

P O L S K A A K A D E M I A N A U K
INSTYTUT MASZYN PRZEPIYWOYCH

PRACE
INSTYTUTU MASZYN
PRZEPIYWOYCH

TRANSACTIONS
OF THE INSTITUTE OF FLUID-FLOW MACHINERY

70-72

WARSZAWA-POZNAŃ 1976
PAŃSTWOWE WYDAWNICTWO NAUKOWE

PRACE INSTYTUTU MASZYN PRZEPŁYWOWYCH

poświęcone są publikacjom naukowym z zakresu teorii i badań doświadczalnych w dziedzinie mechaniki i termodynamiki przepływów, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki maszyn przepływowych

*

THE TRANSACTIONS OF THE INSTITUTE OF FLUID-FLOW MACHINERY

exist for the publication of theoretical and experimental investigations of all aspects of the mechanics and thermodynamics of fluid-flow with special reference to fluid-flow machinery

KOMITET REDAKCYJNY – EXECUTIVE EDITORS
KAZIMIERZ STELLER – REDAKTOR – EDITOR
JERZY KOŁODKO · JÓZEF ŚMIGIELSKI
ANDRZEJ ŻABICKI

REDAKCJA – EDITORIAL OFFICE
Instytut Maszyn Przepływowych PAN.
ul. Gen. Józefa Fiszer 14, 80-952 Gdańsk, skr. pocztowa 621, tel. 41-12-71

Copyright
by Państwowe Wydawnictwo Naukowe
Warszawa 1976

Printed in Poland

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWO NAUKOWE – ODDZIAŁ W POZNANIU

Wydanie I. Nakład 630+90 egz. Ark. wyd. 63,25 Ark. druk. 49,25 Papier druk.
sat. kl. V. 65 g., 70×100. Oddano do składania 4 VII 1975 r. Podpisano do druku
w czerwcu 1976 r. Druk ukończono w czerwcu 1976 r. Zam. 528/118. H-16/245.
Cena zł 190,–

DRUKARNIA UNIwersYTETU IM. ADAMA MICKIEWICZA W POZNANIU

III KONFERENCJA NAUKOWA

na temat

TURBINY PAROWE WIELKIEJ MOCY

Gdańsk, 24 - 27 września 1974 r.

*

IIIrd SCIENTIFIC CONFERENCE

on

STEAM TURBINES OF GREAT OUTPUT

Gdańsk, September 24 - 27, 1974

*

III НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

на тему

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Гданьск, 24 - 27 сентября 1974 г.

ZYGFRYD DOMACHOWSKI

Poland*

Optimization Study of a Turbine-Generator Power Governor for Stochastic Control Input

The shift in the grid frequency affects the turbine-generators taking part in the primary frequency control of an electrical power system, as a double input, namely as a signal measured by the power governor and as a quantity causing instantaneous changes in the generator slip. That shift in the grid frequency is a stochastic process. The automatic control of power system aims to minimize the frequency error by changing a power of turbine-generators under consideration according to the frequency error. Hence the value of the variance of turbine-generator power error can be adopted as the performance criterion of a turbine-generator power control system. In this case the optimization of a turbine-generator power control system consists in an analysis of optimum settings of the power governor.

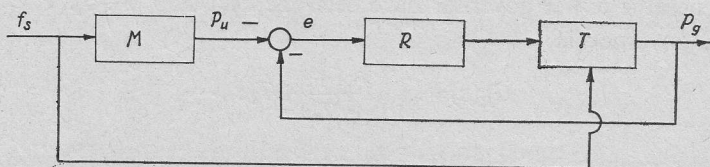


Fig. 1. Block scheme of turbine-generator power control circuit

If the power of a turbine-generator is the controlled variable and if the frequency-to-power steady-state characteristics are linear a block diagram of the control circuit as illustrated in Fig. 1 can be adopted, where f_s is the power system frequency, e —the power error, P_u —the power command, P_g —the turbine-generator power, M —the frequency sensor, R —the governor, T —the turbine-generator. PI (proportional-integrating) and PID (proportional-integrating-differential) governors are practically applied in such a turbine-generator power control system. This paper deals with the investigations concerned with the optimization of the both above mentioned structures of a turbine-generator power governor in case of stochastic disturbances generated by changes of power system frequency.

The statistically optimum transmittance of the turbine-generator power control system and the optimum filter (in the sense of the Wiener criterion) have been determined first.

* Institute of Fluid-Flow Machinery, Polish Academy of Sciences, Gdańsk.

This has been done for a turbine-generator without interstage reheat and a proportional-integrating power governor [1, 2]. The stochastic process generated by a change of power system frequency is not stationary. It means that the average value and the autocorrelation function undergo daily as well as yearly changes [6 ÷ 9]. In this connection a certain range of variation of the parameters of the autocorrelation function of the control signal has been considered. The variation of the average value has been omitted in this analysis. It has been assumed that the autocorrelation function of the power system frequency can be approximated with the aid of a finite series of the form

$$F_{fsfs}(\tau) = \sigma \left(\sum_{i=1}^M g_i e^{-\alpha_i |\tau|} \cos \Omega_i \tau + \sum_{j=1}^N g_j e^{-\alpha_j |\tau|} \right). \quad (1)$$

The principle of superposition may be applied to the controlled error with regard to components of the series (1). So the investigations have been done separately for an oscillatory-exponential autocorrelation function of a form

$$F_{fsfs}(\tau) = \exp(-\alpha|\tau|) \cos \Omega \tau \quad (2)$$

and for an exponential autocorrelation function of a form

$$F_{fsfs}(\tau) = \exp(-\alpha|\tau|). \quad (3)$$

It has been proved that the controlled error variance depends above all on the parameters of the autocorrelation function of the control signal. On the other hand, the parameters of transmittance of the Wiener filter vary within a wide range [1, 2].

Therefore model experiments concerned with the statistical optimization of a simple PID turbine-generator power governor have been the next step [3 ÷ 5]. The transfer function of such a governor is

$$G_R(s) = k_R \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d s \right). \quad (4)$$

(The differential component of this PID governor is considered as an approximation of a component given by $T_d \cdot s / (1 + \tau \cdot s)$, when $\tau \rightarrow 0$). The parameters k_R , T_i , T_d and, for comparison, the parameters k_R , T_i of PI governor (that is, when $T_d = 0$) have been optimized. A turbine-generator with interstage reheat and with clearance space behind control valves has been adopted as a control object. Its linear model is described in reference [10].

The transfer function of a frequency error-sensing device has been assumed in the form

$$G_M(s) = \frac{1}{\delta}, \quad (5)$$

where δ determines the part of a turbine-generator in the primary frequency control of a power system. The investigations have been done for $\delta = 0.04$.

Dynamic properties of a power error-sensing device have been omitted in a model of a power control system.

The turbine-generator power governor parameters have been optimized for several selected variants of autocorrelation function of change of frequency in the power system, as illustrated in Table 1.

Table 1

Oscillatory-exponential auto-correlation function	$\Omega[s^{-1}]$	0.1	0.3	0.5	0.7	1.0	
	α/Ω	0.1	0.2	0.3			
Exponential autocorrelation function	$\alpha[s^{-1}]$	0.003	0.01	0.03	0.1	0.3	1.0

Properties of a control system optimized for stochastic disturbances have next been compared with those of a system which had been optimized under the application of step disturbances according to the criterion of the integral from the absolute value of the turbine-generator power error, with the assumption of limitations in the stability margin and over-control of the turbine valves. This comparison is concerned with the control system dynamic characteristics under stochastic and step disturbances, with the stability margin, and with the performance criterions.

1. Statistical optimization of PID turbine-generator power governor

The relation between the optimum value of the error variance in the turbine-generator power control system, with PID and PI governors, and the effect of the variability of the parameters of the control signal autocorrelation function are demonstrated in Fig. 2. The value of $(Ee^2/\sigma)_{\min}$ in the control system with a PID governor is smaller, but not much, than in that with a PI governor. In the vicinity of the optimum point there appears that the

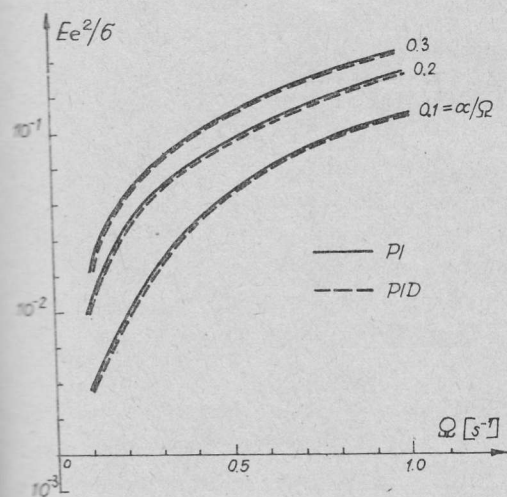


Fig. 2. Relation between the optimum value of the error variance in the turbine-generator power control system and the effect of the variability of the parameters of the control signal autocorrelation function

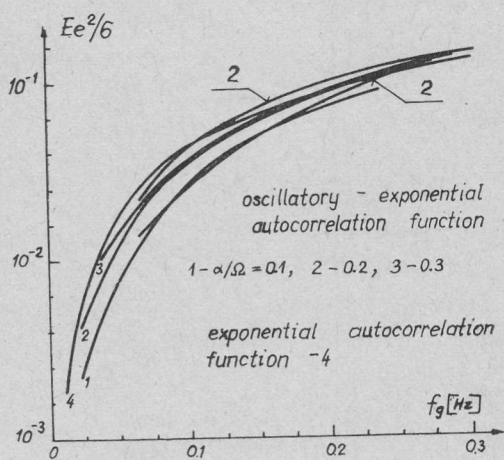


Fig. 3. Relation between the minimum error variance and the passband length of the control signal

error variance, Ee^2/σ , varies slightly when the parameters of the governor change. The error variance depends above all on the parameters of the control signal autocorrelation function, while the parameters of the governor affect it to a much smaller extent, in the both mentioned (PID and PI) cases. Besides, the error variance in a statistically optimal control system depends mainly on the passband length of the control signal (Fig. 3).

Statistical optimal parameters of the governor PID and PI and in particular the gain coefficient, k_R , vary in a narrow range. Optimal parameters of a PI governor, k_R , T_i are a little smaller than those of a PID governor.

A PID governor does not appear as much superior to a PI governor in view of the criterion of the minimum of the error variance in a turbine-generator power control system — this being alike as in the control system optimized under step disturbances [10].

2. Comparison between the statistical optimization and the optimization under step disturbances of PID and PI turbine-generator power governors

The parameters k_R , T_i of PID and of PI governors optimized with regard to the parameters of the control signal autocorrelation function differ but slightly. These parameters vary in a narrow range within the considered region of variation of the above mentioned autocorrelation function (Fig. 4). Moreover, when the passband length approaches 0.4 Hz

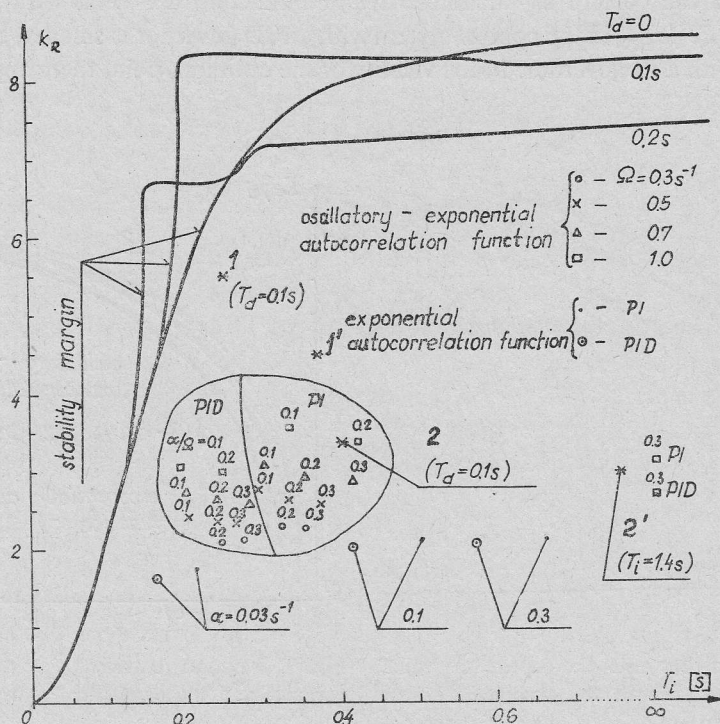


Fig. 4. Optimum parameters of PID and PI governors with relation to the variation of the parameters of the control signal autocorrelation function

then the optimal time constant, T_i , of PID and of PI governors, tends toward infinity and the error variance approaches the control signal variance. When the passband length decreases then the optimal time constant, T_i , tends toward the stability limit. In spite of these above mentioned resemblances a PID governor is superior than a PI one, namely from the point of view of all the requirements for a turbine-generator power control system.

The point 2 in Fig. 4 corresponds to the PID governor parameters optimized under step power disturbances in a power system, with the assumption of constraints in the stability margin (≥ 2.5) and in the overcontrol of the turbine valves (≤ 1.5). This point 2 is situated near to the considered region of the statistically optimum parameters of a PID governor. It is not so in the case of a PI governor – the point 2' in Fig. 4. (The points 1 and 1' in Fig. 4 represent the parameters of PID and of PI governors optimized under step power disturbances in a power system, without the assumption of limitations in the stability margin and overcontrol of the turbine valves.) The statistically optimum parameters of a PID governor vary in a narrow range when the parameters of the control signal autocorrelation function change. Moreover, in the neighbourhood of the optimum point there appears that the statistical performance criterion of a turbine-generator power control system is almost insensitive to the changes of governor parameters.

Let us summarize briefly the results of the above considerations. The PID governor represented by point 2 in Fig. 4 has the following properties:

1. The stability margin of the turbine-generator power control system, with respect to governor parameters, is greater than 2.5.
2. The overcontrol of the turbine valves is smaller than 1.5.
3. The response of the turbine-generator power control system to a step disturbance of the power system loading is an optimum one according to the criterion of the integral from the absolute value of the turbine-generator power error, while this criterion is subject to the above constraints.
4. The governor parameters are situated near to those statistically optimum, for practically all range of the control signal passband length.

3. Conclusions

The above presented model experiments illustrate that the requirements relating to the turbine-generator power control system can be met better with a PID governor than a PI one. When the governor is optimized with respect to constraints in the stability margin and overcontrol of the turbine valves then the preponderance of a PID governor appears both in case of step and stochastic disturbances. This preponderance is insignificant when these constraints are not imposed.

For completing the conclusions derived from the comparison of PID and PI turbine-generator power governors the knowledge of the passband of control signal (i.e. of power system frequency shift) is needed. Namely, if the lower frequency components preponderate in the control signal, then it seems that the PI governor (represented by point 2' in Fig. 4) can be applied for the primary power control of a turbine-generator. In such a case both the integral from the absolute value of the turbine-generator power error and the variance

of the control error (which are performance criterions) are sufficient, in terms of requirements imposed on the turbine-generator power control systems. Moreover, the PI governor is simple from the point of view of realization and use. However, if the higher frequency components preponderate in the power system frequency shift (for example components of frequency higher than 0.05 Hz), then it seems that it is reasonable to apply the PID governor (having the parameters represented by point 2 in Fig. 4) in a turbine-generator power primary control system.

References

- [1] Z. Domachowski, *Sterowanie mocy turbozespołu w warunkach stochastycznych*. Prace IMP, No. 58 and 59, 1972.
- [2] Z. Domachowski, *Zastosowanie metody Wienera do optymalizacji układu sterowania mocy turbozespołu biorącego udział w regulacji pierwotnej częstotliwości sieci elektroenergetycznej*. Prace V Krajowej Konferencji Automatyki, vol. 6, Gdańsk 1971.
- [3] Z. Domachowski, A. Malinowski, *Generowanie „białego szumu” dolnopasmowego do badań modelowych układu sterowania turbozespołu*. Prace V Krajowej Konferencji Automatyki, vol. 6, Gdańsk 1971.
- [4] Z. Domachowski, A. Malinowski, K. Pilecki, *Badania modelowe układu regulacji mocy turbozespołu przy wymuszeniach stochastycznych*. Prace IMP, No. 65, 1974, No. 66, 1975.
- [5] Z. Domachowski, A. Malinowski, K. Pilecki, *Modelna istraživanja sistema reregulacije snage turbogeneratora pri stohastičkim smetnjama*. Automatika, No. 3 - 4, Zagreb 1973.
- [6] V. Hertel, Chr. Walter, *Netzfrequenzanalyse und Blockregelung*. Energietechnik, No. 11, 12, 1965.
- [7] M. Koszelnik, J. Malkiewicz, St. Trybuła, *A method to determine the transfer function of power systems*. Proc. Fourth IFAC Congress, Technical Session 33, Warszawa 1969.
- [8] J. Malkiewicz, St. Trybuła, *Determination of the frequency bias of interconnected power systems*. Prace Instytutu Automatyki Systemów Energetycznych, No. 10, 1968.
- [9] G. Mumdzijan, M. Chadzijski, A. Kirij, *Statisticheskie charakteristiki izmienienija czastoty w energosistemie NRB*. Tsepłoeniergetika, No. 11, Moskwa 1970.
- [10] St. Perycz, Z. Domachowski, K. Pilecki, *Studium optymalizacji regulatora mocy turbozespołu z adaptacją nastaw w zależności od obciążenia*. Prace IMP, No. 61, 1973.

Optymalizacja regulatora mocy turbozespołu przy wymuszeniach stochastycznych

Streszczenie

Tematem referatu są badania modelowe, dotyczące optymalizacji regulatora mocy turbozespołu w warunkach wymuszeń stochastycznych, pochodzących od zmian częstotliwości systemu elektroenergetycznego.

Pierwszym etapem było określenie statystycznie optymalnej transmitancji układu regulacji mocy turbozespołu oraz transmitancji statystycznie optymalnego (w sensie kryterium Wienera) filtru. Jako obiekt regulacji przyjęto turbozespół bez wtórnego przegrzewu pary, z regulatorem mocy proporcjonalno-całkującym.

Stochastyczny proces zmian częstotliwości systemu elektroenergetycznego jest niestacjonarny. Jego wartość średnia oraz funkcja autokorelacji zmieniają się zarówno w ciągu doby, jak w ciągu roku. W związku z tym, wzięto pod uwagę pewien obszar parametrów funkcji autokorelacji sygnału sterującego. Zmiany wartości średniej sygnału sterującego pominięto w omawianych badaniach. Przyjęto, że funkcja autokorelacji procesu zmian częstotliwości systemu elektroenergetycznego może być aproksy-

мована за pomocą szeregu skończonego funkcji

$$F_{fsfs}(\tau) = \sigma \left(\sum_{i=1}^M g_i e^{-\alpha_i |\tau|} \cos \Omega_i \tau + \sum_{j=1}^N g_j e^{-\alpha_j |\tau|} \right).$$

Wykazano, że wariancja uchybu regulowanego zależy przede wszystkim od parametrów funkcji autokorelacji sygnału sterującego. Z drugiej strony, parametry transmitancji filtru Wienera zmieniają się w szerokim zakresie. Dlatego następny etap stanowiły badania modelowe, dotyczące statystycznej optymalizacji prostego regulatora PID oraz, dla porównania, PI. Jako obiekt regulacji przyjęto w tych badaniach turbozespół z wtórnym przegrzewem pary, z przestrzeniami szkodliwymi za zaworami regulacyjnymi.

Własności układu regulacji optymalnego przy wymuszeniach stochastycznych porównano następnie z układem regulacji optymalnym przy skoku mocy systemu elektroenergetycznego. Jako kryterium optymalności ze względu na wymuszenia skokowe przyjęto całkę z wartości bezwzględnej uchybu mocy turbozespołu, uwzględniając przy tym ograniczenie zapasu stabilności układu regulacji i przesterowania zaworów regulacyjnych turbiny. Porównano charakterystyki dynamiczne układu regulacji, przy wymuszeniach skokowych i stochastycznych, wartości całek kryterialnych oraz zapasy stabilności.

Badania modelowe wskazały, że regulator PID lepiej niż regulator PI spełnia wymagania stawiane układom regulacji mocy turbozespołu. Gdy przy optymalizacji uwzględnia się ograniczenia zapasu stabilności oraz przesterowania zaworów, to przewaga regulatora PID występuje zarówno przy wymuszeniach stochastycznych jak skokowych. Ta przewaga jest nieznaczna, gdy wymienione ograniczenia pomija się przy optymalizacji.

Dla uzupełnienia wniosków wynikających z porównania regulatorów PID oraz PI mocy turbozespołu jest potrzebna znajomość widma sygnału sterującego (tzn. widma uchybu częstotliwości systemu elektroenergetycznego). Mianowicie, jeśli w sygnale sterującym przeważały, co do energii, składowe o niskiej częstotliwości, to wydaje się, że regulator PI mógłby być zastosowany w regulacji pierwotnej mocy turbozespołu. Jednakże, jeśli w tym sygnale przeważały składowe o wysokiej częstotliwości (np. składowe o częstotliwości wyższej niż 0,05 Hz), to wówczas byłoby celowe zastosowanie regulatora PID w pierwotnej regulacji mocy turbozespołu.

Оптимизация регулятора мощности турбоагрегата при стохастических вынуждениях

Резюме

Темой доклада являются модельные исследования, касающиеся оптимизации регулятора мощности турбоагрегата в условиях стохастических вынуждений, происходящих от изменений частоты электроэнергетической системы.

В первом этапе определялась статистически оптимальная транзитанция системы регулирования мощности турбоагрегата, а также транзитанция статистически оптимального (в смысле критерия Винера) фильтра.

В качестве объекта регулирования принят турбоагрегат без промпрегрева пара, с пропорционально-интегрирующим регулятором мощности.

Стохастический процесс изменений частоты электроэнергетической системы является нестационарным. Его среднее значение и функция автокорреляции изменяются как в течение суток, так и в течение года. В связи с этим рассматривается некоторая область параметров функции автокорреляции управляющего сигнала. В обсуждении исследований пренебрегается изменениями среднего значения управляющего сигнала. Принято, что функцию автокорреляции процесса изменений частоты электроэнергетической системы можно аппроксимировать конечным рядом функций

$$F_{fsfs}(\tau) = \sigma \left(\sum_{i=1}^M g_i e^{-\alpha_i |\tau|} \cos \Omega_i \tau + \sum_{j=1}^N g_j e^{-\alpha_j |\tau|} \right).$$

Доказывается, что дисперсия регулируемого отклонения зависит прежде всего от параметров функции автокорреляции управляющего сигнала. С другой стороны параметры трансмиссии фильтра Винера изменяются в широком диапазоне. Из-за того следующий этап охватывал модельные исследования, касающиеся статистической оптимизации простого регулятора PID и, для сравнения, регулятора PI. В качестве объекта регулирования в этих исследованиях принят турбоагрегат с промперегревом пара и с вредными емкостями за регулирующими клапанами.

Свойства системы регулирования, оптимальной при стохастических вынуждениях, сравнивались затем со свойствами системы регулирования оптимальной при скачке мощности электроэнергетической системы. В качестве критерия оптимальности, с точки зрения скачкообразных вынуждений, принят интеграл абсолютного значения отклонения мощности турбоагрегата, с учетом ограничения запаса устойчивости системы регулирования и перерегулирования регулирующих клапанов турбины. Сравнены динамические характеристики системы регулирования при скачкообразных и стохастических вынуждениях, значения критериальных интегралов и запасы устойчивости.

Модельные исследования показали, что регулятор PID лучше чем регулятор PI отвечает требованиям, предъявляемым системам регулирования мощности турбоагрегата. В случае, когда в процессе оптимизации учитываются ограничения запаса устойчивости и перерегулирования клапанов, преимущество регулятора PID объявляется, как при стохастических, так и при скачкообразных вынуждениях. Это преимущество незначительно, если в процессе оптимизации пренебречь перечисленными ограничениями.

Для дополнения выводов, вытекающих из сравнения регуляторов PID и PI мощности турбоагрегата, необходимо знать спектр управляющего сигнала (т.е. спектр отклонения частоты электроэнергетической системы). А именно, если бы в управляющем сигнале оказались превосходными, с точки зрения энергии, составляющие низкой частоты, тогда кажется, что регулятор PI мог бы найти применение в первичном регулировании мощности турбоагрегата. Однако, если бы в этом сигнале превышали составляющие высокой частоты (напр. составляющие частотой выше чем 0,05 гц), тогда было бы целесообразно применять регулятор PID в первичном регулировании мощности турбоагрегата.