

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-469-481>

УДК 62.5

Структурно-параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в широком диапазоне изменения нагрузок

К. И. Артёменко¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2019
Belarusian National Technical University, 2019

Реферат. Рассматривается структурно-параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков (САУМБ) 300 МВт Лукомльской ГРЭС в режиме как постоянного, так и переменного давления перегретого пара перед турбиной. На восьми энергоблоках Лукомльской ГРЭС с 1974 по 1979 г. были внедрены САУМБ с ведущим котельным регулятором мощности. В данный момент эти системы уже не удовлетворяют требованиям, предъявляемым к качеству регулирования частоты. В 2016 г. суточный график электрических нагрузок Белорусской энергосистемы выглядел следующим образом: базовую часть графика электрических нагрузок покрывали теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и мини-ТЭЦ (наименее маневренные электростанции), полупиковую часть – государственные районные электростанции (Лукомльская и Березовская ГРЭС), пиковую – импорт электроэнергии из соседних энергосистем. Но в этом году будет введен в эксплуатацию первый энергоблок Белорусской АЭС, в 2020 г. – второй. После пуска Белорусская АЭС покроет базовую часть в суточном графике нагрузки энергосистемы, в полупиковой будут работать ТЭЦ, пиковую покроят ГРЭС. Следовательно, из-за изменения структуры суточного графика электрических нагрузок Белорусской энергосистемы необходимо повысить эффективность работы энергоблоков в частности и всей Лукомльской ГРЭС в целом. Этого можно добиться при помощи предлагаемой методики структурно-параметрической оптимизации типовой САУМБ. Проведение данного мероприятия позволит повысить качество регулирования мощности и давления пара перед турбиной, снизить расход топлива, уменьшить перемещение регулирующих клапанов турбины, улучшить экологичность работы всей электростанции. Приведенная методика подтверждена результатами компьютерного моделирования переходных процессов в системе автоматического управления при внешнем и внутреннем возмущениях.

Ключевые слова: структурно-параметрическая оптимизация, система автоматического управления мощностью энергоблоков, регулирование частоты, режим постоянного давления пара перед турбиной, режим скользящего давления пара перед турбиной

Для цитирования: Артёменко, К. И. Структурно-параметрическая оптимизация системы автоматического управления мощностью энергоблоков 300 МВт в широком диапазоне изменения нагрузок / К. И. Артёменко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2019. Т. 62, № 5. С. 469–481. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-469-481>

Адрес для переписки

Артёменко Кирилл Игоревич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-71-63
power.st@bntu.by

Address for correspondence

Artsiomenka Kirill I.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-71-63
power.st@bntu.by

Structural-and-Parametric Optimization of Automatic Control System for Power Units of 300 MW in Wide Range of Load Variations

К. И. Арсиоменка¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The structural-parametric optimization of the automatic control system for power units (ACSPU) of 300 MW of Lukoml'skaya GRES (Lukoml Local Condensing Power Plant) in the mode of both the permanent and the variable superheated steam pressure upstream of the turbine is under consideration. During 1974–1979, eight units of the Lukoml'skaya GRES implemented the ACSPU with a leading boiler power control. At the moment, these systems no longer meet all the frequency control quality requirements. In 2016, the daily schedule of electric loads of the Belarusian power system was as follows: the basic part of the schedule of electric loads was covered by combined heat and power plants (CHP) and by mini-CHP (which are the least maneuverable of the power plants), the semi-peak part of it—by local condensing power plants (Lukoml'skaya GRES and Berezovskaya GRES), the peak part—by import electric energy from neighboring power systems. However, this year the first unit of the Belorussian NPP will be put into operation, while the second one—in 2020. After the launch of the Belorussian NPP, it will cover basic part of load curve; CPPs will cover the semi-peak part, while the peak part of load curve will be covered by local condensing power plants. Correspondingly, due to the alteration of the structure of daily schedule of electric loads of the Belarusian power system, it is necessary to improve the efficiency of power units of Lukoml'skaya GRES as well as of the entire Lukoml'skaya GRES in general. This can be achieved with the help of the method of parametric optimization of the typical ACSPU proposed in the present paper. As a result, the quality of control of power and pressure upstream of the turbine will be improved; the flow of fuel will be reduced, as well as the turbine regulation valve displacement; environmental performance of entire power plant will be improved, too. The proposed technique has been confirmed by the results of computer simulation of transient processes in the automatic control system under external and internal disturbances.

Keywords: structural-and-parametric optimization, automatic control systems for power units, frequency control, mode of constant steam pressure upstream of the turbine, mode of variable steam pressure upstream of the turbine

For citation: Arsiomenka K. I. (2019) Structural-and-Parametric Optimization of Automatic Control System for Power Units of 300 MW in Wide Range of Load Variations. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 62 (5) 469–481. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-469-481> (in Russian)

Введение

В 1970-е гг. Южным отделением «Южтехэнерго», БЭРН и БПИ была разработана система автоматического управления мощностью энергоблока и внедрена на восьми энергоблоках Лукомльской ГРЭС [1]. Структурная схема типовой системы автоматического управления мощностью энергоблоков (САУМБ) Лукомльской ГРЭС приведена на рис. 1, где использованы следующие обозначения: АЗМБ – автоматический задатчик мощности блока; ЗН – задатчик нагрузки; ЗС – задатчик скорости; $N_{зд}$ – заданное значение мощности энергоблока; $N_{ф}$ – фактическая электрическая мощность; Σ_1 – сумматор измерительного блока; Δf – частота электрической сети; K_N – весовой коэффициент; КМ – котельный регулятор мощности; $\mu_k^{зд}$ – задание регулятором нагрузки котла; РПК – стабилизатор положения регули-

рующих клапанов; РД – регулятор давления; МУТ – механизм управления турбиной; РПС – реле переключения состояния; p_r – давление перегретого пара перед турбиной; $p_{зд}$ – заданное давление перегретого пара перед турбиной; $h_r^{зд}$ – заданное значение положения регулирующих клапанов турбины; h_r – положение регулирующих клапанов турбины; Дф – дифференциатор инвариантности; ПИ₁, ПИ₂, ПИ₃ – пропорционально-интегральные регуляторы.

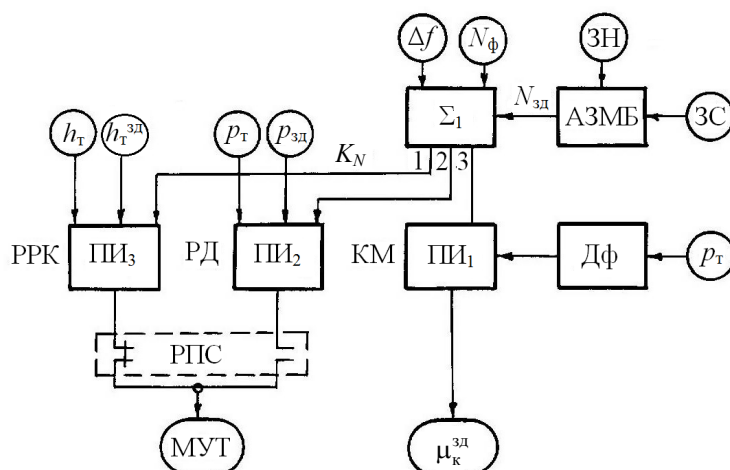


Рис. 1. Структурная схема типовой системы автоматического управления мощностью энергоблоков Лукомльской ГРЭС

Fig. 1. The structural diagram of the Lukoml'skaya GRES power units

Проведен системный анализ научно-технической информации по системам автоматического управления мощностью энергоблоков, который показал, что типовая САУМБ не может удовлетворять современным требованиям стандартов к качеству регулирования частоты и мощности без существенного увеличения максимальных относительных величин регулирующих воздействий клапанами турбины и задающих воздействий котельным регулятором нагрузки [2].

Типовая САУМБ энергоблока 300 МВт Лукомльской ГРЭС в 2020 г. после окончания строительства Белорусской АЭС вынуждена будет работать в более жестких к качеству регулирования условиях – в пиковой части суточного графика электрических нагрузок Белорусской энергосистемы (вместо полупиковой до этого) [3].

Центральным диспетчерским управлением Единой энергетической системы (ЦДУ ЕЭС) введен стандарт, который регламентирует современные требования к регулированию частоты и перетоков активной электрической мощности в энергосистеме для тепловых электростанций: время достижения 50 % необходимого значения изменения мощности должно составлять 10 с в пределах нормального и аварийного резервов; полного 30 с в пределах нормального резерва и 5 мин – в пределах аварийного [4]. Типовая

КЧ – корректор частоты; ЛБ – логический блок; РПД – реальный ПИД-регулятор; РТ – регулятор топлива; КД – компенсатор динамики N_ϕ при изменении положения h_T ; РПИ₁, РПИ₂ – реальные ПИ-регуляторы; СПРК – стабилизатор положения регулирующих клапанов; КЗ – корректор задания.

Энергоблок мощностью 300 МВт с целью повышения экономичности процесса в диапазоне от 100 до 30 % работает в двух режимах [12]:

– от 100 до 70 % – давление пара постоянное (режим постоянного давления). Для снижения нагрузки прикрывают регулирующие клапана турбины, уменьшая тем самым расход пара, следовательно, снижая электрическую мощность генератора;

– в диапазоне от 70 до 30 % уменьшение электрической мощности достигается за счет того, что блок переходит в режим скользящего, т. е. переменного давления перед турбиной. Чем меньше нагрузка, тем меньше давление пара перед турбиной, чтобы обеспечить меньший расход пара перед турбиной при меньшей нагрузке.

Работа энергоблока в широком диапазоне изменения нагрузки приводит к существенному ухудшению динамических характеристик по электрической мощности и давлению пара перед турбиной с уменьшением нагрузки энергоблока. Энергоблок как объект управления описывают с помощью таких динамических характеристик, как передаточная функция:

- опережающего участка по расходу топлива (газа)

$$W_{\text{оп}}(p) = W_{B_T, h_{T_0}}(p) = \frac{K_{\text{оп}}}{(T_{\text{оп}}p + 1)(\sigma_{\text{оп}}p + 1)}, \quad (1)$$

где $K_{\text{оп}}$ – коэффициент передачи; $T_{\text{оп}}$, $\sigma_{\text{оп}}$ – соответственно большая и меньшая постоянные времени передаточной функции опережающего участка по расходу топлива (газа), с;

• описывающая инерционность датчика измерения давления ивиоля, соответствующего положению регулирующих клапанов турбины:

$$W_{\text{оп}}^*(p) = W_{\text{ивв}}(p) = \frac{K_5}{T_9p + 1}, \quad (2)$$

где K_5 – коэффициент передачи; T_9 – постоянная времени передаточной функции датчика измерения давления ивиоля, с;

• по электрической мощности N_ϕ при скачкообразном изменении расхода топлива B_T

$$W_{N_\phi, B_T}(p) = \frac{K_1 e^{-\tau_1 p}}{(T_1 p + 1)(\sigma_1 p + 1)}, \quad (3)$$

где K_1 – коэффициент передачи; T_1 , σ_1 – соответственно большая и меньшая постоянные времени передаточной функции по мощности при изменении расхода топлива, с; τ_1 – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с;

• по давлению перегретого пара перед турбиной p_0 при скачкообразном изменении расхода топлива B_T

$$W_{p_0, B_T}(p) = \frac{K_2 e^{-\tau_1 p}}{(T_2 p + 1)(\sigma_2 p + 1)}, \quad (4)$$

где K_2 – коэффициент передачи; T_2, σ_2 – соответственно большая и меньшая постоянные времени передаточной функции по давлению пара перед турбиной при изменении расхода топлива, с; τ_2 – время запаздывания по каналу регулирующего воздействия, с;

• по электрической мощности N_ϕ при скачкообразном перемещении регулирующих клапанов турбины $h_{рк}$

$$W_{N_\phi, h_{рк}}(p) = \frac{T_0 p (T_3 p + 1)}{(T_4 p + 1)(T_5 p + 1)}, \quad (5)$$

где T_0, T_3, T_4, T_5 – постоянные времени передаточной функции по мощности при возмущении регулируемыми клапанами турбины, с;

• по давлению перегретого пара перед турбиной p_0 при скачкообразном перемещении регулирующих клапанов турбины $h_{рк}$

$$W_{p_0, h_{рк}}(p) = \frac{K_3 (T_6 p + 1)}{T_7 p + 1}, \quad (6)$$

где K_3 – коэффициент передачи; T_6, T_7 – постоянные времени передаточной функции по давлению перегретого пара перед турбиной при возмущении регулируемыми клапанами турбины, с.

Регулятор топлива (РТ) и котельный регулятор мощности (КРМ) представляют собой каскадную систему автоматического управления. Корректирующий котельный реальный ПИД-регулятор настраивают на оптимальную обработку задающего сигнала, а стабилизирующий ПИ-регулятор топлива – на оптимальную обработку внутреннего возмущения.

В режиме постоянного давления перегретого пара перед турбиной регулятор топлива настраивают по передаточной функции опережающего участка (1) по методу частичной компенсации (МЧК) [13]. Сначала нужно рассчитать относительное значение коэффициента передачи ПИ-регулятора

$$K = K_{p1} K_{он} = 0,7395T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^2 - 1, \quad (7)$$

где K_{p1} – коэффициент передачи ПИ-регулятора; T – относительная постоянная времени передаточной функции опережающего участка (1),

$$T = \frac{T_{он}}{\sigma_{он}}. \quad (8)$$

С учетом (7) и (8) можно найти абсолютное значение K_{p1}

$$K_{p1} = \frac{K}{K_{оп}}$$

Относительное значение времени интегрирования ПИ-регулятора I рассчитаем с помощью (7) и (8) по формуле

$$I = \frac{T_{и1}}{\sigma_{оп}} = \frac{6,3K}{T \left(1 + \frac{1}{T}\right)^3}$$

Абсолютное значение времени интегрирования $T_{и1} - T_{и1} = I\sigma_{оп}$.

КРМ представляет собой реальный ПИД-регулятор, структура которого определена на базе передаточной функции оптимального регулятора [12]. С учетом (3) передаточная функция реального ПИД-регулятора имеет следующий вид:

$$W_{КРМ}(p) = \left[W_{N_{\phi}, B_r}^*(p) \right]^{-1} W_{зд2}^{pc(n=2)}(p) = \frac{(T_1 p + 1)(\sigma_1 + \tau_1)p + 1}{K_1 2T_{зд2} p \left(\frac{T_{зд2}}{2} p + 1 \right)}, \quad (9)$$

где $T_{зд2}$ – заданная постоянная времени, определяемая следующим образом:

$$T_{зд2} = \frac{T_1 + \sigma_1 + \tau_1}{2K_1}$$

Структуру турбинного регулятора мощности (ТРМ) формируем на основе передаточной функции оптимального регулятора с использованием передаточной функции (6) по давлению пара перед турбиной при возмущении перемещением регулирующих клапанов [12]

$$W_{ТРМ}(p) = \left[W_{p_0, h_{рк}}(p) \right]^{-1} W_{зд1}^{pc(n=1)}(p), \quad (10)$$

где $W_{зд1}^{pc(n=1)}(p)$ – передаточная функция разомкнутой системы в виде идеального интегрирующего звена,

$$W_{зд1}^{pc(n=1)}(p) = \frac{1}{T_{зд1} p}, \quad (11)$$

$T_{зд1}$ – единственный расчетный параметр динамической настройки ТРМ.

С учетом (6), (10) и (11) передаточная функция ТРМ примет вид реального ПИ-регулятора

$$W_{ТРМ}(p) = \frac{T_7 p + 1}{K_3 (T_6 p + 1) T_{зд1} p}$$

Значение $T_{зд1}$ рассчитаем с учетом ряда чисел правила золотого сечения: $T_{зд1} = 0,56T_7$.

В режиме постоянного давления перегретого пара перед турбиной дифференциатор инвариантности превращен в пропорциональное звено с коэффициентом передачи, равным единице.

Передаточную функцию формирователя сигнала задания (ФСЗ) представим в виде звена быстрого реагирования

$$W_{ФСЗ}(p) = 1 + W_{д}^{зд}(p) = 1 + \frac{K_{д}^{зд} T_{д}^{зд} p}{T_{д}^{зд} p + 1} = \frac{(1 + K_{д}^{зд}) T_{д}^{зд} p + 1}{T_{д}^{зд} p + 1} = \frac{T_1^{зд} p + 1}{T_{д}^{зд} p + 1}, \quad (12)$$

где $W_{д}^{зд}(p)$ – передаточная функция дифференциатора ФСЗ.

Постоянную времени знаменателя передаточной функции (12) при помощи формулы (5) определим с учетом ряда чисел правила золотого сечения, приняв за целое три:

$$T_{д}^{зд} = 3,146(T_4 + T_5).$$

Значение постоянной времени числителя передаточной функции ФСЗ (12) рассчитаем аналогично

$$T_1^{зд} = 3,382(T_4 + T_5).$$

В режиме переменного давления перегретого пара перед турбиной настройка САУМБ имеет несколько отличий. Во-первых, заданную постоянную времени $T_{зд2}$ котельного реального ПИД-регулятора вычислим по следующей формуле:

$$T_{зд2} = \sqrt{\frac{T_1(\sigma_1 + \tau_1)}{1,2}}.$$

Во-вторых, структуру турбинного регулятора мощности (ТРМ) формируем на основе передаточной функции оптимального регулятора при помощи передаточной функции датчика измерения давления ивиоля (2) при возмущении изменением положения регулирующих клапанов турбины [12]

$$W_{ТРМ}(p) = [W_{оп}^*(p)]^{-1} W_{зд1}^{pc(n=1)}(p) W_{\phi}(p), \quad (13)$$

где $W_{\phi}(p)$ – передаточная функция фильтра,

$$W_{\phi}(p) = \frac{1}{p + 1}. \quad (14)$$

В цепь ТРМ необходимо добавить пропорциональное звено с коэффициентом передачи K_5 . Тогда с учетом (2), (11), (13), (14) передаточная функция ТРМ примет вид

$$W_{\text{ТРМ}}(p) = K_5 \frac{T_9 p + 1}{K_5 T_{\text{зд1}} p (p + 1)} = \frac{T_9 p + 1}{T_{\text{зд1}} p (p + 1)}.$$

Численные значения $T_{\text{зд1}}$ принимают равным постоянной времени T_9 .

Также в режиме переменного давления пара перед турбиной дифференциатор инвариантности отключен от входа КРМ. Вместо этого туда подается сигнал о положении регулирующих клапанов турбины через передаточную функцию (5) со знаком «плюс», компенсируя аналогичный сигнал на входе КРМ, переданный по обратной связи котельного регулятора нагрузки.

Корректор ТРМ вместо передаточной функции пропорционального звена с коэффициентом передачи, равным единице, реализуем в виде передаточной функции, обратной (5):

$$W_{\text{коррТРМ}}(p) = [W_{N_{\phi}, h_{\text{рк}}}(p)]^{-1} = \frac{(T_4 p + 1)(T_5 p + 1)}{T_0 p (T_3 p + 1)}.$$

Формирователь сигнала задания представим в виде звена медленного реагирования с передаточной функцией (12). При этом постоянную времени знаменателя (12) с учетом передаточной функции (5) рассчитаем по формуле $T_{\text{д}}^{\text{зд}} = T_3$.

Значение постоянной времени числителя передаточной функции ФСЗ (12) определим с учетом ряда чисел правила золотого сечения: $T_1^{\text{зд}} = 0,618 T_3$.

Результаты математического моделирования переходных процессов

Графики переходных процессов предлагаемой САУМБ, построенные при помощи программы Simulink MatLab, для режимов постоянного и переменного давления пара перед турбиной при отработке скачка задания по мощности приведены на рис. 3.

Результаты промышленных испытаний типовой САУМБ при отработке десятипроцентного скачкообразного задания $N_{\text{зд}}$ при нагрузке 270 МВт (постоянное давление пара) и 150 МВт (переменное давление пара), а также внутреннего возмущения f_1 (котельной нагрузкой) описаны в [1, 12].

Результаты математического моделирования предлагаемой САУМБ при отработке внутреннего возмущения в режимах постоянного и переменного давления перегретого пара перед турбиной приведем в виде прямых показателей качества переходных процессов. Прямые показатели качества переходных процессов типовой и предлагаемой САУМБ при отработке скачка задания $N_{\text{зд}}$ и внутреннего возмущения f_1 в режиме постоянного давления пара сведены в табл. 1.

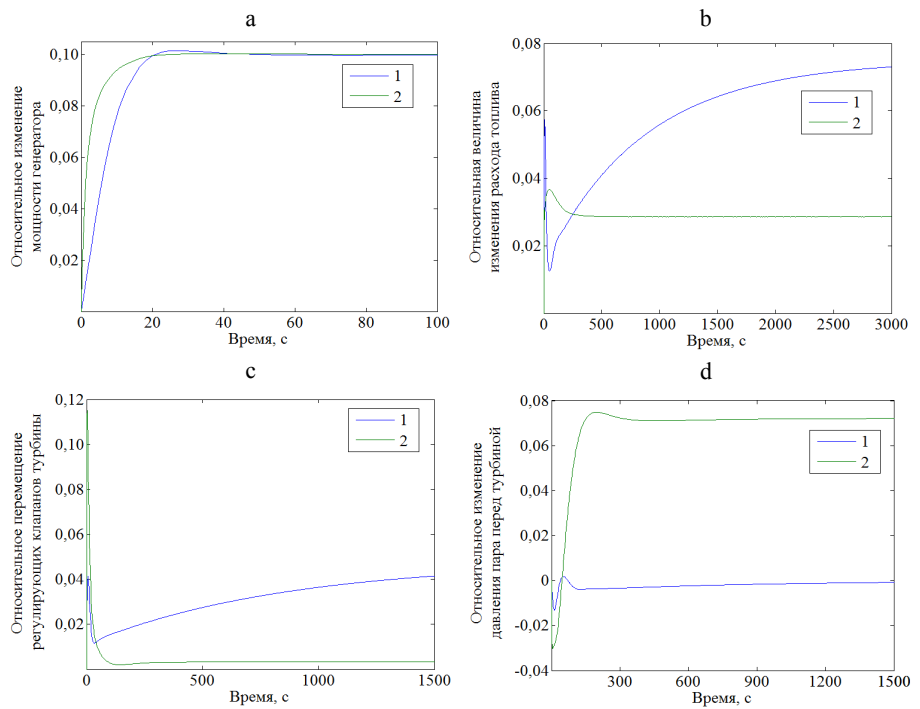


Рис. 3. Графики переходных процессов предлагаемой системы автоматического управления мощностью энергоблоков при отработке скачка задания: а – относительное изменение мощности генератора; б – относительная величина изменения расхода топлива; с – относительное перемещение регулирующих клапанов турбины; д – относительное изменение давления перегретого пара перед турбиной; 1, 2 – режим постоянного и переменного давления пара перед турбиной

Fig. 3. Transient simulation diagrams of the proposed system of the automatic control system for power units in the process of response to the input step: a – relative variation of generator power; b – relative variation of fuel flow; c – relative displacement of turbine regulation valves; d – relative variation of over-heated steam pressure upstream of the turbine; 1, 2 – constant and variable steam pressure upstream of the turbine

Таблица 1

Прямые показатели качества переходных процессов сравниваемых вариантов САУМБ в режиме постоянного давления перегретого пара перед турбиной
Direct indicators of quality of transient processes in the ACSPU variants under comparison at a constant pressure of superheated steam pressure upstream of the turbine

Вариант системы	Вид возмущения	t_p, c	ΔB_T^M	$\Delta h_{рк}^M$	Δp_0^M	$\Delta N_{ф,м}^1$
Типовая	$N_{зд}$	480	1,5	1,6	-0,03	-
	f_1	600	+0,1	-0,02	+0,03	+0,023
Предлагаемая	$N_{зд}$	21	0,766	0,864	-0,013	-
	f_1	280	+0,093	-0,006	+0,069	+0,006

Обозначения: t_p – полное время регулирования; ΔB_T^M – относительное максимальное изменение расхода топлива; $\Delta h_{рк}^M$ – то же положения регулирующих клапанов турбины; Δp_0^M – максимальное отклонение давления перегретого пара перед турбиной; $\Delta N_{ф,м}^1$ – максимальное отклонение фактической мощности при внутреннем возмущении.

Прямые показатели качества переходных процессов типовой и предлагаемой САУМБ при отработке скачка задания $N_{зд}$ и внутреннего возмущения f_1 в режиме переменного давления перегретого пара перед турбиной сведены в табл. 2.

Таблица 2

Прямые показатели качества переходных процессов сравниваемых вариантов САУМБ в режиме переменного давления перегретого пара перед турбиной

Direct indicators of quality of transient processes in the ACSPU variants under comparison at a variable pressure of superheated steam pressure upstream of the turbine

Вариант системы	Вид возмущения	t_p, c	ΔB_T^M	$\Delta h_{рк}^M$	Δp_0^M	$\Delta M_{ф,м}^1$
Типовая	$N_{зд}$	720	1,4	+0,1	1,0	–
	f_1	600	+0,1	–0,02	+0,03	+0,023
Предлагаемая	$N_{зд}$	25	1,283	+0,115	1,038	–
	f_1	150	+0,011	–0,0002	+0,001	+0,00002

Обозначения: $\Delta h_{рк}^M$ – максимальное отклонение положения регулирующих клапанов турбины; Δp_0^M – относительное максимальное изменение давления перегретого пара перед турбиной; остальные обозначения в табл. 1.

Проанализировав прямые показатели качества сравниваемых вариантов САУМБ, можно сделать вывод, что лучшие характеристики при отработке скачка задания и внутреннего возмущения в широком диапазоне изменения нагрузок обеспечивает предлагаемый вариант системы. Также данный вариант обеспечивает время регулирования, удовлетворяющее требованиям нового стандарта по регулированию частоты и перетоков активной электрической мощности в энергосистеме для тепловых электростанций.

ВЫВОДЫ

1. Предложена система автоматического управления мощностью энергоблоков, отличающаяся от типовой тем, что котельный регулятор мощности представляет собой реальный ПИД-регулятор. Второе отличие – в режиме постоянного давления пара перед турбиной дифференциатор инвариантности превращен в пропорциональное звено с коэффициентом передачи, равным единице, а в режиме скользящего давления – отключен от входа КРМ для уменьшения времени регулирования. Третье отличие – структура ТРМ формируется на основе передаточной функции оптимального регулятора. Также в систему добавлен формирователь сигнала задания, передаточную функцию которого представляют в виде звена быстрого реагирования в режиме постоянного давления пара перед турбиной или в виде звена медленного реагирования при переменном давлении пара.

2. Результаты моделирования переходных процессов предлагаемой САУМБ по сравнению с результатами промышленных испытаний типовой САУМБ в режиме постоянного давления пара перед турбиной показали улучшение качества управления: при отработке скачка задания $N_{зд}$ полное время регулирования t_p составляет 21 с против 480 с у типовой системы, однако при этом максимальное относительное изменение расхода топлива у типовой САУМБ меньше на 48,9 % [12]. Также в предлагаемом варианте

САУМБ относительное максимальное изменение положения регулирующих клапанов сократилось на 46,0 %, но при этом максимальное отклонение давления перегретого пара перед турбиной также уменьшилось на 56,7 % [12].

3. Результаты моделирования переходных процессов предлагаемой САУМБ по сравнению с типовой САУМБ Лукомльской ГРЭС в режиме скользящего давления пара перед турбиной: при отработке скачка задания полное время регулирования t_p равняется 25 с против 720 с у типовой системы, при этом максимальное относительное изменение расхода топлива у типовой САУМБ меньше на 8,4 % [12]. Однако в предлагаемом варианте САУМБ максимальное отклонение положения регулирующих клапанов увеличилось на 15,0 %, а относительное максимальное изменение давления перегретого пара перед турбиной повысилось на 3,8 % [12].

4. При отработке внутреннего возмущения f_1 время регулирования t_p у предлагаемой САУМБ сократилось в 2,14 раза в режиме постоянного давления пара перед турбиной и в 4 раза – в режиме переменного давления пара по сравнению с типовой САУМБ при значительном улучшении других прямых показателей качества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кулаков, Г. Т. Теоретические основы экспресс-методов структурно-параметрической оптимизации систем автоматического управления для повышения эффективности использования теплоэлектростанций в переменных режимах / Г. Т. Кулаков. Минск, 1990. 450 с.
2. Кулаков, Г. Т. Системный анализ научно-технической информации по системам автоматического управления мощностью энергоблоков / Г. Т. Кулаков, К. И. Артёменко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 446–458. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-446-458>.
3. Интеграция белорусской АЭС в энергосистему: влияние на национальную безопасность и экономическое развитие / Т. Г. Зорина [и др.] // Экономика и управление. 2015. № 4. С. 60–65.
4. Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и потоков активной мощности: СТО 59012820.27.100.002–2013. Введ. 25.04.2013. М.: ОАО «СО ЕЭС», 2013. 36 с.
5. Адаптация СКУ энергоблоков 300 МВт Ириклинской ГРЭС к современным требованиям эксплуатации / В. А. Биленко [и др.] // Электрические станции. 2009. № 2. С. 65–74.
6. Давыдов, Н. И. Результаты испытаний и модельных исследований системы автоматического управления мощностью газомазутного энергоблока 300 МВт / Н. И. Давыдов, Д. Г. Бояршинов, Н. В. Зорченко // Теплоэнергетика. 2005. № 10. С. 36–41.
7. Система автоматического управления мощностью энергоблока 300 МВт Конаковской ГРЭС / Н. И. Давыдов [и др.] // Теплоэнергетика. 2006. № 7. С. 43–49.
8. Давыдов, Н. И. Анализ результатов сертификационных испытаний энергоблоков 200, 300 и 800 МВт по проверке готовности к участию в нормированном регулировании частоты / Н. И. Давыдов, Н. В. Зорченко // Электрические станции. 2008. № 11. С. 4–8.
9. Система автоматического регулирования мощности энергоблока паровой котел – турбина: пат. 2315871 Рос. Федерации: МПК F 01 K 13/02 / Н. И. Давыдов. Опубл. 27.01.2008.
10. Зорченко, Н. В. Исследование влияния формирующих сигналов в системе автоматического управления мощностью энергоблока на его приемистость / Н. В. Зорченко, Н. И. Давыдов, А. А. Григоренко // Теплоэнергетика. 2006. № 10. С. 42–48.
11. Разработка и внедрение САРЧМ крупных энергоблоков / В. А. Биленко [и др.] // Теплоэнергетика. 2008. № 10. С. 14–26.

12. Теория автоматического управления теплоэнергетическими процессами / Г. Т. Кулаков [и др.]; под общ. ред. Г. Т. Кулакова. Минск: Вышэйш. шк., 2017. 238 с.
13. Кулаков, Г. Т. Инженерные экспресс-методы расчета промышленных систем / Г. Т. Кулаков. Минск: Вышэйш. шк., 1984. 192 с.

Поступила 29.04.2019 Подписана в печать 09.07.2019 Опубликовано онлайн 30.09.2019

REFERENCES

1. Kulakov G. T. (1990) *Theoretical Foundations of Express Methods of Structural-Parametric Optimization of Automatic Control Systems to Improve the Utilization Efficiency of Thermal Power Plants in Variable Modes*. Minsk. 450 (in Russian).
2. Kulakov G. T., Artsiomenka K. I. (2017) System Analysis of Scientific-and-Technical Information in Automatic Control System of Power Units Wattage. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 446–458 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-446-458>.
3. Zorina T. G., Rak V. A., Tkachev V. A., Shershunovich E. S. (2015) Integration of the Belarusian NPP into Power Supply System: Influence on National Security and Economic Development. *Ekonomika i Upravlenie [Economics & Management]*, (4), 60–65 (in Russian).
4. Company Standard 59012820.27.100.002–2013. *Participation Norms of Thermal Power Plants' Power Generator Units in Standard Primary Frequency Control and Automatic Secondary Control of Frequency and of Active Power Flows*. Moscow, OJSC “UPS SO”, 2013. 36 (in Russian).
5. Bilenko V. A., Chernomzav I. Z., Kuznetsov N. A., Rogachev R. L., Nefedov K. A., Gushchin F. Yu., Kirillov N. G., Kindyakov V. N., Butskikh V. V., Sadykov V. S. (2009) Adapting the Monitoring and Control Systems of the 300 MW Power Generation Units at the Irikliinskaya DPS to Modern Operational Requirements. *Electricheskie Stantsii = Electrical Stations*, (2), 65–74 (in Russian).
6. Davydov N. I., Boyarshinov D. G., Zorchenko N. V. (2005) Results From Tests and Model Studies of the Automatic Power Control System for a 300 MW Gas-and-Oil-Fired Unit. *Teplo-tekhnika = Thermal Engineering*, (10), 36–41 (in Russian).
7. Davydov N. I., Grigorenko A. A., Zorchenko N. V., Pavlova M. F., Basharin V. V., Nazarov A. A., Baibara V. I., Babykin V. G., Anufriev V. V., Korotkov P. I. (2006) The Automatic Power Control System for the 300 MW Unit at the Konakovo District Power Station. *Thermal Engineering*, 53 (7), 538–545. <https://doi.org/10.1134/s004060150607007x>.
8. Davydov N. I., Zorchenko N. V. (2008) Analysis of the Results of Certification Tests of 200, 300 & 800 MW Power Units Preparedness to Participate in Rated Control of Frequency. *Electricheskie Stantsii = Electrical stations*, (11), 4–8 (in Russian).
9. Davydov N. I. (2006) *System of Automatic Control of Power of Steam Boiler–Turbine Power Unit*. Russian Federation Patent No 2315871 (in Russian).
10. Zorchenko N. V., Davydov N. I., Grigorenko A. A. (2006) Investigating the Effect of Forcing Signals in a System for Automatically Controlling the Output of a Power Unit on its Pickup Capability. *Thermal Engineering*, 53 (10), 810–818. <https://doi.org/10.1134/s0040601506100107>.
11. Bilenko V. A., Melamed A. D., Mikushevich E. E., Nikol'skii D. Y., Rogachev R. L., Romanov N. A. (2008) *Development and Application of Automatic Frequency and Power Control Systems for Large Power Units*. *Thermal Engineering*, 55 (10), 824–837. <https://doi.org/10.1134/s0040601508100030>.
12. Kulakov G. T., Kulakov A. T., Kravchenko V. V., Kuchorenko A. N., Artsiomenka K. I., Kovrigo Yu. M., Golinko I. M., Bagan T.G., Bunke A. S. (2017) *Automatic Control Theory for Thermal Power Activities*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 238 (in Russian).
13. Kulakov G. T. (1984) *Engineering Express Methods of Design Calculation for Industrial Regulating Systems*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 192 (in Russian).