

## СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ КОГЕНЕРАЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ ПРИ ЧАСТИЧНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ

### Введение

Когенерационная энергетическая установка (КЭУ) с газотурбинной установкой (ГТУ) в качестве теплового двигателя в зависимости от внешнего потребителя может переходить на режимы эксплуатации с частичными электрическими нагрузками. Снижение электрической нагрузки когенерационной установки приводит к изменению технологических параметров и динамических характеристик ГТУ и, как следствие, к ухудшению качества регулирования основных параметров [1, 2]. В структуру КЭУ входят два контура: газоздушный и водяной. Для анализа динамических свойств КЭУ известны математические модели динамики для каждого из контуров и всей установки в целом [3–6].

Известны исследования динамических свойств когенерационной энергетической установки при работе в режиме номинальной электрической нагрузки, т.е. 100 % и отклонении от нее [7–9]. Однако режимы работы когенерационной установки при снижении электрической нагрузки до 75–50 % изучены недостаточно и требуют более детального рассмотрения.

Таким образом, исследование динамических свойств когенерационной энергетической установки при работе на электрических нагрузках, отличных от номинальной, является актуальной задачей, требующей проведения дополнительных исследований.

Цель данной работы — анализ динамических свойств когенерационной энергетической установки при снижении электрической нагрузки до 75–50 % и расчет оптимальных настроек регулятора для каждой из нагрузок для обеспечения качественного управления ГТУ.

### Управление частотой вращения ротора ГТУ

При снижении электрической нагрузки КЭУ наблюдается изменение технологических параметров ГТУ и их влияние на ее динамические характеристики. ГТУ объединяет три вида аккумуляторов энергии: механические, тепловые и материальные (рис. 1). К механическим аккумуляторам относятся вращающиеся массы турбины (Т), компрессора (К) и генератора (Г) на общем валу. К тепловым аккумуляторам относится камера сжигания (КС), к материальным — емкости компрессора, камеры сжигания, турбины и трубопроводы между ними.

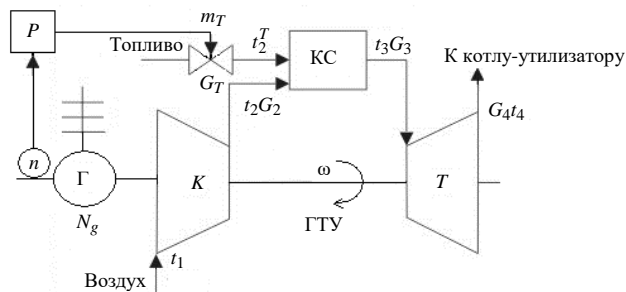


Рис. 1

В схеме приняты такие обозначения:  $t_1$  — температура наружного воздуха при входе в компрессор, °C;  $t_2$  — температура сжатого воздуха на выходе из компрессора, °C;  $\sigma_k, \eta_k$  — степень сжатия воздуха в компрессоре и его коэффициент полезного действия (КПД);  $t_2^T$  — температура топлива, °C;  $t_3, t_4$  — температура газов на входе и на выходе из турбины соответственно, °C;  $G_T, G_2$  — расход топлива и воздуха на выходе из компрессора соответственно, кг/с;  $G_3, G_4$  — расход рабочего тела на входе и на выходе из турбины соответственно, кг/с;  $n, \omega$  — обороты вала генератора, об/мин и частота вращения ротора,  $\text{с}^{-1}$ ;  $m_T$  — перемещение штока регулирующего клапана подачи топлива, ХРО — процент хода регулирующего органа;  $P$  — регулятор стабилизации частоты вращения ротора турбогенератора.

В данной работе рассматриваются возможности качественного управления оборотами ротора ГТУ при переменной электрической нагрузке. При снижении электрической нагрузки происходит уменьшение расхода газов через турбину при неизменных температурах газов на входе и на выходе из турбины. В табл. 1 приведены параметры газотурбинной установки при изменении ее электрической нагрузки. Расход топлива в камере сгорания ( $G_T$ , кг/с) является внутренним возмущением и оказывает наиболее существенное влияние на частоту вращения ротора газотурбинной установки ( $\omega$ ,  $\text{с}^{-1}$ ). Внешним возмущением является изменение электрической нагрузки генератора ( $\Delta N_G$ ).

Таблица 1

Технический параметр	Нагрузка генератора $N_G$ , %		
	100	75	50
$N_G$ , МВт	4	3	2
$G_3$ , кг/с	11,58	8,68	5,79
$G_2$ , кг/с	11,4	8,54	5,69
$G_T$ , кг/с	0,256	0,192	0,128
$t_3$ , °C	1200	1200	1200
$t_4$ , °C	584	584	584

При разработке модели введены следующие допущения: все элементы КЭУ рассматриваются как объекты с сосредоточенными параметрами, модель представляет собой систему дифференциальных уравнений первого порядка без запаздывания и алгебраических уравнений, описывающих все элементы установки. Дифференциальные уравнения получены путем разложения уравнений статики в ряд Тэйлора и использования его первых членов, что определяет диапазон изменения возмущений в пределах 10–12 % от их номинальных значений.

Рассмотрим начальные условия:

1) полагаем, что температура и давление внешней среды и температура топлива постоянны, т.е.  $\Delta t_1 = 0, \Delta p_1 = 0, \Delta t_n t_2^T = 0$ ;

2) полагаем, что КПД компрессора постоянен, т.е.  $\Delta \eta_k = 0$ .

По теории турбомашин И.И. Кириллова температура воздуха на выходе из компрессора определяется по алгебраическому уравнению:  $T_2 = T_1 * (1/\eta_k * [(P_2/P_1)^{\eta} - 1] + 1)$ , а  $\Delta t_2 = dT_2/dT_1 * \Delta t_1 + dT_2/dP_1 * \Delta P_1 + dT_2/dP_2 * \Delta P_2$ . С учетом п. 1 имеем:  $\Delta t_2 = dT_2/dP_2 * \Delta P_2$ .

Влиянием изменения противодавления  $\Delta p_4$  на скорость вращения турбогенераторного вала можно пренебречь, т.е.  $\Delta p_4 = 0$ .

В качестве регулирующего воздействия выбрано перемещение штока клапана подачи топлива  $\Delta m_T$ .

Для газотурбинной установки определены такие внешние и внутренние возмущения. Внешние возмущения: изменение электрической нагрузки генератора ( $\Delta N_{\Gamma}$ ); изменение температуры внешней среды ( $\Delta t_1$ ); изменение температуры топлива ( $\Delta t_2^T$ ). Внутренние возмущения: изменение частоты вращения ротора турбогенератора ( $\Delta \omega$ ); изменение давления в объеме между компрессором и турбиной ( $\Delta p$ ); изменение температуры воздуха на выходе из компрессора ( $\Delta t_2$ ); изменение температуры на входе в турбину ( $\Delta t_3$ ); изменение противодействия турбины ( $\Delta p_4$ ); изменение положения клапана подачи топлива ( $\Delta m_T$ ).

В работах [6–8] представлена математическая модель КЭУ для режима номинальной нагрузки — 100 %. Эта модель описывает динамические свойства установки при малых отклонениях ( $\pm 12\%$ ) от номинального режима и может использоваться для анализа динамики установки при изменении электрической нагрузки. Ниже представлена математическая модель ГТУ:

$$\left. \begin{aligned} B\Delta\omega' + \Delta\omega &= (b_1 - b_4)\Delta p + b_2\Delta t_3 + b_3\Delta p_4 - b_5\Delta N_{\bar{A}} \\ \dot{\Delta p} + \Delta p &= T_{\dot{O}} \frac{d\Delta T_3}{dt} - k_{\dot{O}}\Delta T_3 + k_m\Delta m_{\dot{O}} + k_{\omega}\Delta\omega \\ \dot{\Delta t}_3 + \Delta t_3 &= \dot{a}_1\Delta\omega + \dot{a}_2\Delta m_{\dot{O}} + \dot{a}_3\Delta t_2 + \dot{a}_4\Delta t_{\dot{O}} \\ T_2 &= T_1 \cdot k_{t_2}, \quad k_{t_2} = 1 + \frac{\sigma_k^{0,28} - 1}{\eta_k} \\ T_1 &= t_1 + 273; \quad T_2 = t_2 + 273; \quad T_3 = t_3 + 273 \\ \Delta \delta &= \Delta \delta_2 = \Delta \delta_3. \end{aligned} \right\}$$

Первое дифференциальное уравнение модели описывает динамику вращения ротора газовой турбины ( $\omega$ ). Второе дифференциальное уравнение определяет изменение давления ( $p$ ) в газовых объемах ГТУ между компрессором и турбиной. Третье дифференциальное уравнение описывает изменение температуры газов на входе в компрессор ( $t_3$ ). Четвертое алгебраическое уравнение описывает изменение температуры воздуха и на выходе из компрессора ( $t_2$ ). В пятой строке значения температур переводятся в градусы Кельвина. Последняя строка показывает одинаковое изменение давления в газовых объемах между компрессором и турбиной.

### Моделирование динамических свойств ГТУ

Исследования динамики ГТУ проводились по каналу:  $\Delta N_{\Gamma} \rightarrow \omega$  — электрическая нагрузка генератора  $\rightarrow$  частота вращения ротора газовой турбины.

В работе [10] приведена электронная модель газотурбинной установки (рис. 2) с параметрами передаточных функций каждого ее узла, определенными для 100 % нагрузки в соответствии с вышеприведенной системой уравнений.

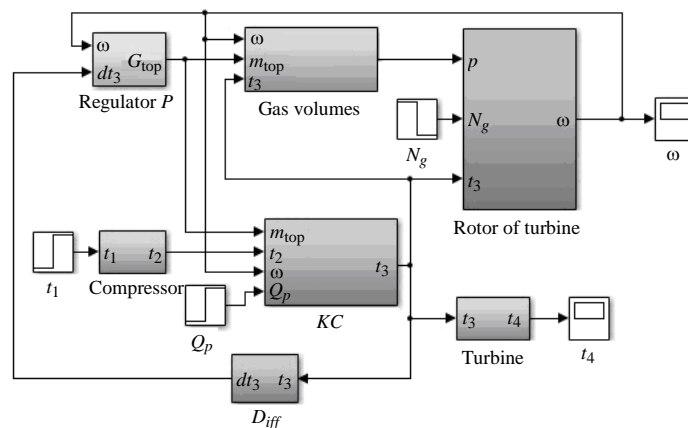


Рис. 2

Для анализа качества управления когенерационной установкой при изменении ее электрической нагрузки в широком диапазоне рассчитаны коэффициенты дифференциальных уравнений модели для нагрузок 75 и 50 %. Как объект управления частотой вращения ротора ГТУ представляет собой объект с самовыравниванием, для которого недопустима статическая ошибка. Поэтому для стабилизации частоты вращения ротора турбины применяется пропорционально-интегральный (ПИ) закон регулирования с производной по температуре рабочего тела на входе в компрессор. Возмущением служит снижение нагрузки на 10 % от уровня номинального значения. При снижении электрической нагрузки генератора увеличивается частота вращения ротора турбокомпрессора и, как следствие, снижение давления в объеме между компрессором и турбиной ( $p$ ) и температуры перед турбиной ( $t_3$ ) [8, 10].

Переходной процесс характеризуется такими показателями: первое динамическое отклонение ( $\Delta\omega_1$ ), величина перерегулирования ( $m = \Delta\omega_2/\Delta\omega_1$ ), степень затухания колебаний ( $\psi = (\Delta\omega_1 - \Delta\omega_3)/\Delta\omega_1$ ) и время регулирования ( $t_p$ ), при котором ( $\Delta\omega \leq 5\%$  от  $\Delta\omega_1$ ). К переходному процессу предъявлены следующие требования:  $\Delta\omega_1 < 0,2 \text{ с}^{-1}$ ;  $m \approx 0,4$  и ограничения типа:  $\psi \geq 0,85$ ;  $t_p \leq 2 \text{ с}$ .

В табл. 2 приведены оптимальные настройки регулятора  $P$ , определенные по методике, изложенной в [11] для электрических нагрузок 100, 75 и 50 %, ХРО.

Таблица 2

Оптимальные настройки регулятора $P$ при нагрузке, %	Коэффициент усиления регулятора $K_P$ , % ХРО/С <sup>-1</sup>	Время изодрома регулятора $T_i$ , с
100	0,02	2,2
75	0,04	1,7
50	0,06	1,1

Ниже приведены результаты моделирования динамики КЭУ при нагрузках 100, 75 и 50 % с оптимальными настройками регулятора  $P$  из табл. 2, выбранными для каждого уровня нагрузки (рис. 3).

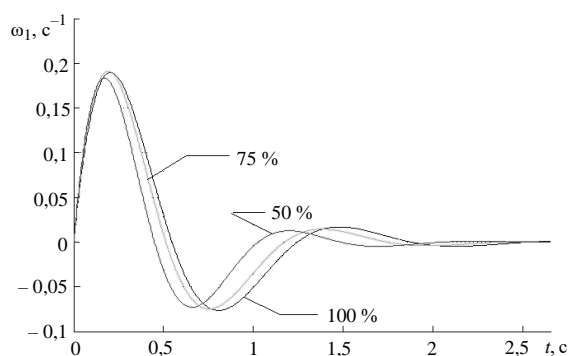


Рис. 3

Показатели переходных процессов при оптимальных настройках регулятора приведены в табл. 3.

Таблица 3

Показатель процесса	Нагрузка генератора $N_G$ , %		
	100	75	50
Первое динамическое отклонение $\Delta\omega_1$ , с <sup>-1</sup>	0,190	0,187	0,183
Перерегулирование $m$	0,402	0,393	0,398
Степень затухания процесса $\psi$	0,91	0,92	0,93
Время регулирования $t_p$ , с	1,7	1,5	1,3

Из таблицы видно, что качество регулирования при снижении нагрузки сохраняется практически одинаковым и соответствует предъявляемым требованиям.

Результаты моделирования динамики КЭУ при нагрузках 100, 75 и 50 % с оптимальными настройками регулятора  $P$  (табл. 2), выбранными для 100 % нагрузки, представлены на рис. 4.

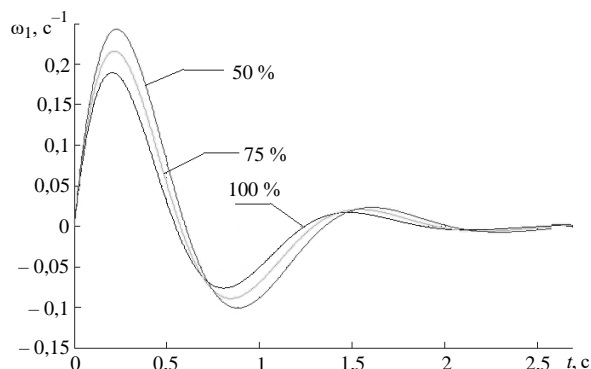


Рис. 4

Показатели переходных процессов при оптимальных настройках регулятора  $P$  для 75 % нагрузки приведены в табл. 4.

Таблица 4

Показатель процесса	$N_{Г}, \%$		
	100	75	50
Первое динамическое отклонение $\Delta\omega_1, c^{-1}$	0,190	0,216	0,243
Перерегулирование $m$	0,402	0,41	0,41
Степень затухания процесса $\psi$	0,91	0,91	0,91
Время регулирования $t_p, c$	1,7	1,8	1,9

Полученные переходные процессы показывают превышение частоты вращения  $\Delta\omega_1$  при нагрузках 75 и 50 % над граничным значением соответственно на 14 и 28 %, что недопустимо. Время регулирования при пониженных нагрузках увеличивается.

Результаты моделирования динамики КЭУ при нагрузках 100, 75 и 50 % с оптимальными настройками регулятора  $P$  (см. табл. 2), выбранными для 75 % нагрузки, представлены на рис. 5.

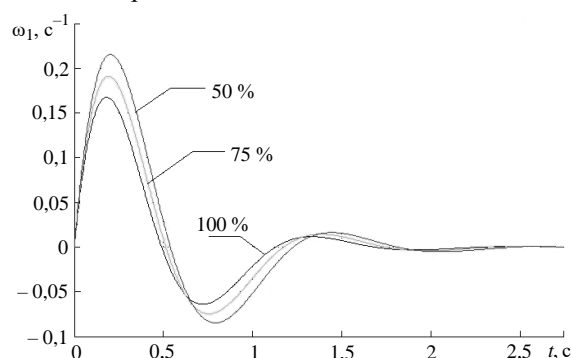


Рис. 5

Показатели переходных процессов при оптимальных настройках регулятора  $P$  для 75 % нагрузки приведены в табл. 5.

Таблица 5

Показатель процесса	$N_{Г}, \%$		
	100	75	50
Первое динамическое отклонение $\Delta\omega_1, c^{-1}$	0,167	0,187	0,215
Перерегулирование $m$	0,380	0,393	0,340
Степень затухания процесса $\psi$	0,93	0,92	0,92
Время регулирования $t_p, c$	1,45	1,5	1,6

Установленные настройки регулятора  $P$  не обеспечивают сохранение частоты вращения  $\Delta\omega_1$  в заданных пределах при 50 % нагрузке. При возрастании нагрузки качество регулирования повышается из-за улучшения динамических свойств ГТУ.

Результаты моделирования динамики КЭУ при нагрузках 100, 75 и 50 % с оптимальными настройками регулятора  $P$  (см. табл. 2), выбранными для 50 % нагрузки, представлены на рис. 6.

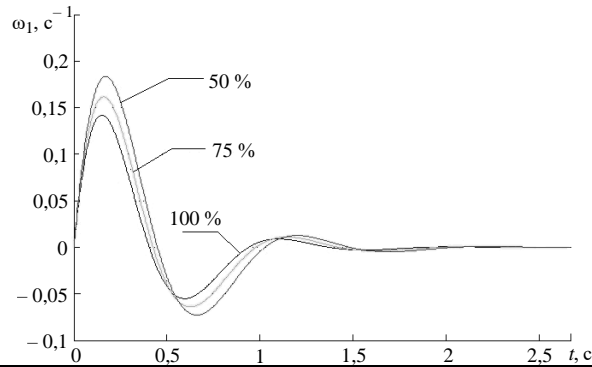


Рис. 6

Показатели переходных процессов при оптимальных настройках регулятора  $P$  для 50 % нагрузки приведены в табл. 6.

Таблица 6

Показатель процесса	$N_{Г}, \%$		
	100	75	50
Первое динамическое отклонение $\Delta\omega_1, c^{-1}$	0,142	0,162	0,183
Перерегулирование $m$	0,388	0,395	0,398
Степень затухания процесса $\psi$	0,94	0,93	0,93
Время регулирования $t_p, c$	1,2	1,25	1,3

Из таблицы видно, что при переходе к нагрузкам 75 и 100 % качество регулирования возрастает. При нагрузке 100 % отклонение  $\Delta\omega_1$  снижается на 22 %, а при нагрузке 75 % — на 11,5 % из-за улучшения динамических свойств ГТУ.

На рис. 7 показана динамика изменения оптимальных настроек регулятора  $K_p$  и  $T_i$ .

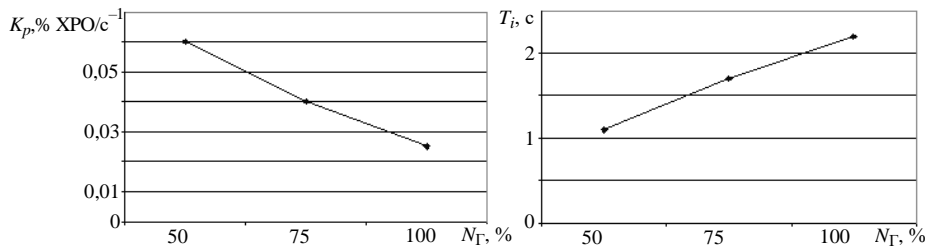


Рис. 7

На рис. 8 представлена характеристика изменения частоты вращения ротора газовой турбины при разных режимах электрической нагрузки  $N_{Г}$ .

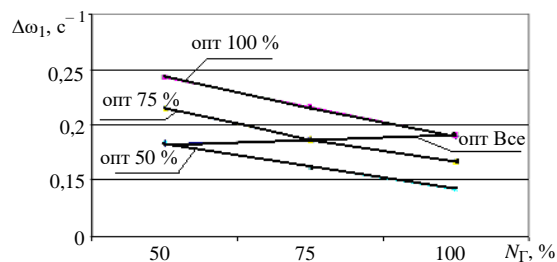


Рис. 8

### Заключение

В данной работе показано, что при снижении электрической нагрузки КЭУ в диапазоне от 100 до 50 % изменяются технологические параметры ГТУ, что ухудшает ее динамические характеристики. Оптимальные настройки, определен-

ные для 100 % нагрузки, не обеспечивают необходимого качества регулирования частоты вращения ротора газотурбинной установки при нагрузках 75 и 50 %.

Для обеспечения оптимальных переходных процессов при снижении электрической нагрузки в диапазоне от 100 до 50 % необходимо устанавливать настройки регулятора, определенные для каждого режима.

При частых и длительных изменениях электрической нагрузки в диапазоне от 100 до 50 % для обеспечения качественной работы когенерационной энергетической установки во всем диапазоне электрических нагрузок целесообразно установить настройки регулятора, оптимальные для режима 50 % нагрузки.

*Г.О. Оборський, А.М. Бундюк, О.С. Тарахтій*

### СИСТЕМА КЕРУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЮ ЕНЕРГЕТИЧНОЮ УСТАНОВКОЮ ПРИ ЧАСТКОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕННЯХ

Показано, що при зниженні електричного навантаження КЕУ до 50 % спостерігається зміна технологічних параметрів ГТУ та її динамічних характеристик. При цьому якість регулювання ГТУ значно погіршується. При частих і довготривалих зниженнях навантаження рекомендується налаштування регулятора, оптимальне для 50 % навантаження.

*G.A. Oborskiy, A.N. Bundyuk, O.S. Tarakhtiy*

### SYSTEM OF CONTROL OF THE COGENERATION POWER PLANT AT PARTIAL ELECTRICAL LOADS

It is shown that with a decrease in the electric load of the power plant up to 50%, the technological parameters of the GTU and its dynamic characteristics change. At the same time, the quality of the GTU regulation is deteriorating. With frequent and long drops controller settings is recommended optimal for 50 % load.

1. Русецкий Ю.А., Седунин В.А., Ермолаев В.В. Расчетное исследование работы газотурбинной установки ГТЭ-45 на режимах частичной мощности // Теплоэнергетика. — 2009. — № 4. — С. 23–25.
2. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Паровые и газовые турбины для электростанций. — М. : Издательский дом МЭИ, 2008. — 556 с.
3. Кириллов И.И. Автоматическое регулирование паровых турбин и газотурбинных установок. — Л. : Машиностроение, 1988. — 447 с.
4. Добрянский Г.В., Мартыанова Т.С. Динамика авиационных ГТД. — М. : Машиностроение, 1989. — 240 с.
5. Ценаев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки для тепловых электростанций. — 3-е изд. — М. : Издательский дом МЭИ, 2009. — 584 с.
6. Ларионова О.С., Тодорцев Ю.К., Бундюк А.Н. Математическая модель динамики энергетической когенерационной газотурбинной установки // XXIV Международная научная конференция «Математические методы в технике и технологиях ММТТ-24». — 2011. — 6. — С. 87–89.
7. Тарахтій О.С., Бундюк А.М. Аналіз динамічних характеристик когенераційної енергетичної установки (КЕУ) // Холодильная техника и технология. — 2012. — № 4(138). — С. 71–74.
8. Тарахтій О.С., Бундюк А.Н. О повышении качества управления мощностью ГТУ когенерационной энергетической установки // I всеукраїнська наук.-техн. конф. «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень», 2015. — 25–29 травня м. Красноармійськ. — 2015. — С. 444–447.
9. Новые и нетрадиционные технологии в энергетике / Г.А. Оборский, А.Н. Бундюк, Б.А. Моргун, И.В. Прокопович, Е.О. Улицкая, О.С. Тарахтій. — Одесса : Феникс, 2015, — 161 с.
10. Тарахтій О.С. Усовершенствование контура регулирования мощности газовой турбины когенерационной энергетической установки в условиях изменения качества топлива // Международный научно-технический журнал «Проблемы управления и информатики». — 2017. — № 1. — С. 96–103.
11. Ротач В.Я. Расчет настройки промышленных систем регулирования. — М.; Л. : Госэнергоиздат, 1961. — 344 с.

*Получено 06.11.2017  
После доработки 19.02.2018*