на базе промышленных газотурбинных установок (ГТУ). В настоящее время отечественная промышленность выпускает широкий спектр подобных установок: АЛ-31СТЭ (ОАО «А. Люлька–Сатурн»), НК-14Э, НК-37Э (Самарское ОАО «Моторостроитель»), ГТД-110, ПГУ-325 (ОАО «Рыбинские моторы»), ГТУ-2,5П, ГТУ-12П (ОАО «Пермский моторный завод») и т. д. Высокая эффективность их использования обусловлена значительным регулировочным диапазоном ГТУ, высоким КПД, малым временем запуска. Объединение требуемого количества турбогенераторов в ЛЭС позволяет значительно снизить суммарные затраты на выработку электроэнергии из-за эффекта перераспределения нагрузки и уменьшения необходимого общего резерва мощности. Кроме того, в ЛЭС существует возможность предотвращения аварийных режимов за счет реконфигурации электрической схемы и изменения состава включенных в работу элементов.

Однако для широкого внедрения ЛЭС необходимо обеспечить их конкурентоспособность по сравнению с централизованным энергоснабжением как с точки зрения его надежности и качества, так и с точки зрения цены производимой электроэнергии. Все это требует решения целого ряда научных и технических проблем, среди которых приоритетное место занимают следующие [1, 2]:

– оптимальное оперативное и автоматическое (в реальном масштабе времени) управление режимами систем;

– обеспечение статической и динамической устойчивости при параллельной работе нескольких турбогенераторов;

– обеспечение живучести системы при возникновении аварийных режимов.

В данной работе предлагается подход к комплексному решению сформулированных проблем, базирующийся на концепции координирующего управления заданной совокупностью электрогенераторов и потребителей электроэнергии, объединенных электрической сетью заданной конфигурации.

### 1. АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЛЭС КАК ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ

Охарактеризуем специфические особенности решения перечисленных проблем применительно к локальным электроэнергетическим системам. Основное отличие данного класса энергосистем от стационарных заключается в их масштабе, который можно оценить величиной установленной мощности, длиной линий электропередачи и числом задействованных турбогенераторов. Сравнительно малая энергоемкость локальных систем обуславливает существенное влияние изменения потребляемой мощности на режимы их функционирования. К тому же для этих систем отсутствуют стабильные графики суточной, недельной или годовой нагрузки. Указанное обстоятельство требует гибкого перераспределения активной и реактивной мощности в зависимости от конкретной складывающейся ситуации. С другой стороны, невысокая размерность локальных энергосистем позволяет реализовывать программы комплексной оптимизации их режимов в реальном масштабе времени. Следующая особенность такого рода энергосистем состоит в их высокой маневренности, которая определяется значительным регулировочным диапазоном газотурбинных установок, малым временем их запуска и небольшим расходом топлива на запуск. Это создает хорошие предпосылки для обеспечения оптимальных режимов в широком диапазоне изменения нагрузок.

Математическая модель отдельного турбогенератора может быть задана в виде следующей совокупности дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{z}_{Ti} &= A_1 \Delta z_i + B_1 \Delta w_i + D_1 \Delta \beta_i; \\ \Delta \rho_i &= C_1 \Delta z_{Ti}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\Delta z_{Ti} = [\Delta s_{Ti} \ \Delta i_{Bi}]^T$  – вектор отклонений величин соответственно скольжения ротора турбогенератора и тока обмотки возбуждения;  $\Delta w_i = [\Delta G_{Ti} \ \Delta U_{Bi}]^T$  – вектор отклонений управляющих воздействий: расхода топлива и напряжения на обмотке возбуждения;  $\Delta \beta_i = [\Delta \delta_{Ti} \ \Delta \delta_i]^T$  – вектор отклонения абсолютных углов, определяющих положение ротора турбогенератора и вектора напряжения в узле относительно некоторой синхронно вращающейся оси с угловой скоростью  $\omega_c$ ;  $\Delta \rho_i = [\Delta f_i \ \Delta U_i]^T$  – вектор отклонений соответственно частоты и величины индуцируемой в якорной обмотке ЭДС.

Организационная структура системы оперативного управления режимами работы ЛЭС предусматривает, как это показано на рис. 1, выделение двух уровней управления. Нижний уровень образуют многосвязные системы первичного регулирования частоты и напряжения (МСПРЧН) отдельных турбогенераторов. На верхнем уровне система координирующего управления активной и реактивной мощностью (СКУАРМ) организует взаимодействие отдельных подсистем при их совместной работе в рамках энергетической системы.

Математическая модель нижнего уровня управления может быть представлена в виде двух групп уравнений. Первая группа уравнений описывает процессы в узлах электрической сети, к каждому из которых подключается турбогенератор и нагрузка, и включает, помимо уравнений (1), зависимости, описывающие состояние каждого узла, а также уравнения соответствующих МСПРЧН

$$\begin{aligned} \Delta \dot{z}_{Pi} &= \Delta v_i; \\ \Delta w_i &= T \Delta z_i + G \Delta v_i; \end{aligned} \quad (2)$$

здесь  $\Delta z_{Pi}$  – вектор отклонений переменных состояния  $i$ -го регулятора;  $\Delta v_i = [\Delta g_{i1} \ \Delta g_{i2}]^T - [\Delta s_{Ti} \ \Delta U_i]^T$  – вектор отклонений входных переменных, представляющий собой рассогласование между задающими воздействиями и текущими значениями соответственно скольжения ротора турбогенератора и напряжения в  $i$ -м узле;  $\Delta w_i = [\Delta G_{Ti} \ \Delta U_{Bi}]^T$  – вектор отклонений управляющих воздействий.

Пусть электрическая сеть содержит  $n$  узлов и  $k$  соединяющих их линий. Тогда состояние узлов сети можно охарактеризовать

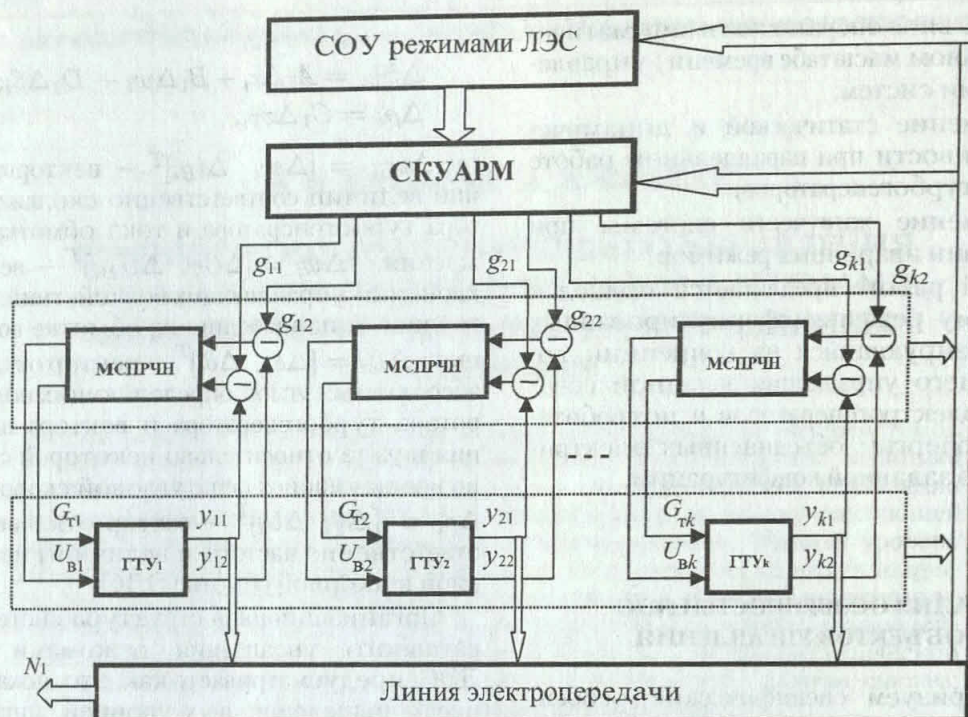


Рис. 1. Структурная схема ЛЭС: СОУ — система оперативного управления; МСПРЧН — многосвязная система первичного регулирования частоты и напряжения; СКУАРМ — система координирующего управления активной и реактивной мощностью; ГТУ — газотурбинная установка;  $g_{k1}$  и  $g_{k2}$  — уставки по частоте и напряжению, поступающие от верхнего уровня управления;  $y_{k1}$  и  $y_{k2}$  — частота и напряжение на выходе энергетической установки;  $G_{тк}$  и  $U_{вк}$  — расход топлива и напряжение возбуждения, представляющие собой управляющие воздействия;  $N_i$  — комплексная активная и реактивная нагрузка сети

следующей совокупностью переменных:  $\delta_{Гi}$  и  $\delta_i$  — абсолютные углы, определяющие положение соответственно ротора турбогенератора и вектора ЭДС относительно некоторой синхронно вращающейся оси с угловой скоростью  $\omega_c$ , аналогично этому  $\omega_{Гi}$ ,  $\omega_i$  и  $s_{Гi} = \omega_{Гi} - \omega_c$ ,  $s_i = \omega_i - \omega_c$  — частоты вращения и величины скольжения ротора и вектора ЭДС, далее,  $P_{Гi}$  — активная мощность, соответствующая электромагнитному моменту  $M_i$ , приложенному к ротору турбогенератора,  $M_{Тi}$  — вращающий момент турбины турбогенератора,  $P_{iГ}$ ,  $Q_{iГ}$  — активная и реактивная мощности, поступающие к соответствующему узлу присоединения генератора (при учете небаланса мощностей в узлах сети  $P_{iГ} \neq P_{Гi}$ ),  $P_{Hi}$ ,  $Q_{Hi}$  — активная и реактивная мощности потребителей, подключенных к узлу,  $U_i$  — модуль вектора напряжения в узле. С учетом введенных обозначений для узлов будут справедливы следующие зависимости:

— уравнения для мощностей узлов

$$\begin{aligned} P_{iГ} &= P_{iГ}(E_i, U_i, \delta_{ii}, s_i, s_{Гi}); \\ Q_{iГ} &= Q_{iГ}(E_i, U_i, \delta_{ii}, s_i, s_{Гi}), \end{aligned} \quad (3)$$

$i = 1, 2, \dots, n;$

— уравнения нагрузки в узлах схемы

$$\begin{aligned} P_{Hi} &= P_{Hi}(U_i, s_i); \\ Q_{Hi} &= Q_{Hi}(U_i, s_i), \end{aligned} \quad (4)$$

$i = 1, 2, \dots, n;$

— дополнительные уравнения связи

$$\begin{aligned} \omega_{Гi} &= s_{Гi} + \omega_c; \\ \dot{\delta}_{Гi} &= s_{Гi}; \\ \dot{\delta}_i &= s_i; \quad i = 1, 2, \dots, n. \end{aligned} \quad (5)$$

Вторая группа уравнений устанавливает взаимосвязь между параметрами отдельных узлов в соответствии с топологией линий электропередачи

$$\begin{aligned} P_{ij} &= P_{ij}(U_i, U_j, \delta_{ij}, s_i, s_j); \\ P_{ji} &= P_{ji}(U_j, U_i, \delta_{ji}, s_j, s_i), \end{aligned} \quad (6)$$

$i, j = 1, 2, \dots, n; \quad i \neq j;$

$$\begin{aligned} Q_{ij} &= Q_{ij}(U_i, U_j, \delta_{ij}, s_i, s_j); \\ Q_{ji} &= Q_{ji}(U_j, U_i, \delta_{ji}, s_j, s_i), \\ i, j &= 1, 2, \dots, n; \quad i \neq j. \end{aligned} \quad (7)$$

Здесь  $P_{ij}$  и  $Q_{ij}$  характеризуют мощности в линиях, соединяющих узлы  $i$  и  $j$  при замере в узле  $i$ .

Кроме того, уравнения второй группы устанавливают баланс активной и реактивной мощностей в узлах сети

$$\begin{aligned} P_{i\Gamma} &= P_{Hi} + \Sigma P_{ij}; \\ Q_{i\Gamma} &= Q_{Hi} + \Sigma Q_{ij}, \\ i &= 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (8)$$

и соотношение между абсолютными и взаимными углами

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j; \quad i, j = 1, 2, \dots, n; \quad i \neq j. \quad (9)$$

В уравнениях (8) суммирование осуществляется по всем линиям, связанным с  $i$ -м узлом.

Объединяя (1) и (2) с учетом линеаризованных зависимостей (3)–(9), получим централизованную модель состояния энергосистемы в следующем виде:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bg(t), \quad (10)$$

где  $x(t) = \left[ \left\langle [\Delta\delta_{\Gamma i} \quad \Delta s_{\Gamma i} \quad \Delta z_i^T]^T \right\rangle_{n \times 1} \langle \Delta\delta_i \rangle_{m \times 1} \right]^T$  т. е. — обобщенный вектор переменных состояния,  $g(t) = \left[ \langle \Delta g_{i1} \quad \Delta g_{i2} \rangle^T \right]_{n \times 1}$  — вектор задающих воздействий для нижнего уровня управления.

Уравнение наблюдения

$$y(t) = Cx(t) \quad (11)$$

включает набор тех параметров энергосистемы, которые используются при групповом регулировании активной и реактивной мощности на верхнем уровне управления.

## 2. СИНТЕЗ СИСТЕМЫ КООРДИНИРУЮЩЕГО УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ЛЭС

На систему координирующего управления [3] активной и реактивной мощностью возлагается задача согласования электромеханических процессов во всех частях энергосистемы исходя из требования обеспечения оптимального режима ее работы при одновременном поддержании в заданных пределах требуемых значений основных газодинамических и электрических параметров. Условия существования оптимального режима предусматривают,

что вектор обобщенных координат энергосистемы принадлежит к заданной области. Указанное требование позволяет выделить в дискретном пространстве состояний системы соответствующее множество  $x^*(k)$  значений вектора переменных состояния

$$Cx^*(k) = y^*(k). \quad (12)$$

Случай, когда  $x(k) \in x^*(k)$ , означает, что в системе протекают согласованные процессы, обеспечивающие оптимальные значения обобщенных координат. Если же  $x(k) \notin x^*(k)$ , то в силу (12) оптимальный режим не достигается и в системе протекают несогласованные процессы, требующие их координации. Расстояние в дискретном пространстве между фактическими  $x(k)$  и желаемыми  $x^*(k)$  значениями переменных состояния определяется минимальной длиной вектора

$$\rho(k) = x^*(k) - x(k). \quad (13)$$

Из выражений (12) и (13) следует, что для вектора рассогласования  $\rho(k)$  справедлива система уравнений

$$C\rho(k) = Cx^*(k) - Cx(k),$$

$$C\rho(k) = y^*(k) - Cx(k). \quad (14)$$

Так как матрица  $C$  является неквадратной, то для системы (14) может быть найдено нормальное псевдорешение

$$\rho(k) = C^T (CC^T)^{-1} (y^*(k) - Cx(k)), \quad (15)$$

имеющее наименьшую евклидову длину среди всех векторов  $\rho(k)$ , приносящих минимум величине  $|C\rho(k) - (y^*(k) - Cx(k))|$ .

Координирующее управление  $g(k)$  будем искать исходя из условия минимизации ожидаемого расстояния между оптимальными и текущими состояниями энергосистемы, т. е.  $\rho(k+1) = x^*(k+1) - x(k+1) \rightarrow 0$ .

Для этого представим систему уравнений (10) в разностной форме

$$x(k+1) = Hx(k) + Gg(k) \quad (16)$$

и подставим  $x(k+1)$  из (16) в формулу (15) для  $\rho(k+1)$ :

$$\begin{aligned} \rho(k+1) &= C^T (CC^T)^{-1} \times \\ &\times (y^*(k+1) - CHx(k) - CGg(k)) = 0, \end{aligned} \quad (17)$$

или

$$C^T (CC^T)^{-1} CGg(k) = \\ = C^T (CC^T)^{-1} (y^*(k+1) - CHx(k)). \quad (18)$$

Отсюда находим

$$g(k) = -(CG)^T (CG(CG)^T)^{-1} \times \\ \times (CHx(k) - y^*(k+1)). \quad (19)$$

В системе (16), замкнутой координирующим управлением (19), достигается полное согласование динамических процессов для всех энергетических установок. Это выражается в обеспечении движения вектора обобщенных выходных координат  $y(t)$  системы по желаемой траектории  $y^*(t)$ , формируемой временной последовательностью оптимальных значений параметров рабочих режимов энергосистемы.

### 3. АРХИТЕКТУРА ЛЭС С СИСТЕМОЙ КООРДИНИРУЮЩЕГО УПРАВЛЕНИЯ

Сформируем архитектуру кольцевой локальной энергетической системы, включающей шесть нагрузочных узлов и три генераторных, схема замещения которой представлена на рис. 2.

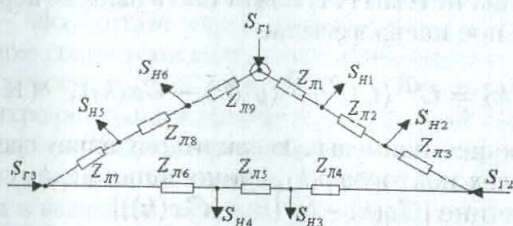


Рис. 2. Схема замещения линии электропередачи:  $S_{Гi} = P_{Гi} + jQ_{Гi}$ ,  $i = 1, 2, 3$  — генерируемые ГТУ активная и реактивная мощность;  $S_{Нi} = P_{Нi} + jQ_{Нi}$ ,  $i = 1, 2, \dots, 6$  — комплексная мощность нагрузки;  $Z_{Лi} = r_{Лi} + jq_{Лi}$ ,  $i = 1, 2, \dots, 9$  — комплексное сопротивление линии электропередачи

Вначале синтезируем МСПРЧН для ГТУ, у которой матрицы параметров математической модели (1) имеют следующий вид:

$$A = \begin{bmatrix} -0,5 & -0,12 \\ 0 & -0,2 \end{bmatrix}; \quad B = \begin{bmatrix} 0,45 & 0,03 \\ 0 & 0,18 \end{bmatrix}; \\ C = \begin{bmatrix} 0,033 & 0 \\ 0,16 & 0,85 \end{bmatrix}; \quad D = \begin{bmatrix} -0,0013 & 0,0015 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Воспользуемся методом обратных операторов [4]. Тогда передаточная матрица регулятора будет описываться следующим соотношением:

$$R(s) = (C(sI - A)^{-1}B)^{-1} R(s) = \\ = B^{-1}(sI - A)C^{-1}W^*(s). \quad (20)$$

Здесь  $W^*(s)$  — желаемая передаточная матрица разомкнутой МСПРЧН. Потребуем, чтобы переходные процессы в синтезированной системе были монотонными, а их длительность в канале регулирования частоты не превышала 3 с и в канале регулирования напряжения — 10 с. При этом матрица  $W^*(s)$  может быть задана таким образом:

$$W^*(s) = \begin{bmatrix} 1/s & 0 \\ 0 & 0,3/s \end{bmatrix}. \quad (21)$$

Подставив (21) и числовые значения матриц  $A$ ,  $B$ ,  $C$  в (20), получим

$$R(s) = \begin{bmatrix} 67,333 + 32,146/s & 0,094/s \\ -31,692 - 6,337/s & 1,961 + 0,391/s \end{bmatrix}.$$

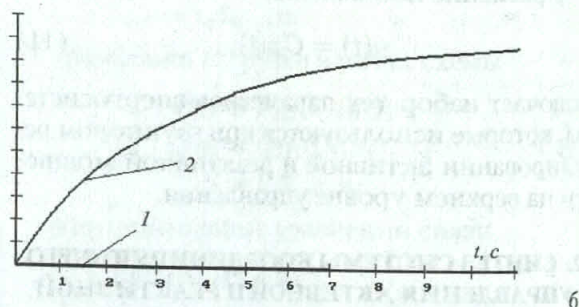
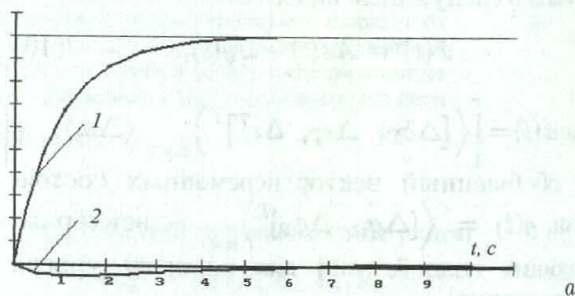


Рис. 3. Результаты моделирования многосвязной системы первичного регулирования частоты и напряжения: а — при оработке задающего воздействия в канале частоты вращения; б — при оработке задающего воздействия в канале напряжения (график 1 —  $y_{k1}(t)$ , график 2 —  $y_{k2}(t)$ )

Результаты моделирования синтезированной системы приведены на рис. 3. При этом длительность переходного процесса при автономной работе турбогенератора составила 2,33 с по каналу регулирования частоты и

7,62 с — по каналу регулирования напряжения. Ошибка от перекрестного влияния второго канала на первый составила 0,02%, аналогичная ошибка при воздействии первого канала на второй — 7%. Это соответствует существующим требованиям, предъявляемым к показателям качества электроэнергетики, согласно которым отклонение напряжения в сетях до 1 кВ должно быть не более +10... - 15%, а отклонение частоты — не более ±0,8%.

Перейдем теперь к описанию состояний узлов сети. Уравнения, определяющие поведение векторов отклонений абсолютных углов  $\Delta\delta_{\Gamma i} = [\Delta\delta_{\Gamma 1} \ \Delta\delta_{\Gamma 2} \ \Delta\delta_{\Gamma 3}]^T$  роторов 1-, 2-, и 3-го турбогенераторов в 1-, 4- и 7-м узлах сети, запишем в следующем виде:

$$\Delta \dot{\delta}_{\Gamma i} = A_{12}\Delta z_1 + A_{13}\Delta z_2 + A_{14}\Delta z_3, \quad (22)$$

где  $\Delta z_1, \Delta z_2, \Delta z_3$  — векторы отклонений переменных состояния систем управления для 1-, 2- и 3-го турбогенератора;  $\Delta z_i = [\Delta z_{Ti} \ \Delta z_{Pi}]^T, i = 1, 2, 3;$

$$A_{12} = \begin{bmatrix} 0.0033 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{13} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.0033 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{14} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.0033 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

В свою очередь, уравнения для векторов отклонений абсолютных углов  $\Delta\delta_i = [\Delta\delta_1 \ \Delta\delta_2 \ \dots \ \Delta\delta_9]^T$ , определяющих положение вектора напряжения в узле, представим следующим образом:

$$\Delta \dot{\delta}_i = A_{52}\Delta z_1 + A_{53}\Delta z_2 + A_{54}\Delta z_3 + A_{51}\Delta\delta_{\Gamma i} + A_{55}\Delta\delta_i + E_{51}\Delta P_i + E_{52}\Delta Q_i, \quad (23)$$

где  $\Delta P_i = [\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_9]^T$  — вектор отклонений активных мощностей нагрузок;

$\Delta Q_i = [\Delta Q_1, \Delta Q_2, \dots, \Delta Q_9]^T$  — вектор отклонений реактивных мощностей нагрузок.

Численные значения фигурирующих в (23) матриц для типичных электротехнических характеристик воздушных ЛЭП с напряжением до 1 кВ будут следующими:

$$A_{51} = \begin{bmatrix} -2.58 & -0.537 & -4.845 \\ -4.508 & -1.825 & -8.596 \\ -0.79 & -1.007 & -4.143 \\ -2.02 & -2.453 & -2.018 \\ -19.691 & -2.44 & -2.449 \\ -8.807 & -1.786 & -3.195 \\ -2.809 & -1.297 & -6.016 \\ -1.262 & -1.162 & -5.785 \\ -0.669 & -0.814 & -5.122 \end{bmatrix};$$

$$A_{52} = \begin{bmatrix} 2.684 \cdot 10^{-3} & 5.154 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 6.672 \cdot 10^{-3} & 6.705 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ -3.816 \cdot 10^{-2} & -8.919 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ -5.968 \cdot 10^{-3} & -0.012 & 0 & 0 \\ -0.0032 & -0.057 & 0 & 0 \\ -0.0022 & -0.04 & 0 & 0 \\ -7.634 \cdot 10^{-3} & -0.014 & 0 & 0 \\ -4.658 \cdot 10^{-3} & -0.01 & 0 & 0 \\ -9.454 \cdot 10^{-3} & -4.668 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{53} = \begin{bmatrix} -2.797 \cdot 10^{-3} & 6.659 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ -8.837 \cdot 10^{-3} & -0.021 & 0 & 0 \\ -4.948 \cdot 10^{-4} & -4.311 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 3.813 \cdot 10^{-3} & 4.18 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ -7.036 \cdot 10^{-3} & -0.0071 & 0 & 0 \\ -5.191 \cdot 10^{-3} & -0.0081 & 0 & 0 \\ -3.939 \cdot 10^{-3} & -7.835 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ -3.847 \cdot 10^{-3} & -7.954 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ -3.157 \cdot 10^{-3} & -6.922 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{54} = \begin{bmatrix} 0.014 & 0.027 & 0 & 0 \\ 0.025 & 0.048 & 0 & 0 \\ 0.012 & 0.024 & 0 & 0 \\ 15.958 \cdot 10^{-3} & 0.012 & 0 & 0 \\ 10.482 \cdot 10^{-3} & 0.018 & 0 & 0 \\ 19.22 \cdot 10^{-3} & 0.018 & 0 & 0 \\ 0.016 & 0.028 & 0 & 0 \\ 0.016 & 0.029 & 0 & 0 \\ 0.016 & 0.029 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{55} = \begin{bmatrix} -12.804 & -9.663 & -4.847 & -3.139 & -0.588 & -0.602 & -8.519 & -0.226 & -4.401 \\ -49.275 & -50.54 & -14.778 & -12.145 & -1.137 & -0.479 & -14.436 & -0.282 & -6.974 \\ -20.032 & -1.377 & -16.309 & -13.752 & -0.43 & -0.472 & -7.019 & -0.488 & -0.382 \\ -9.754 & -4.301 & -4.44 & -15.613 & -0.264 & -1.518 & -2.57 & -0.597 & -2.178 \\ -2.404 & -38.25 & -16.793 & -19.642 & 46.731 & -9.066 & -4.003 & -2.815 & -15.466 \\ -2.854 & -26.46 & -11.523 & -14.434 & -8.994 & -40.881 & -0.129 & -2.278 & -10.722 \\ -5.576 & -8.279 & -3.403 & -11.112 & -2.607 & -2.276 & -12.636 & -1.586 & -3.45 \\ -7.541 & -3.177 & -1.045 & -9.609 & -1.922 & -1.785 & -8.027 & -7.182 & -1.526 \\ -14.456 & -6.267 & -1.944 & -3.188 & -1.052 & -1.046 & -8.585 & -0.564 & -15.257 \end{bmatrix}.$$

Объединив системы уравнений, описывающих состояния турбогенераторов и первичных регуляторов, выразим вектор отклонений переменных состояния нижнего уровня управления  $\Delta z_i = [\Delta z_{Ti} \ \Delta z_{Pi}]^T$  для трех турбогенераторов ( $i = 1, 2, 3$ ), расположенных в 1-, 4- и 7-м узлах сети, через переменные состояния сети и управляющие воздействия:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{z}_1 &= A_{22}\Delta z_1 + A_{21}\Delta \delta_{T1} + A_{25}\Delta \delta_i + B_{21}\Delta g_1; \\ \Delta \dot{z}_2 &= A_{33}\Delta z_2 + A_{31}\Delta \delta_{T1} + A_{35}\Delta \delta_i + B_{32}\Delta g_2; \\ \Delta \dot{z}_3 &= A_{44}\Delta z_3 + A_{41}\Delta \delta_{T1} + A_{45}\Delta \delta_i + B_{43}\Delta g_3, \end{aligned} \quad (24)$$

где  $\Delta g_i = [\Delta g_{i1} \ \Delta g_{i2}]^T$ ,  $i = 1, 2, 3$ -й векторы задающих воздействий для нижнего уровня управления 1-, 2- и 3-го турбогенераторов. При этом

$$A_{22} = A_{33} = A_{44} = \begin{bmatrix} -1.5 & -0.29 & 14.28 & 0.18 \\ -1.51 \cdot 10^{-5} & -1.2 & -1.14 & 0.235 \\ -0.033 & 0 & 0 & 0 \\ -0.16 & -0.85 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{21} = \begin{bmatrix} -0.0013 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad A_{31} = \begin{bmatrix} 0 & -0.0013 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{41} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -0.0013 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{25} = \begin{bmatrix} 0.0015 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{35} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0.0015 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_{45} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.0015 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$B_{21} = B_{32} = B_{43} = \begin{bmatrix} 29.35 & 0.196 \\ -5.71 & 1.18 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Объединяя (22)–(24), получим централизованную модель состояния энергосистемы в следующем виде:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bg(t) + EP, \quad (25)$$

где  $x(t) = [\Delta \delta_{T1} \ \Delta z_1 \ \Delta z_2 \ \Delta z_3 \ \Delta \delta_i]^T$  – обобщенный вектор переменных состояния энергосети;  $g(t) = [\Delta g_{11} \ \Delta g_{12} \ \Delta g_{21} \ \Delta g_{22} \ \Delta g_{31} \ \Delta g_{32}]^T$

– вектор задающих воздействий для нижнего уровня управления;  $P = [\Delta P_i \ \Delta Q_i]^T$  – вектор отклонений активных и реактивных мощностей нагрузок;

$$A = \begin{bmatrix} 0 & A_{12} & A_{13} & A_{14} & 0 \\ A_{21} & A_{22} & 0 & 0 & A_{25} \\ A_{31} & 0 & A_{33} & 0 & A_{35} \\ A_{41} & 0 & 0 & A_{44} & A_{45} \\ A_{51} & A_{52} & A_{53} & A_{54} & A_{55} \end{bmatrix};$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ B_{21} & 0 & 0 \\ 0 & B_{32} & 0 \\ 0 & 0 & B_{43} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad E = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ E_{51} & E_{52} \end{bmatrix}.$$

Уравнение наблюдения

$$y(t) = Cx(t) + FP \quad (26)$$

позволяет выразить вектор отклонений генерируемых ГТУ активных и реактивных мощностей

$$y(t) = [\Delta P_{T1} \ \Delta P_{T2} \ \Delta P_{T3} \ \Delta Q_{T1} \ \Delta Q_{T2} \ \Delta Q_{T3}]^T,$$

т.е. набор тех параметров энергосистемы, которые используются при групповом регулировании активной и реактивной мощности на верхнем уровне управления.

$$C_{11} = \begin{bmatrix} 272.451 & 105.98 & -120.347 \\ 165.56 & 520.218 & -66.613 \\ -85.118 & -111.49 & 672.563 \\ 531.879 & -19.318 & 174.417 \\ -72.702 & 527.324 & 72.636 \\ -101.14 & -46.702 & 655.568 \end{bmatrix};$$

$$C_{12} = \begin{bmatrix} 1.089 & 0.85 & 0 & 0 \\ 0.28 & 0.85 & 0 & 0 \\ -0.137 & 0.85 & 0 & 0 \\ 1.429 & -19.142 & -25.449 & 5.249 \\ -0.135 & 0 & 0 & 0 \\ -0.178 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$C_{13} = \begin{bmatrix} 0.239 & 0.85 & 0 & 0 \\ 1.256 & 0.85 & 0 & 0 \\ -0.212 & 0.85 & 0 & 0 \\ -0.056 & 0 & 0 & 0 \\ 1.445 & -19.142 & -25.449 & 5.249 \\ -0.089 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$$C_{14} = \begin{bmatrix} -0.23 & 0.85 & 0 & 0 \\ -0.158 & 0.85 & 0 & 0 \\ 1.878 & 0.85 & 0 & 0 \\ 0.319 & 0 & 0 & 0 \\ 0.135 & 0 & 0 & 0 \\ 1.704 & -19.142 & -25.449 & 5.249 \end{bmatrix};$$

$$C_{15} = \begin{bmatrix} -398.81 & -493.1 & 202.34 & -900.34 & 103.55 & 13.99 & -187.31 & 20.81 & 198.94 \\ -78.07 & 83.99 & -205.82 & -889.31 & 66.27 & 13.76 & -272.44 & -35.47 & -207.11 \\ 58.99 & -285.93 & -332.85 & 1049 & -59.5 & -33.03 & 556.99 & 33.06 & 113.71 \\ -889.93 & 347.86 & -174.49 & 113.01 & 21.16 & -21.66 & 306.69 & -8.14 & -158.42 \\ -351.11 & -154.83 & 159.82 & -1001 & 9.5 & 54.64 & 92.53 & 21.49 & 78.39 \\ -128.75 & -298.06 & 122.51 & 400.03 & 93.85 & -81.93 & 15.88 & 57.1 & 124.21 \end{bmatrix}$$

На рис. 4 показаны результаты моделирования работы энергосети при отсутствии координирующего воздействия. Эти результаты свидетельствуют о том, что система является саморегулируемой, однако изменение потребляемой мощности распределяется произвольным образом между отдельными турбогенераторами, что не обеспечивает оптимального режима энергосистемы.

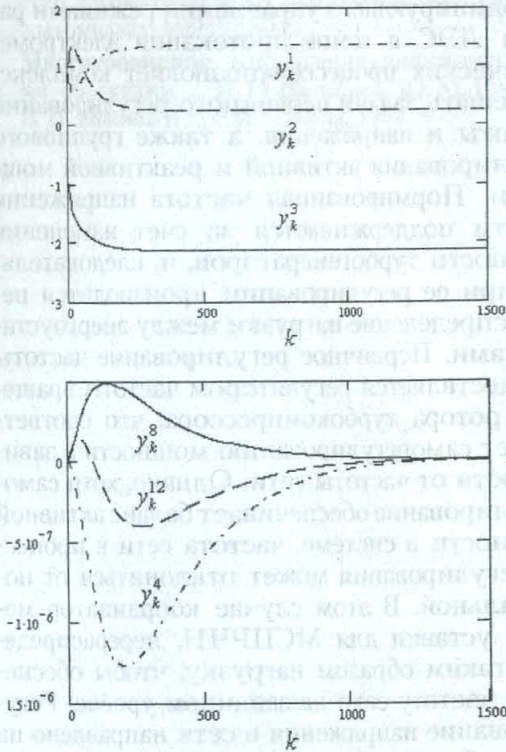


Рис. 4. Моделирование работы энергосистемы при отсутствии координирующего воздействия: а — графики изменения вырабатываемой активной мощности в генераторных узлах при уменьшении потребляемой мощности; б — изменение скольжения роторов турбогенераторов

Чтобы осуществить синтез системы координирующего управления активной и реактивной мощностью (19), перейдем от непрерывной модели нижнего уровня управления в форме (25)–(26) к его дискретной модели

(16) и введем обозначения:

$$K = (CG)^T (CG(CG)^T)^{-1},$$

$$M = KCH, \quad L = K(CT + F).$$

Тогда

$$g(k) = Ky^*(k+1) - Mx(k) - LP,$$

где

$$K = \begin{bmatrix} 6.13 & -1.19 & 0.49 & 0.31 & 0.32 & 0.29 \\ 45.34 & -9.04 & 5.39 & -9.22 & 2.47 & 2.21 \\ -1.41 & 4.42 & 0.08 & 0.19 & 0.18 & 0.17 \\ -11.71 & 32.93 & 0.99 & 1.35 & -10.33 & 1.24 \\ 0.29 & 0.21 & 3.26 & 0.21 & 0.22 & 0.22 \\ -0.12 & 1.44 & 25.41 & 1.5 & 1.56 & -10.01 \end{bmatrix};$$

$$M = [M_{11} \ M_{12} \ M_{13} \ M_{14} \ M_{15}]; \quad L = [L_{11} \ L_{12}];$$

$$M_{11} = \begin{bmatrix} -1.62 \cdot 10^3 & 190.31 & 82.01 \\ 5.64 \cdot 10^3 & 1.33 \cdot 10^3 & -217.29 \\ 419.95 & 2.26 \cdot 10^3 & 147.94 \\ 3.42 \cdot 10^3 & 1.04 \cdot 10^4 & 460.71 \\ -119.63 & -160.91 & 2.32 \cdot 10^3 \\ -334.91 & -1.06 \cdot 10^3 & 1.05 \cdot 10^4 \end{bmatrix};$$

$$M_{12} = \begin{bmatrix} 6.55 & -1.44 & -7.43 & 1.64 \\ 31.73 & 209.96 & 235.74 & -48.21 \\ 0.09 & -0.71 & -4.8 & 0.99 \\ 0.55 & -5.15 & -34.22 & 7.06 \\ -0.08 & -1.04 & -5.23 & 1.08 \\ -0.5 & -7.32 & -38.25 & 7.89 \end{bmatrix};$$

$$M_{13} = \begin{bmatrix} 0.02 & -1.35 & -8.19 & 1.69 \\ 0.17 & -10.3 & -62.82 & 12.96 \\ 6.56 & -0.82 & -4.03 & 0.94 \\ 31.72 & 215.17 & 263.95 & -53.94 \\ 0.03 & -0.92 & -5.54 & 1.14 \\ 0.15 & -6.71 & -39.73 & 8.19 \end{bmatrix};$$

$$M_{14} = \begin{bmatrix} -0.29 & -1.65 & -7.25 & 1.49 \\ -2.01 & -12.34 & -56.21 & 11.59 \\ -0.14 & -0.91 & -4.27 & 0.88 \\ -0.51 & -6.22 & -31.53 & 6.5 \\ 6.68 & -0.92 & -5.04 & 1.14 \\ 32.75 & 214.53 & 255.94 & -52.29 \end{bmatrix};$$



$$L_{11} = \begin{bmatrix} 4.43 & 6.56 & 0.63 & -2.27 & -2.89 & 1.09 & 2.19 & 3.65 & 5.12 \\ 26.86 & 41.88 & 5.67 & -11.07 & -14.71 & 4.22 & 9.24 & 16.66 & 29.96 \\ -3.22 & -5.35 & -1.87 & -0.56 & -0.71 & 0.39 & 0.69 & -1.27 & -3.22 \\ -18.36 & -29.91 & -8.69 & -0.4 & -0.69 & 0.28 & 0.57 & -9.12 & -19.01 \\ 1.06 & 2.17 & 1.26 & 1.02 & 0.7 & -2.15 & -2.93 & -1.24 & 0.45 \\ 3.77 & 8.05 & 5.21 & 4.35 & 2.97 & -9.65 & -13.09 & -6.01 & 1.01 \end{bmatrix};$$

$$L_{12} = \begin{bmatrix} -0.08 & -0.51 & -0.35 & -0.46 & -0.5 & -0.09 & 0.04 & 0.03 & 0.02 \\ -0.58 & -3.13 & -2.02 & -2.01 & -2.86 & -0.87 & -0.19 & -0.12 & -0.04 \\ 0.07 & 0.28 & 0.07 & 0.07 & 0.07 & 0.17 & 0.19 & 0.11 & 0.04 \\ 0.34 & 1.68 & 0.56 & 0.68 & 0.69 & 0.75 & 0.7 & 0.4 & 0.1 \\ -0.06 & -0.11 & 6.82 \cdot 10^{-3} & 0.04 & -0.03 & -0.3 & -0.34 & -0.22 & -0.1 \\ -0.24 & -6.39 & 0.06 & 0.24 & -0.09 & -1.31 & -1.45 & -0.94 & -0.45 \end{bmatrix}$$

Моделирование синтезированной системы координирующего управления активной и реактивной мощностью показало, что в случае импульсного входного задающего воздействия, соответствующего перераспределению активных мощностей между первым и вторым турбогенераторами, перевод системы на оптимальный режим осуществляется за один шаг выработки координирующего воздействия. Такой же характер координирующего воздействия наблюдается также и при других типовых входных воздействиях. На рис. 5 показаны графики вырабатываемой активной мощности каждым генераторным узлом.

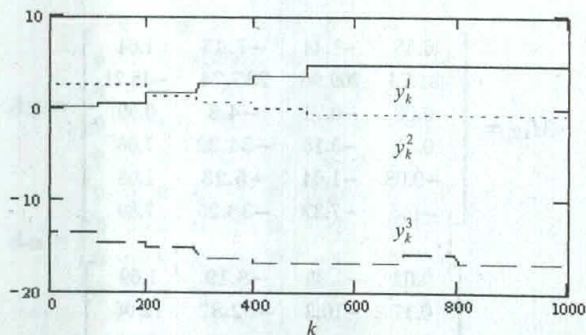


Рис. 5. Реакция системы на оптимальное координирующее воздействие

Энергосистема, замкнутая координирующим управлением, за один шаг входного воздействия переходит в состояние, соответствующее рассчитанному оптимальному режиму. При этом расход условного топлива уменьшается на 20–25%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предложенный принцип координирующего управления режимами работы ЛЭС в темпе протекания электро-механических процессов позволяет комплексно решать задачи первичного регулирования частоты и напряжения, а также группового регулирования активной и реактивной мощности. Нормированная частота напряжения в сети поддерживается за счет изменения мощности турбогенераторов, и, следовательно, при ее регулировании производится перераспределение нагрузки между энергоустановками. Первичное регулирование частоты осуществляется регулятором частоты вращения ротора турбокомпрессора, что соответствует саморегулированию мощности в зависимости от частоты сети. Однако, хотя саморегулирование обеспечивает баланс активной мощности в системе, частота сети в процессе регулирования может отклониться от номинальной. В этом случае координатор меняет уставки для МСПРЧН, перераспределяя таким образом нагрузку, чтобы обеспечить частоту сети на заданном уровне. Регулирование напряжения в сети направлено на то, чтобы отклонения напряжения у потребителей были ограничены допустимыми пределами, при которых обеспечивается эффективная и надежная работа прецизионных электронных и электро-механических устройств. Первичное регулирование достигается воздействием на обмотки возбуждения электрогенераторов и регуляторы тиристорных преобразователей напряжения. Вторичное регулирование напряжения предусматривает перераспределение реактивной мощности между элементами энергосистемы, которое производится координатором исходя из условия

минимизации потерь активной мощности в сети. В процессе перераспределения активной и реактивной мощностей между различными частями энергосистемы меняется загрузка линий электропередачи и, следовательно, меняются потери в них. Система координирующего управления активной и реактивной мощностью минимизирует эти потери, обеспечивая постоянное поддержание рассчитанного оптимального режима.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Прангишвили И. В., Амбарцумян А. А.** Научные основы построения АСУТП сложных энергетических систем. М.: Наука, 1992. 397 с.
2. **Орнов В. Г., Рабинович М. А.** Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. М.: Энергоатомиздат, 1988. 233 с.
3. **Бойчук Л. М.** Синтез координирующих систем автоматического управления. М.: Энергоатомиздат, 1991. 160 с.
4. **Многоуровневое** управление динамическими объектами / В. И. Васильев, Ю. М. Гусев, В. Н. Ефанов и др. М.: Наука, 1987. 309 с.

#### ОБ АВТОРАХ

**Ефанов Владимир Николаевич**, профессор, зав. кафедрой авиационного приборостроения УГАТУ. Дипл. инженер по промышленной электронике (УАИ, 1973), д-р техн. наук по управлению в технических системах (УГАТУ, 1995). Исследования в области создания интеллектуализированных комплексов бортового оборудования.



**Кожев Андрей Викторович**, аспирант той же кафедры. Магистр техники и технологии (УГАТУ, 1999). Лауреат премии Международного общества приборостроителей (ISA). Работает над диссертацией об управлении локальными энергетическими системами.

