



УДК 681.51

## О СИНЕРГЕТИЧЕСКОМ ПОДХОДЕ В УПРАВЛЕНИИ ЧАСТОТОЙ И НАПРЯЖЕНИЕМ СЛОЖНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

**БАКАСОВА А.Б., НИЯЗОВ Н.Т.****КГТУ им.И.Раззакова**

*Рассмотрены проблемы использования идей синергетического управления в задачах исследования сложных процессов, происходящих в электроэнергетических системах, в частности, вопросы управления синхронными генераторами. Показаны преимущества синергетического подхода в управлении частотой и напряжением в сложной электроэнергетической системе по сравнению с традиционными методами управления.*

*The problems of using the synergetic control theory for tasks of complex processes research in electric power systems, in particular control of a synchronous generators. Shows the advantages of synergetic approach to voltage/frequency control in a complex power system*

Современные сложные электроэнергетические системы (ЭЭС) представляют собой комплекс различных подсистем, связанных между собой процессами интенсивного динамического взаимодействия и обмена энергией, веществом и информацией.

Важнейшими динамическими особенностями современной сложной ЭЭС являются взаимосвязанность (многосвязность) протекающих в них технологических процессов, нелинейность, особенно сильно проявляющаяся в экстремальных и аварийных режимах работы, и многомерность, определяющая высокую размерность математических моделей, описывающих ЭЭС. Ниже приведена блок – схема ЭЭС (рис.1), где происходят сложные преобразования, передачи, распределения электрической энергии [1].

Как известно, регулируемая ЭЭС представляет собой сложную нелинейную электромеханическую колебательную систему, которая характеризуется следующими свойствами: многочастотность колебаний; зависимость характера электромеханических колебаний от величин возмущения; зависимость параметров электромеханических колебаний от исходного режима и амплитуды колебаний; возможность возникновения резонанса; зависимость колебательных свойств ЭЭС от способа регулирования возбуждением и настройки автоматического регулятора возбуждения (АРВ); свойство автоколебательности [2].

В отличие от традиционной теории информации, которая занимается проблемами передачи, хранения и получения (рецепции) информации, в регулируемой ЭЭС актуальным



становится вопрос о ценности информации, которая происходит в самом объекте и это становится одним из главных моментов при синергетическом подходе исследований.

О некоторых особенностях анализа и синтеза сложных динамических систем говорится в статье [3]. Одна из особенностей синергетического подхода – это появление самоорганизации и самодезорганизации динамических процессов, самопереход от хаоса к порядку, к упорядочению и появление пространственно – переменных структур.

В структуре ЭЭС значительное место занимают агрегаты электрической части, выполняющие функцию непосредственной генерации электроэнергии – синхронные генераторы (СГ). Качество производимой энергии напрямую связано с эффективностью автоматического и полуавтоматического управления блоками СГ.

При работе СГ параллельно с сетью большой мощности основными требованиями, предъявляемыми к системе управления, является поддержание требуемых значений частоты вращения турбины (рис.2) и выходного напряжения СГ (рис.3). На рис.2 и рис.3 приведены традиционные схемы регулирования частоты вращения и активной мощности в ЭЭС, и регулирование напряжения СГ [4,5,6].

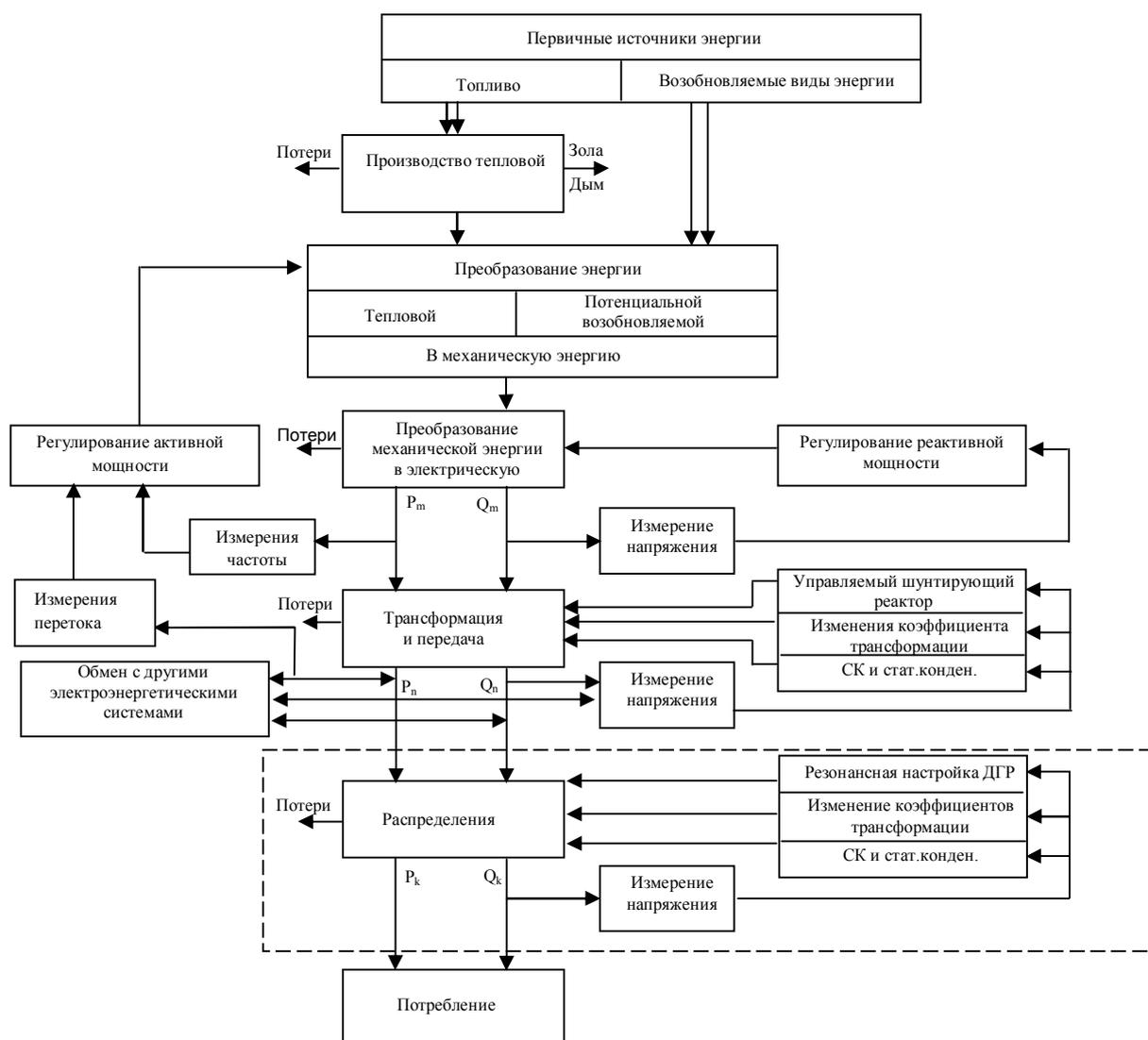


Рис.1 Блок – схема технологического процесса производства, преобразования, передачи, распределения и использования электрической энергии

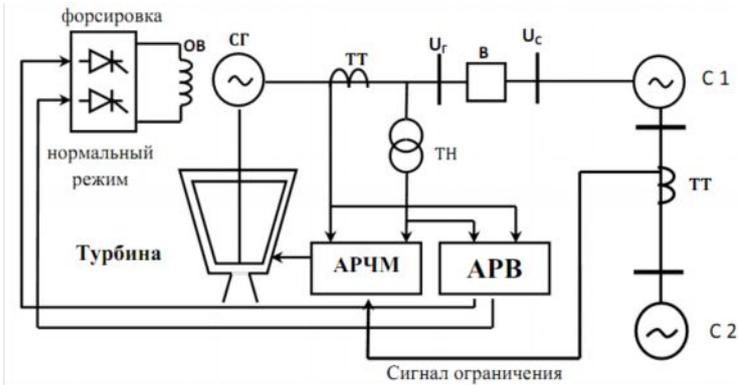


Рис.2 Традиционная схема регулирования частоты (АРЧ) и активной мощности в ЭЭС (АРЧМ)

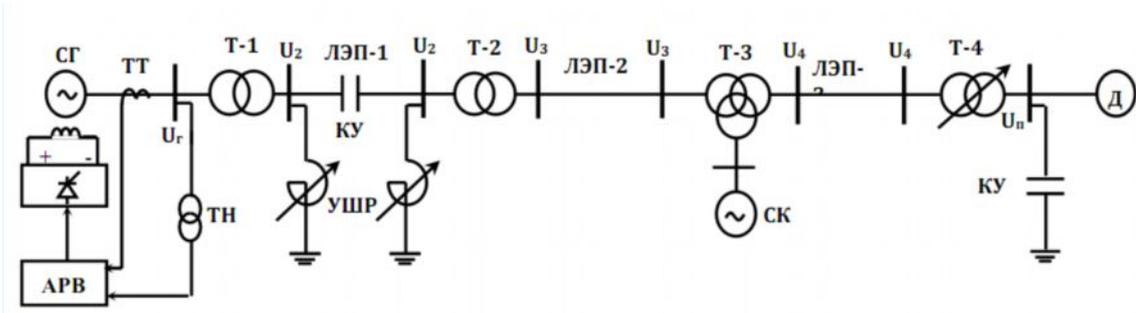


Рис.3 Традиционная схема регулирования напряжения СГ (АРВ) и поддержание напряжения на должном уровне в контрольных пунктах ЭЭС

Как правило, в ЭЭС действия АРЧ СГ координируются иерархической системой автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) (рис.2). Для этого СГ оснащаются автоматическими регуляторами мощности (АРМ). Они обеспечивают поддержание предписанного значения мощности СГ путем воздействия на механизм управления турбиной (МУТ), входящего в состав АРЧ.

Наряду с регулированием частоты системы АРЧМ осуществляют регулирование перетоков мощности, обычно предусматриваемое на линии электропередачи (ЛЭП), связывающей объединенные энергетические системы (ОЭС) или ОЭС разных стран.

АРЧМ, реагируя на отклонение частоты и перетоков мощности от заданных уставок, воздействует на изменение активной мощности агрегатов, участвующих в регулировании.

Система АРЧМ решает две задачи [7].

- обеспечивает устойчивость параллельной работы путем ограничения перетоков мощности по контролируемым ЛЭП;



- повышает экономичность ЭЭС и качество электроэнергии путем регулирования частоты и распределения нагрузки между электростанциями.

Первая из этих задач имеет более важное значение, поэтому при достижении опасной величины перетока мощности по какой – либо из контролируемых ЛЭП система регулирования блокируется и действует только система ограничения (рис.2).

Повышение требований к качеству вырабатываемой электроэнергии (частоте и амплитуде напряжения), устойчивости, надежности, расширению функциональных возможностей СГ электростанций (участие в межсистемной регулировании частоты и перетоков мощности и т.д.), обуславливают актуальность и необходимость поиска путей совершенствования процессов управления СГ.

При этом важнейшей для энергетики является проблема разработки и построения алгоритмов систем управления переходными режимами ЭЭС, исходя из требований получения динамических свойств заданного качества [7].

К таким задачам относится разработка взаимосвязанных систем управления возбуждением СГ и частотой вращения турбин. Основными требованиями к таким системам являются обеспечение максимальной области динамической устойчивости ЭЭС и повышенного быстродействия в режиме больших отклонений от положения равновесия, а также статическая устойчивость и заданные демпфирующие свойства в режиме малых колебаний ЭЭС [4,7,8].

В настоящее время АРВ СГ и АРЧ СГ синтезируются как отдельные независимые устройства [2,7,9,10], хотя очевидно, что каналы регулирования возбуждения и частоты вращения несомненно оказывают существенное влияние друг на друга, так как СГ и турбина являются взаимосвязанными объектами (рис.2).

Эти обстоятельства связаны с тем, что в существующей теории автоматического управления и регулирования ЭЭС отсутствуют методы синтеза систем управления СГ и их группами с учетом таких отличительных свойств, как нелинейность, многомерность и взаимосвязанность, которые принципиально затрудняют применение методов классической теории управления.

В связи с этим для построения эффективных стратегий автоматического управления энергоагрегатами с учетом нелинейных моделей динамики, необходимо переходить на новые концептуальные основы [8].

В работах профессора Колесникова А.А. и его учеников [8,11,12] предложены новые методы синергетического синтеза законов векторного управления частотой и мощностью СГ и их групп в нелинейной постановке с учетом взаимосвязанности. На основе указанных законов построены принципиально новые классы автоматических регуляторов, обеспечивающих асимптотическую устойчивость в целом замкнутых систем «СГ - регулятор» (рис.2), их параметрическую робастность и инвариантность к внешним возмущениям (гармоническим и кусочно-постоянным) [12].



Для синтеза синергетических законов управления СГ [8,11,12] использована общепринятая нелинейная расширенная математическая модель СГ ЭЭС (1):

$$\begin{aligned} \dot{\delta}(t) &= s; \\ T_j \dot{s}(t) &= P_T - P_{\Sigma} + M(t); \\ T_{do} \dot{E}'_q(t) &= -E_q + U_1; \\ T_{\Pi} \dot{P}_T(t) &= -P_T + qC; \\ T_C \dot{q}(t) &= -\gamma(q) - k_{\omega} s + h; \\ T_B \dot{h}(t) &= -h + U_2, \end{aligned} \quad (1)$$

где,  $\delta$  – угол между Э.Д.С. СГ и напряжением шины;  $s = \omega_0 - \omega / \omega_0$  – скольжение;  $\omega$  – частота вращения СГ;  $\omega_0$  – синхронная частота вращения;  $P_T$  – механическая мощность турбины.  $P_{\Sigma}$  – электрическая мощность турбины, определяется как [9]:

$$P_{\Sigma} = E_q^2 y_{11} \sin(\alpha_{11}) + E_q U_C y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}), \quad (2)$$

здесь,  $y_{11}, y_{12}$  – модули собственной и взаимной проводимости СГ с шинами постоянного напряжения  $U_C = const$ :

$$y_{11} = y_{12} = \frac{1}{(x_d + x_r)^2 + (r + r_r)^2}, \quad (3)$$

$\alpha_{11}, \alpha_{12}$  – углы, дополняющие до  $\pi/2$  аргументы собственных и взаимных проводимостей:

$$\alpha_{11} = \alpha_{12} = \frac{\pi}{2} - \arctg\left(\frac{x_d + x_r}{r + r_r}\right), \quad (4)$$

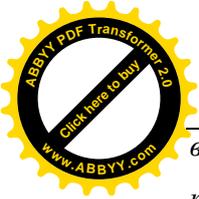
где  $r$  – активное сопротивление СГ;  $r_c, x_c$  – активное и реактивное сопротивление связи СГ с энергосистемой.  $E'_q$  – переходная Э.Д.С. СГ, определяется как [9]:

$$E'_q = E_q + \frac{x_d - x'_d}{x_d} (E_q - U_C \cos(\delta - \alpha_{12})), \quad (5)$$

где  $x_d, x'_d$  – синхронное и переходное сопротивление СГ;  $E_q$  – синхронная Э.Д.С. СГ;  $C = const$  – давление энергоносителя (пара или воды) перед турбиной;  $q$  – перемещение сервомотора регулирующего клапана, изменяющего доступ энергоносителя (пара или воды) в турбину;  $k_{\omega}$  – коэффициент передачи измерительной части первичного регулятора скорости;  $\gamma(q)$  – функция, учитывающая ограничение на перемещение сервомотора [12]:

$$\gamma(q) = \begin{cases} q_{max}, & q \geq q_{max} \\ k_q q, & q_{min} < q < q_{max}, \\ q_{min}, & q \leq q_{min} \end{cases} \quad (6)$$

здесь  $q_{min}, q_{max}$  – соответственно минимальное и максимальное значение перемещения,  $k_q$  – постоянный коэффициент;  $h$  – сигнал вторичного регулятора скорости турбины;  $U_1$  – напряжение, прикладываемое к обмотке возбуждения СГ (управление по каналу возбуждения);  $U_2$  – управляющее воздействие на вторичной регулятор скорости турбины (управление по каналу регулирования частоты вращения турбины);  $M(t)$  – возмущение, действующее на СГ;  $T_j$  – постоянная времени инерции СГ;  $T_{do}$  – постоянная времени обмотки возбуждения СГ;  $T_{\Pi}$  – постоянная времени объема энергоносителя (пара,



воды) турбины;  $T_C$  – постоянная времени первичного регулятора скорости турбины;  $T_B$  – постоянная времени вторичного регулятора скорости турбины.

Таким образом, динамика СГ описывается системой нелинейных дифференциальных уравнений с двумя каналами управления. Применение взаимосвязанного двухканального управления СГ – по каналу частоты вращения турбины и каналу возбуждения СГ позволяет существенно расширить область динамической устойчивости ЭЭС. Использование нелинейных моделей для синтеза синергетических законов управления позволяет учесть естественно – физические свойства объекта управления, а также за счет нелинейности модели увеличить быстродействие системы управления, что невозможно в линейных системах.

### Литература

1. Апышев Дж.А., Бакасова А.Б. Нелинейности в электроэнергетике. – Бишкек: 2003, с. 169.
2. Барзам А.Б. Системная автоматика. – М.: Энергоатомиздат, 1989, с. 446.
3. Шаршеналиев Ж., Бакасова А.Б. О некоторых основах системного анализа динамических систем методом синергетического управления. – Бишкек: Известия НАН КР, Илим, 2011, №2, с.50-60.
4. Бакасова А.Б. Синергетический подход в управлении частотой и напряжением сложной электроэнергетической системы. Фундаментальные и прикладные проблемы науки, Т-2, материалы VI Международного симпозиума. – Москва, 2011. с.164-171.
5. Бакасова А.Б. О синергетических алгоритмах управления в сложных электроэнергетических системах. Фундаментальные и прикладные проблемы науки, Т-1, материалы VII Международного симпозиума. – Москва, 2012. с.170-180.
6. Шаршеналиев Ж.Ш., Бакасова А.Б. Проблемы устойчивости и задачи управления режимами электроэнергетических систем в нормальных и аварийных условиях. Бишкек: Известия НАН КР №2, 2012, с.50-57.

Веников В.А., Зуев Э.Н., Портной М.Г. и др. Электрические системы: Управление переходными режимами электроэнергетических систем. – М.: Высшая школа, 1982.