

Simulator of the Condensing Turbine's Regulation System in the Power Unit's Load Control System

Authors

Mariusz Pawlak
Rafał Szczepaniak
Piotr Gałęcki
Błażej Ciecierski

Keywords

power unit, regulation, power system, turbine, PLC

Summary

The article describes the power unit of a thermal power plant as a multiparameter plant working with the National Power System. The applied methods and load control systems are presented. Next, the structure and operation principle of the programmable logic controller and basic programming languages are discussed. Then the article presents the implementation of the turbine model and control system for the Simatic 1200 PLC. The next chapter is devoted to the presentation of sample waveforms along with a comparison with an actual facility.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018308

Received: 27.06.2018

Accepted: 16.10.2018

Available online: 15.02.2019

Introduction

One of the biggest challenges of modern times is the increase in demand for electricity. This is caused by an increase in the world's population, the development of technology, and the rise of the standard of living. What this means is an increase in the number of electrical devices that must be supplied with electricity with quality in accordance with the relevant standards. Ensuring the proper quality of electricity is made difficult by the constant changes to the power consumed by the consumers. These changes have a repetitive pattern of peaks and troughs, whose values depend on the day of the week or season (Fig. 1). At the current stage of development of our civilization, we do not know of a cheap and effective way of storing electric energy, therefore in order to maintain the stability of the power system and to provide electricity with the right frequency and voltage, the generated power must equal the power consumed by the consumers. The situation is further complicated by the growing development of renewable energy sources. Renewable sources, especially those based on solar and wind energy, operate only when appropriate conditions exist.

They input power into the power system, the value of which is difficult to predict, and there is no possibility of adjusting it, as it depends on the power of installed energy sources, insolation, wind strength and other atmospheric conditions. In such

a situation, it is necessary to adjust the power generated by conventional sources. This power has to be corrected continuously, so the automatic control systems (ACS) play a very important role here. Such a system is designed to provide adequate power of the generating unit, as well as to respond to changes in the frequency in the grid, indicating a deficiency or excess of power in the system. It also ensures the appropriate steam parameters, so that it is possible to adjust the power accordingly. The project described was designed to create an automatic load control system for the generating unit, in a system with a main turbine, installed on a PLC controller. The program installed in the controller contains both the part responsible for the regulation, as well as the part responsible for simulating the behaviour of the turbine set.

Load control systems of a power unit

In conventional thermal power plants, the chemical energy contained in the fuel is converted into electricity.

This transformation takes place in the form of a three-stage energy conversion: chemical fuel into heat during the combustion process; heat into mechanical energy in the turbine and mechanical energy into electricity in the generator. The boiler-turbine-generator system can be called a multi-dimensional plant, in which the maintenance of specific control parameters

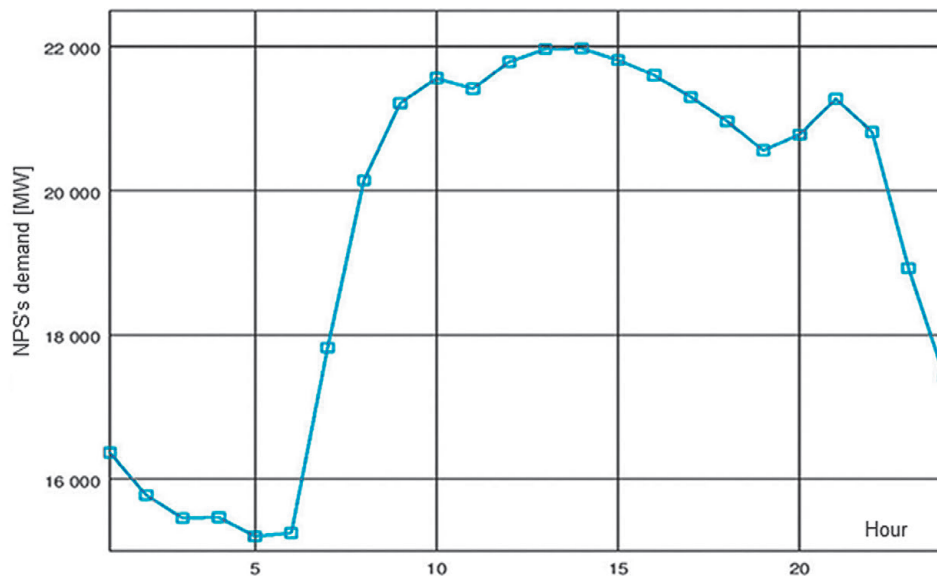


Fig. 1. Power demand in the National Power System on May 9, 2018 [1]

at a given (set) level must enable the generation of energy. Most of the input values affect more than one output value due to the occurrence of cross feedback, which is why the generating unit is considered to be multi-dimensional [2, 4, 7].

Power unit's turbine-based load control system

In the power system, the load control system for the generating unit impacting the turbine (with a lead turbine) is commonly used. The operation of the turbine's control valves is controlled using the R_p load regulator (Fig. 2). The power P_z set by the load regulator is supplied to the turbine regulator, which then appropriately changes the opening level of the control valves. The new working point at a different pressure is set up almost immediately. Initially, the heat accumulated in the boiler is collected in order to allow the increase of the steam flow to the turbine, while the pressure regulator R_c increases the amount of fuel supplied to the combustion chamber. Changing the settings of the control valves causes a change in the steam pressure, as a result of which the pressure regulator adjusts the dose of the fuel supplied to the boiler, so as to balance the amount of steam produced and collected. In the system described, boiler capacity is adapted to the turbine load.

The control system with the main turbine, however, has a serious drawback – the oscillating operation of the boiler. During normal boiler operation, operating disturbances cause irregular pressure fluctuations, the amplitude of which depends on the technical condition of the basic devices. There are also changes in the amount of fuel supplied, which are the result of incorrect dynamics of the system and wrong selection of steam pressure regulator settings. They cause, among others, changes in steam temperature, which at the time when the permissible value is exceeded, has an adverse effect on the failure rate of superheaters [3, 4].

Power unit's boiler-based load control system

Constant steam pressure level upstream from the turbine is maintained in the generating unit's boiler-based load control system (with a main boiler). The amount of fuel fed to the boiler is controlled directly by the load regulator for the generating unit R_p , so that the turbogenerator load is equal at all times to the set value P_z (Fig. 3). The changing amount and pressure of the steam produced causes a pressure offset in the pressure regulator R_c , connected to the turbine valves. As a consequence, the turbine load adapts to the boiler's capacity, and this in turn to the set power P_z in the generating unit's load regulator due to the favourable dynamic characteristics of the system, operating disturbances are overcome quickly without changing the amount of fuel supplied. Temperature fluctuations occur to a negligible extent due to the constant stream of fuel supplied.

Relatively small changes in pressure cause the good stability of the boiler's operation. The steam intake through the turbine is quickly adapted to the boiler's capacity via the pressure regulator. However, due to the high inertia of the mill systems, this system does not meet the requirements of quick power changes in the generating unit's operation under system control. The automatic control system with a main boiler is mainly used in boilers with limited storage capacity [3, 4].

Power unit's load control system with variable pressure

The generating unit's automatic load control system with variable pressure (with sliding pressure), unlike the previous methods, is characterised by the lack of a pressure regulator. During normal operation of the generating unit, the turbine valve is fully open (Fig. 4). Only the steam pressure downstream from the boiler and the amount of fuel supplied to the boiler affect the turbine load. Minimising throttling losses in the turbine control valve, and thus improving efficiency (especially at low loads) is the main advantage of a system with slip pressure. Load changes

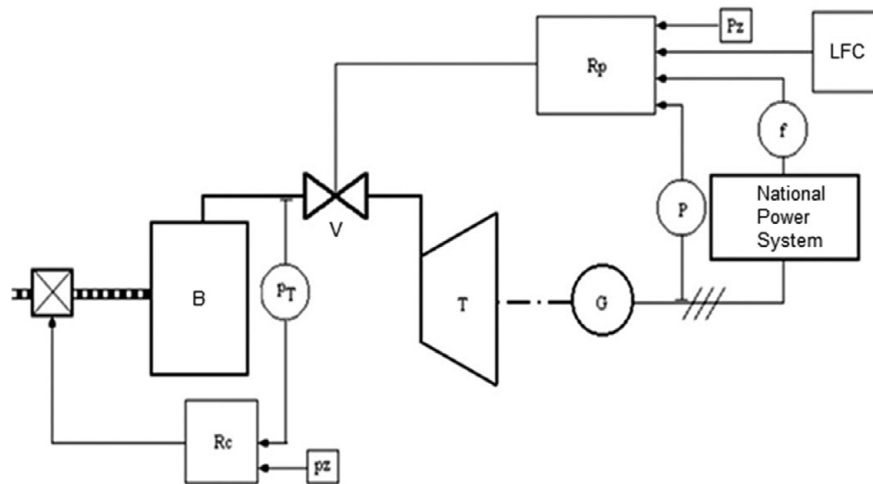


Fig. 2. Block diagram of the power unit's turbine-based load control system [3]

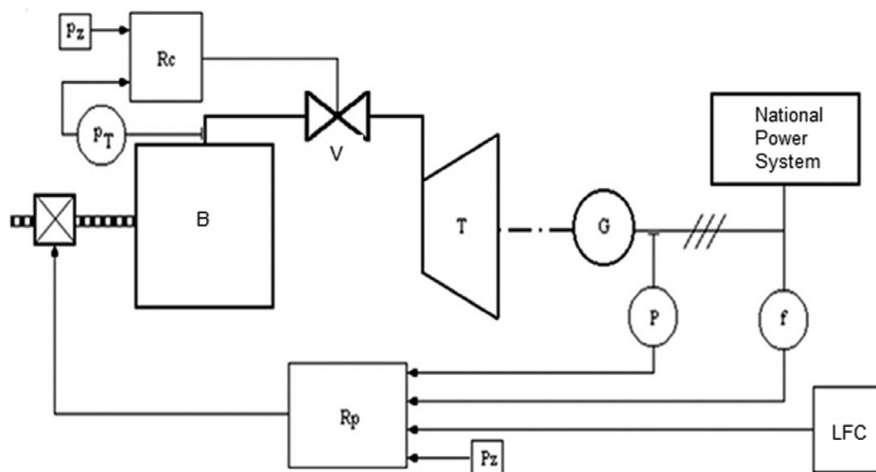


Fig. 3. Block diagram of the power unit's boiler-based load control system [3]

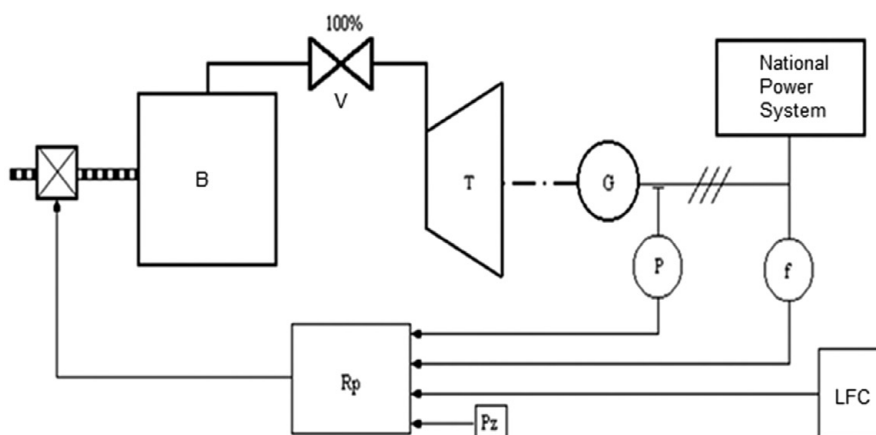


Fig. 4. Block diagram of the powerunit's load control system with slip pressure [3]

do not expose the turbine body to thermal stresses, as is the case in throttle-based regulation. However, operation with slip pressure has drawbacks, which include the impossibility of obtaining fast changes in the generating unit's load. This is due to the fact that the load depends only on the steam pressure downstream

from the boiler, and this pressure on the amount of fuel fed into the combustion chamber. Pressure changes, which are the result of fuel changes, are the slower the higher the heat capacity of the boiler is, which is an additional delay factor [3, 4].

Structure of the condensing turbine's regulator

Components of the project

The simulator of the automatic control system of the condensing turbine has been implemented using the following elements:

- PLC
- 4.3" HMI panel
- SCADA visualisation system.

All of the aforementioned elements will be described below.

Programmable controller

The project uses the SIEMENS S7-1200 CPU 1212C controller type AC/DC/RLY. The controller has a regulator structure using the TIA Portal v14 software included with the controller. The controller was programmed in FBD (Functional Block Diagram) via a PC. A switch (network switch) was used as a device coupling the computer, the controller and the panel into one local network.

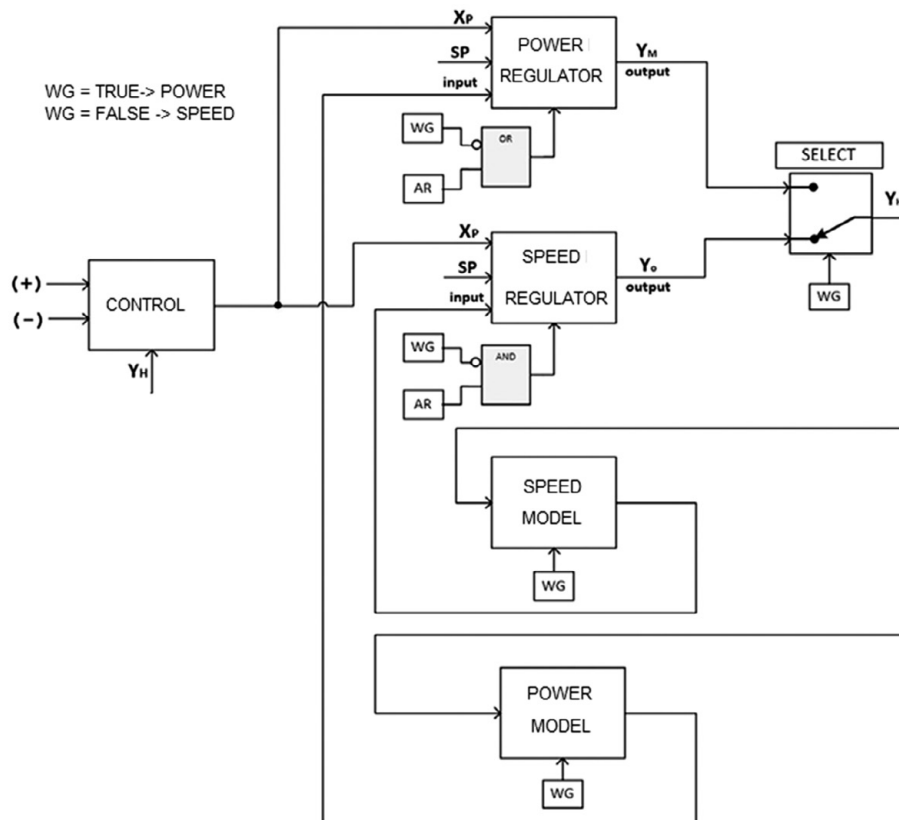


Fig. 5. Block diagram of the simulator system

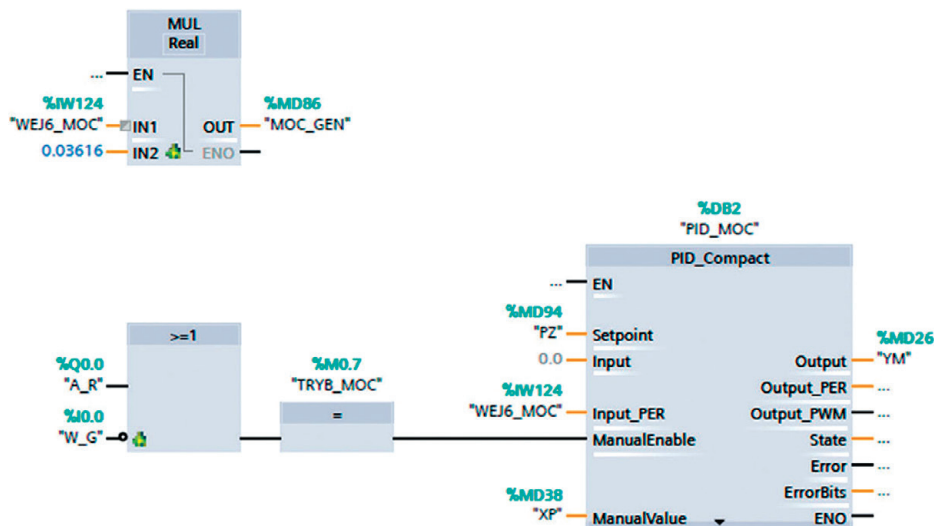


Fig. 6. Program structure of the power regulator

HMI panel

The role of the interface between the operator and the simulator was performed by the SIEMENS HMI KTP400 panel. It is equipped with a 4.3" display, with a resolution of 480 x 272 pixels, with four integrated, freely programmable buttons and a touch screen [5]. The HMI panel was used to set control values of the control system, such as set power and turbine speed, as well as for the basic visualisation of data collected from the PLC

SCADA visualisation system

The SCADA system was designed using the PROMOTIC program version 8.3, available under a freeware license. The function of the SCADA system in a limited form was also performed by the web page implemented in the Bootstrap technology, which was uploaded to the WWW server built into the PLC

Structure of the regulator system

The block diagram of the simulator of the turbine's automatic control system is shown in Fig. 5. The control units, the power regulator unit, the speed regulator, the power model and the rotational speed model are specified in it. The control unit enables manual setting of the relative opening degree of the XP valves by the operator from the HMI panel.

In automatic mode, the value controlling the work of the simulator is Y_h , i.e. the relative opening degree of turbine valves. In automatic mode, the setting values are set power or set rotational speed, which are applied to the SP inputs of the respective regulators.

In order to avoid sudden changes in the degree of valve opening, and hence the mechanical surges on the actual turbine, loading speed limiter units were used. The block models of elements contained in Fig. 5 and their implementation will be presented later in the article.

The signal activating individual regulators and models is the status signal of the generator circuit breaker (GCB). In the case of the low logic state of the GCB signal, which corresponds to the opening position of the generator switch, the active units are: the speed regulator and model. In this turbine operating state, the generated power is zero, because the generator is not synchronised with the power grid. Synchronisation of the generator in the simulator occurs when the GCB signal changes to a high state. It activates the power regulator and the power model, which corresponds to the turbine switching to the power

generation mode. The turbine speed after synchronisation is set to a constant value of 3000 rpm. The speed regulator and speed model units remain inactive in this operating state.

Diagram of the power regulator

A fragment of the power regulator's structure implemented in the controller is shown in Fig. 6. The whole regulator unit, in addition to the elements visible in the drawing, contains the following components: scaling of the set power components for the regulator, the primary control unit and the set power totalizer. Due to the limited volume of the article, the aforementioned elements had to be omitted.

The power regulator, like the speed regulator, was based on the PID of the regulator unit available in the TIA Portal. The regulator's setpoint is the power PZ at the output from the set power totalizer. The PID regulator controls the opening signal of the Y_M turbine valves.

The OR logic gate (Fig. 6), the output of which is connected to the *ManualEnable* input of the PID unit, sets the regulator's operating mode. In the case of a high signal in this input, the regulator switches to manual mode, i.e. the *ManualValue* is transcribed to the *Output*. In the case of the power regulator, the prescribed value is the signal determining the degree of opening of the Xp valves, which is set manually on the HMI panel.

Model of the plant

The model of the turbine with a secondary steam superheater implemented in the simulator has been presented in Fig. 7.

The input quantities in the model are: a position of control valves in turbine Y_h , steam pressure upstream from the turbine valves p_T and the model output features the active power P_{wt} generated by the turbine. The values of time constants and turbine model coefficients have been included in Tab. 1.

The loading speed limiter unit is designed to limit the speed of loading the turbine in order to prevent sudden mechanical surges resulting from abrupt changes in valve opening. The block diagram of the loading speed limiter model is shown in Fig. 8. It contains an integration unit whose input value is the signal from the limiter output. This ensures a constant rate of increase of the output value of power PO_{SO} . The degree of limiting the rate of rise is regulated by changing the minimum and maximum values in the system's limiter. Power PO_{SO} is then fed to the set power totalizer unit.

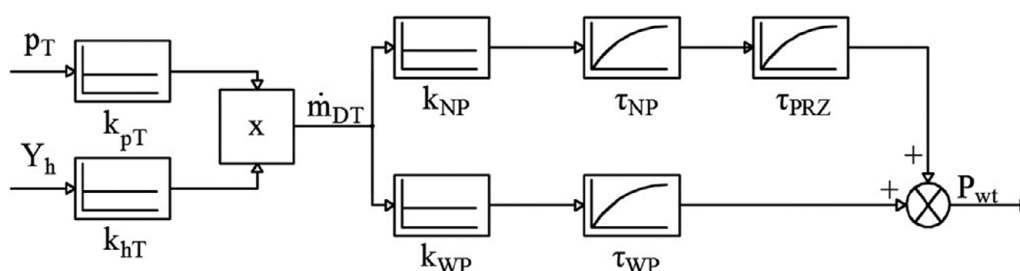


Fig. 7. Block diagram of the turbine power model with a steam superheater

The change in the turbine speed was modelled as a simple first order inertia, the block diagram of which is shown in Fig. 9. The coefficients K_1 and K_2 are solely used for scaling the input and output signal and do not affect the shape of the waveforms of the output model.

Examples of implementation in the controller

Model of turbine power changes

The structure of the power model programmed in the controller is presented in Fig. 10. In order to improve transparency, further segments of the program were specified and auxiliary units that did not affect the basic operation of the simulator were dropped. The program uses a numerical integration unit that calculates the integral value in subsequent time steps using rectangular integration. It has been implemented in ST (*Structured Text*).

The implemented speed model has been presented in Fig. 11. As the element presenting the inertia, this time the PID controller unit was used, in which the proportional P and differential D components were turned off. The CALCULATE unit simultaneously performs the function of negative feedback and multiplication of the input value by coefficient K_1 from Fig. 9. The multiplication unit MUL multiplies the output value from the model by coefficient K_2 .

The program implementation of the loading speed limiter unit is presented in Fig. 12. This unit, in addition to the integrator, has a unit responsible for detecting the critical speed band. If speed values are found in the critical-speed band, the turbine load speed is doubled in order to exit the critical-speed band as quickly as possible. As an integrator, the PID controller unit has been reused with the inactive components P and D.

A comparison of the actual waveforms for the 120 MW unit and the waveforms of the simulated 900 MW unit.

A comparison of the actual waveforms obtained on the basis of test results of the 120 MW unit regulator and the waveforms obtained on the basis of tests of the simulated 900 MW unit control system will be presented below. During the simulation similar control tests of the control system were performed as in the real facility, taking into account different rated powers.

Parameter	Description	Value
τ_{wp}	time constant of steam flow in the high pressure section	0.30 s
τ_{np}	time constant of steam flow in the low pressure section	0.20 s
τ_{prz}	time constant of an interstage superheater	10 s
τ_{wp}	coefficient of participation of the high-pressure section	0.33
τ_{np}	coefficient of participation of the low-pressure section	0.67
τ_{pr}	coefficient determining the effect of fresh steam pressure on the regulator	0.30
τ_{ht}	coefficient determining the impact of the opening degree of the control valves on the regulator	0.80

Tab. 1. The adopted parameters of the turbine model

The set power is the power downstream from the loading speed limiter, just like the power generated they were expressed in megawatts. The test charts of the simulated automatic turbine control system also present the regulator's setting signal (Y_H), which is expressed as a percentage.

Fig. 13 and 14 show a comparison of the waveforms from the test of the primary regulation of a real 120 MW generating unit and a simulated 900 MW generating unit. In both cases, a frequency deviation of 100 mHz was simulated. The graph showing the test results of the analysed system shows changes in the set and actual power (model output), which correspond to the set primary control parameters (droop, dead zone). The dynamics of power changes are consistent with the requirements posed by the TSO (transmission system operator) prior to the primary regulation.

Fig. 15 and 16 contain a comparison of secondary regulation tests of a real 120 MW generating unit and a simulated 900 MW generating unit. As before, we can see smaller value variations in the graph for the simulated facility. Both of them show the effects of the work of the loading speed limiter. The change ranges are adapted to the power of the rated generating units (5%).

Based on the above examples, it can be seen that the simulator and the actual facility react in the same way to similar input signals. However, there are some differences. Discrepancies result from the simplification of the automatic control system itself, the inaccuracy of mapping the generating unit in the model and the lack of measurement inaccuracies.

Differences are also due to the different power of simulated facilities. Despite some differences between the simulator and the real facility, the simulator correctly maps the real generating unit's response to the same input signals.

Summary

The constantly increasing demand for electricity is currently one of the main challenges for the national energy sector. Technological development and the increasing number of electrical devices connected to the grid influence the daily electricity demand, which takes on the characteristics of valleys and peaks. The seasons also affect its course. In Poland, the dominant type of units producing electricity is thermal power plants fired with hard coal and lignite, which cannot reduce their load below a

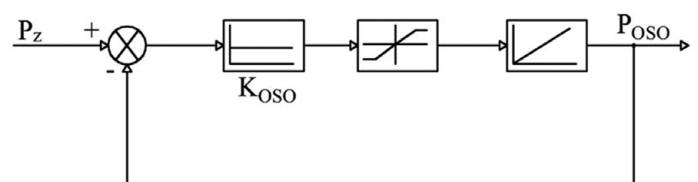


Fig. 8. Block diagram of the loading speed limiter

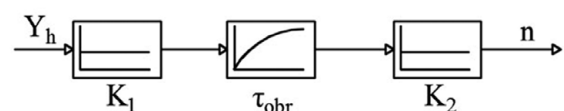


Fig. 9. Block diagram of the model for turbine rotational speed

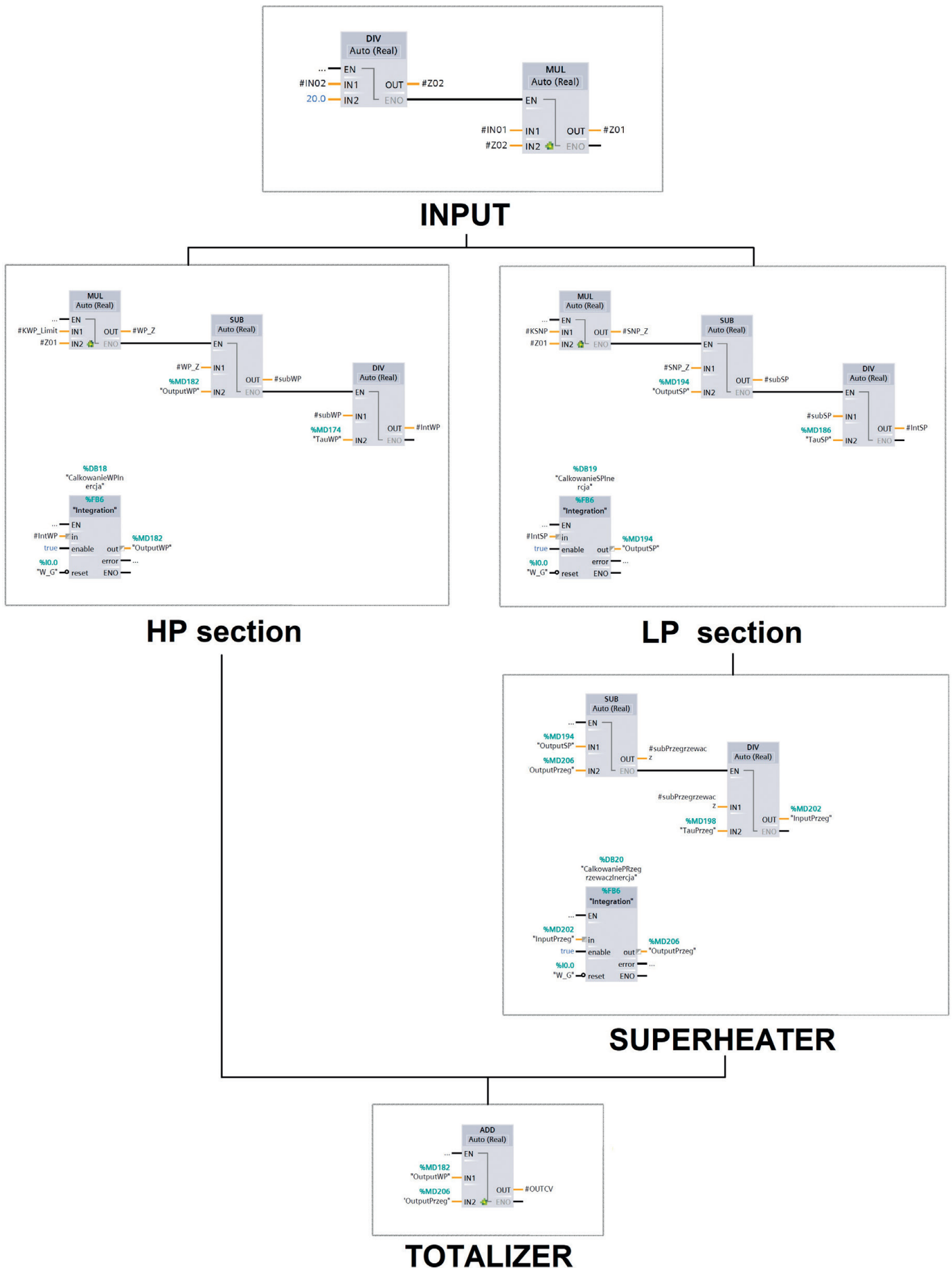


Fig. 10. Implementation of the power model in the controller

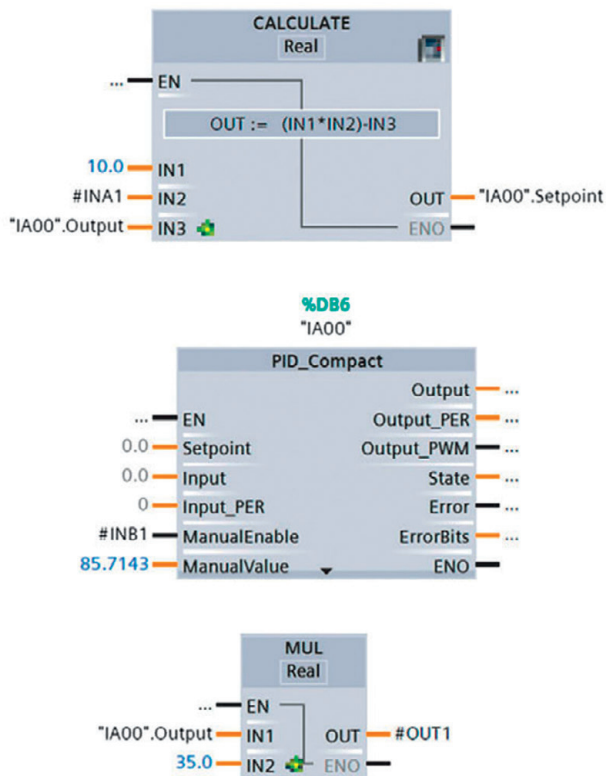
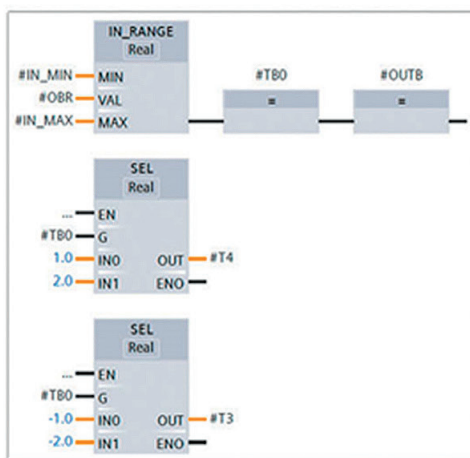


Fig. 11. Implementation of the speed model in the controller

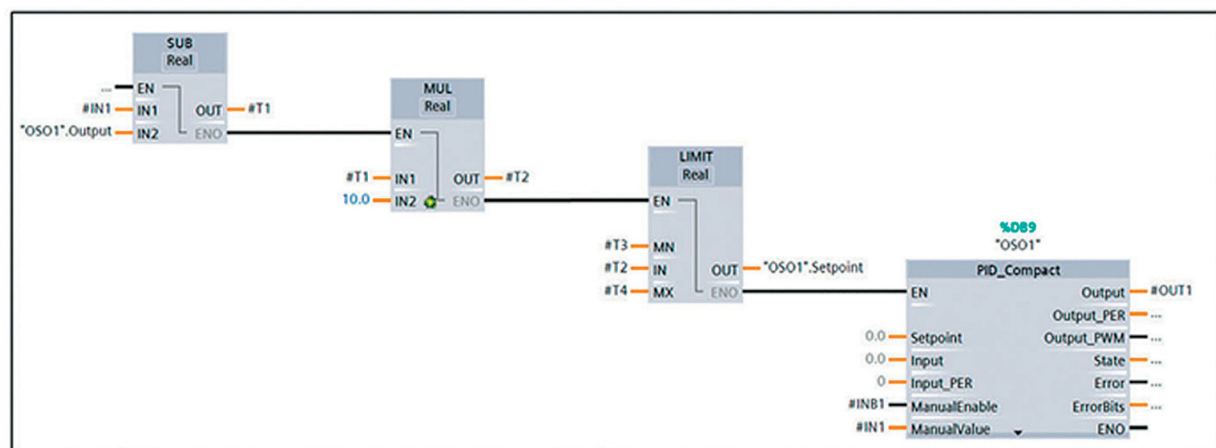
certain level ensuring the continuity of the process. Changing regulations regarding environmental protection impose the necessity to implement specific measures in the energy sector, such as regulating the emission of harmful compounds and increasing the share of energy produced by RES. An indisputable disadvantage of renewable sources is the lack of ability to adjust them efficiently, because the amount of energy they generate depends on the momentary weather conditions.

The task of the National Energy System is to appropriately manage the load distribution between generating units, so that the daily demand for electricity is covered as much as possible without surpluses. Therefore, it is extremely important to be able to efficiently regulate the load of conventional power plants in order to adequately balance the hourly power demand with respect to the generation by RES.

Development of systems for automatic control of generating units and qualified staff are needed. The developed model for 900 MW thermal power plant generating unit is a simplified system in which factors disrupting the regulation process and measurements inaccuracies were not taken into account. During the operation of the actual generating unit, there are overshoots and delays that affect the power generated. Therefore, unlike the actual waveforms of the 120 MW generating unit, the simulated waveforms are more idealised.



Detection of critical speeds



Integrator

Fig. 12. Implementation of the loading speed limiter

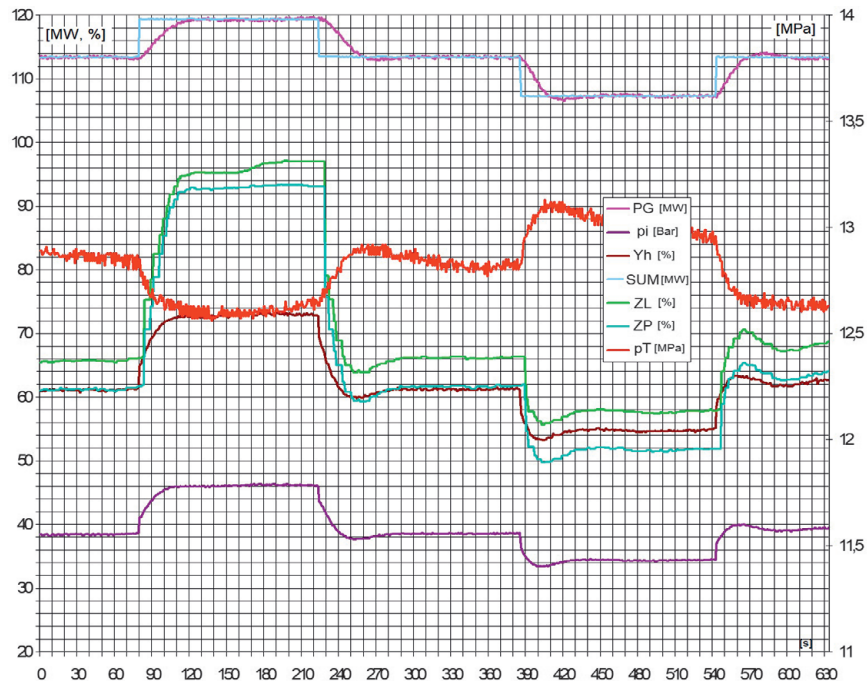


Fig. 13. Test of primary regulation of the 120 MW generating unit (PG – generator power, pi – control oil pressure, Yh – control signal, SUM – total set power, ZL, ZP – left and right valve position, pT – steam pressure upstream from the turbine)

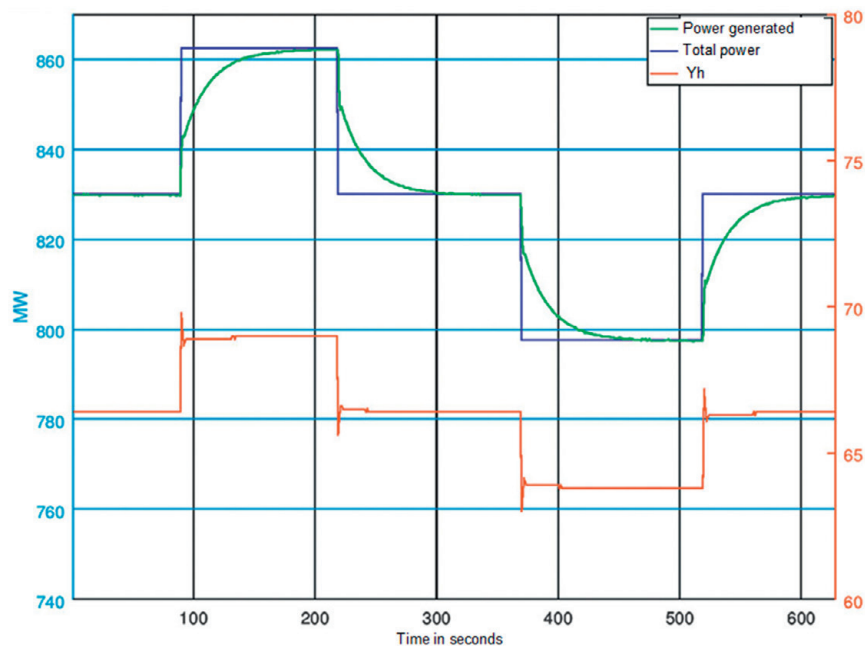


Fig. 14. Primary regulation test for a simulated 900 MW generating unit

It can be noticed that stabilisation of the system occurred in the time interval consistent with the speed of the loading speed limiter (Fig. 16), which indicates its proper operation. Most of the tests performed on the control system allowed to maintain the appropriate dynamic parameters of power transfer. The factor that determines the correct dynamics of the system is also the settings of the turbine model set in Tab. 1. It can therefore be concluded that the simulator developed correctly maps the reactions of the actual system to the same input signals.

REFERENCES

1. <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/zapotrzebowanie-kse>.
2. Pawlik M., Strzelczyk F., "Elektrownie" [Power plants], PWN, Warsaw 2016.
3. Karczewski J., Pawlak M., "Struktura UAR turbiny kondensacyjnej biorącej udział w regulacji krajowego systemu elektroenergetycznego"

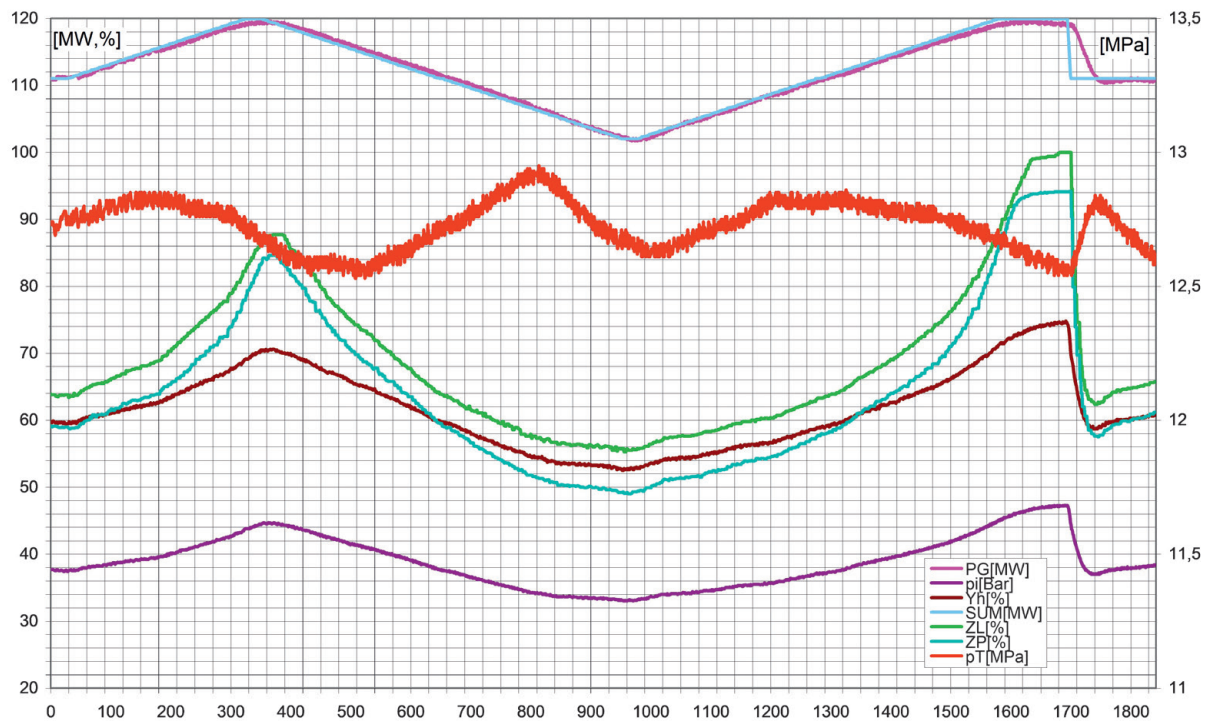


Fig. 15. Secondary regulation of the 120 MW generating unit

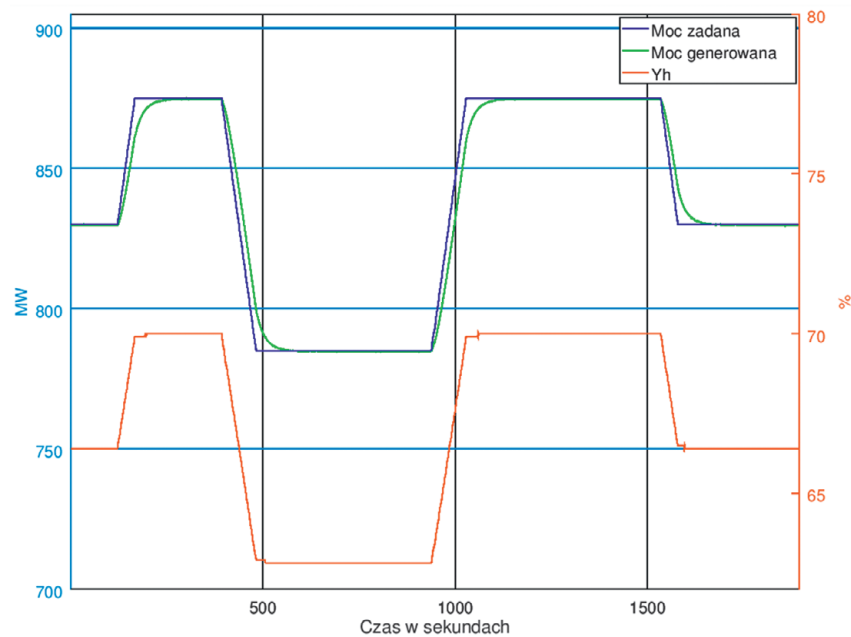


Fig. 16. Secondary regulation test for a simulated 900 MW generating unit

- [Structure of the ACS of a condensing turbine taking part in the regulation of the national power system], *Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, Konferencje series*, Vol. 24, 2005.
- Rakowski J., "Automatyka ciepłych urządzeń siłowni" [Automation of power plants' thermal equipment], Warsaw 1976.
 - https://www.automatyka.siemens.pl/solutionandproducts_ia/10977.htm.
 - Janiczek R., "Eksploatacja elektrowni parowych" [Operation of steam power plants], Wydawnictwo Naukowo-Techniczne 1992.
 - Pawlak M., Karczewski J., "New Structure of Governor Electrohydraulic Power which meets the Requirements of the Implemented LFC-System", *Acta Energetica*, No. 1/18, 2018, pp. 126–135.

Mariusz Pawlak

Institute of Electrical Power Engineering of Technical University of Lodz

e-mail: mariusz.pawlak@p.lodz.pl

A graduate of Łódź University of Technology. Scientific interests: automation and diagnostics of the generating unit. Author of approx. 50 publications on control and diagnostics of the generating unit.

Rafał Szczepaniak

Institute of Electrical Power Engineering of Łódź University of Technology

e-mail: skn.energetyk@gmail.com

Student, electrotechnology major, member of the Student Scientific Club "Energetyk".

Piotr Gałęcki

Institute of Electrical Power Engineering of Łódź University of Technology

e-mail: skn.energetyk@gmail.com

Student, electrotechnology major, member of the Student Scientific Club "Energetyk".

Błażej Ciecierski

Institute of Electrical Power Engineering of Łódź University of Technology

e-mail: skn.energetyk@gmail.com

MA student, power engineering major, member of the Student Scientific Club "Energetyk".

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Symulator układu regulacji turbiny kondensacyjnej w układzie regulacji obciążania bloku energetycznego

Autorzy

Mariusz Pawlak
Rafał Szczepaniak
Piotr Gałęcki
Błażej Ciecierski

Słowa kluczowe

blok energetyczny, regulacja, system elektroenergetyczny, sterownik PLC

Streszczenie

W artykule opisano blok energetyczny elektrowni ciepłej jako wieloparametrowy obiekt regulacji współpracujący z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Przedstawiono stosowane metody i układy regulacji obciążenia. Następnie omówiono budowę i zasadę działania programowalnego sterownika logicznego PLC oraz podstawowe języki służące do programowania. W następnej kolejności przedstawiono implementację modelu turbiny i układu regulacji do sterownika PLC Simatic 1200. Kolejny rozdział poświęcono zaprezentowaniu przykładowych przebiegów wraz z porównaniem z rzeczywistego obiektu.

Data wpływu do redakcji: 27.06.2018

Data akceptacji artykułu: 16.10.2018

Data publikacji online: 15.02.2019

Wstęp

Jednym z największych wyzwań współczesności jest wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Jest to spowodowane wzrostem światowej populacji, rozwojem technologii, a także podnoszeniem się poziomu życia. Oznacza to zwiększenie liczby urządzeń elektrycznych, które należy zasilić energią elektryczną o jakości zgodnej z odpowiednimi normami. Zapewnienie odpowiedniej jakości energii elektrycznej utrudniają ciągle zmiany mocy pobieranej przez odbiorców. Zmiany te mają powtarzalny układ szczytów i dolin, lecz wartości zależą od dnia tygodnia czy pory roku (rys. 1). Na obecnym etapie rozwoju naszej cywilizacji nie znamy taniego i skutecznego sposobu magazynowania energii elektrycznej, dlatego w celu utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia energii elektrycznej o odpowiedniej częstotliwości i napięciu w każdej chwili moc generowana musi być równa mocy pobieranej przez odbiorców. Sytuację komplikuje dodatkowo fakt coraz większego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Źródła odnawialne, a zwłaszcza te oparte na energii słonecznej i wiatrowej, działają tylko wtedy, gdy występują odpowiednie warunki.

Wprowadzają one do systemu elektroenergetycznego moc, której wartość trudno przewidzieć, nie ma też możliwości jej regulowania, jest ona zależna od mocy zainstalowanych źródeł energii, nasłonecznienia, siły wiatru i innych warunków atmosferycznych. W takiej sytuacji niezbędna jest regulacja mocy wytwarzanej przez energetykę konwencjonalną. Moc ta musi być korygowana przez cały czas, więc bardzo ważną rolę spełniają tu układy automatycznej regulacji (UAR). Układ taki ma za zadanie zapewnić odpowiednią moc bloku, a także reagować na zmiany częstotliwości w sieci,

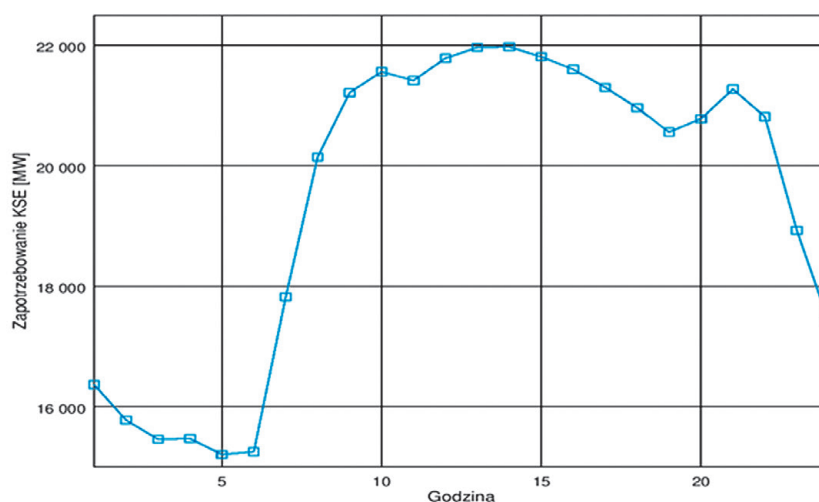
świadczące o niedoborze lub nadmiarze mocy w systemie. Dba on również o odpowiednie parametry pary, tak aby możliwa była odpowiednia regulacja mocy.

Opisywany projekt miał za zadanie stworzyć układ automatycznej regulacji obciążenia bloku elektrowni, w układzie z wiodącą turbiną, zbudowany na sterowniku PLC. Program znajdujący się na sterowniku zawiera zarówno część odpowiadającą za regulację, jak również część odpowiadającą za symulację zachowania turbozespołu.

Układy regulacji obciążenia bloku energetycznego

W konwencjonalnych elektrowniach ciepłych energia chemiczna zawarta w paliwie zamieniana jest na energię elektryczną.

Przemiana ta zachodzi na drodze trójstopniowego przetwarzania energii: chemicznej paliwa na ciepło podczas procesu spalania; ciepła na energię mechaniczną w turbinie oraz energii mechanicznej na energię elektryczną w generatorze. Układ kocioł-turbina-generator można nazwać wielowymiarowym obiektem regulacji, w którym utrzymywanie określonych parametrów regulacji na określonym (zadawanym) poziomie musi umożliwiać wytwarzanie energii. Większość wielkości wejściowych wpływa na więcej niż jedną wielkość wyjściową w wyniku występowania sprzężeń skośnych, dlatego mówimy o wielowymiarowości bloku energetycznego [2, 4, 7].



Rys. 1. Zapotrzebowanie mocy w KSE w dniu 9 maja 2018 [1]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Układ regulacji obciążenia bloku przez oddziaływanie na turbinę

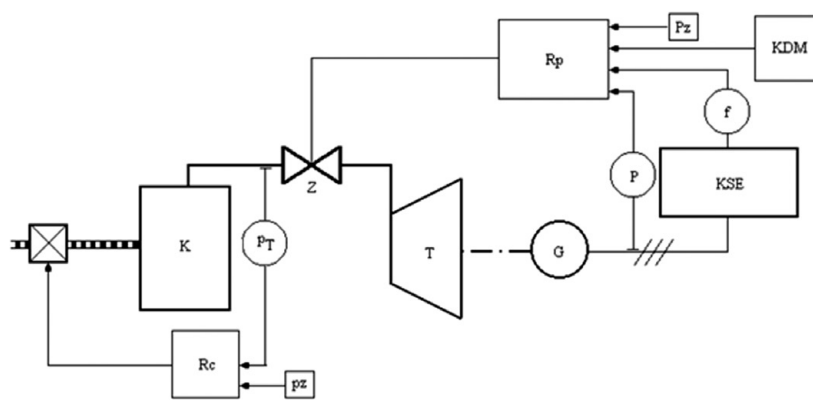
W systemie elektroenergetycznym powszechnie stosuje się układ regulacji obciążenia bloku poprzez oddziaływanie na turbinę (z wiodącą turbiną). Sterowanie pracą zaworów regulacyjnych turbiny jest realizowane z wykorzystaniem regulatora obciążenia R_p (rys. 2). Zadana poprzez regulator obciążenia moc P_z dostarczona jest do regulatora turbiny, który następnie odpowiednio zmienia poziom otwarcia zaworów regulacyjnych. Niemal natychmiastowo ustala się nowy punkt pracy przy innym ciśnieniu. Początkowo ciepło skumulowane w kotle jest pobierane, aby umożliwić zwiększenie dopływu pary do turbiny, natomiast regulator ciśnienia R_c zwiększa ilość paliwa doprowadzanego do komory spalania. Zmiana ustawień zaworów regulacyjnych powoduje zmianę ciśnienia pary, w wyniku czego regulator ciśnienia dostosowuje dawkę doprowadzanego do kotła paliwa, tak by zbilansować ilość pary produkowanej oraz pobieranej. W opisywanym układzie wydajność kotła jest dostosowywana do obciążenia turbiny.

Układ regulacji z wiodącą turbiną posiada jednak poważną wadę – oscylacyjną pracę kotła. Podczas normalnej pracy kotła zakłócenia ruchowe powodują nieregularne wahania ciśnienia, których amplituda jest zależna od stanu technicznego podstawowych urządzeń. Występują także zmiany ilości dostarczanego paliwa, które są wynikiem nieprawidłowej dynamiki układu oraz złego doboru nastaw regulatora ciśnienia pary. Powodują one m.in. zmiany temperatury pary, co w momencie przekroczenia dopuszczalnej wartości ma niekorzystny wpływ na awaryjność przegrzewaczy [3, 4].

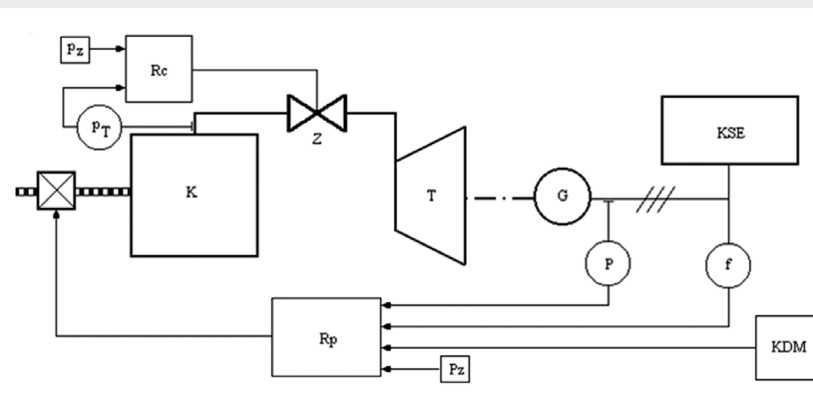
Układ regulacji obciążenia bloku przez oddziaływanie na kocioł

W układzie regulacji obciążenia bloku poprzez oddziaływanie na kocioł (z wiodącym kotłem) utrzymywany jest stały poziom ciśnienia pary przed turbiną. Sterowanie ilością paliwa doprowadzanego do kotła jest realizowane bezpośrednio przez regulator obciążenia bloku R_p , tak by obciążenie turbogeneratorskie w każdej chwili było równe wartości zadanej P_z (rys. 3). Zmieniające się ilość i ciśnienie wytwarzanej pary powodują uchyb ciśnienia do regulatora ciśnienia R_c , połączonego z zaworami turbiny. W konsekwencji obciążenie turbiny dostosowuje się do wydajności kotła, a ta z kolei do mocy zadanej P_z regulatorowi obciążenia bloku ze względu na korzystne właściwości dynamiczne układu, zakłócenia ruchowe opanowywane są szybko, bez zmiany ilości doprowadzonego paliwa. Wahania temperatury występują w znikomym stopniu za sprawą stałego strumienia dostarczanego paliwa.

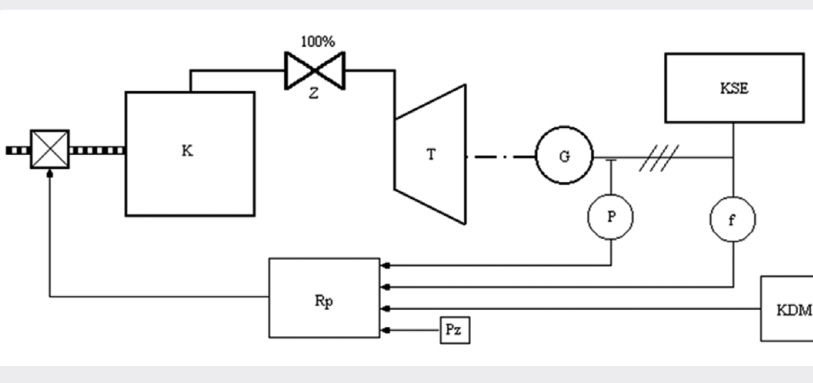
Stosunkowo niewielkie zmiany ciśnienia wpływają na zdecydowaną stabilność pracy kotła. Pobór pary przez turbinę jest szybko dopasowywany do wydajności kotła poprzez regulator ciśnienia. Jednak ze względu na dużą inercję układów mlynowych układ ten nie spełnia wymagań szybkości zmian mocy przy pracy bloku w regulacji systemowej. Układ automatycznej regulacji z wiodącym kotłem stosowany jest głównie



Rys. 2. Schemat blokowy układu regulacji obciążenia bloku przez oddziaływanie na turbinę [3]



Rys. 3. Schemat blokowy układu regulacji obciążenia bloku przez oddziaływanie na kocioł [3]



Rys. 4. Schemat blokowy układu regulacji obciążenia bloku z ciśnieniem poślizgowym [3]

w kotłach posiadających ograniczoną zdolność akumulacyjną [3, 4].

Układ regulacji obciążenia bloku ze zmiennym ciśnieniem

Układ automatycznej regulacji obciążenia bloku ze zmiennym ciśnieniem (z ciśnieniem poślizgowym) w odróżnieniu od poprzednich metod charakteryzuje się brakiem regulatora ciśnienia. Podczas normalnej pracy bloku zawór turbiny jest całkowicie otwarty (rys. 4). Tylko ciśnienie pary za kotłem oraz ilość doprowadzanego do kotła paliwa wpływają na obciążenie

turbiny. Zminimalizowanie strat dławieniowych na zaworze regulacyjnym turbiny, a co za tym idzie poprawa sprawności (zwłaszcza przy niskich obciążeniach) jest główną zaletą układu z ciśnieniem poślizgowym. Zmiany obciążenia nie narażają korpusu turbiny na cieplne naprężenia, takie jak przy regulacji dławieniowej. Praca przy poślizgowym ciśnieniu posiada jednak wady, które polegają m.in. na niemożności uzyskania szybkich zmian obciążenia bloku. Wynika to z faktu, iż obciążenie zależy tylko od ciśnienia pary za kotłem, a to ciśnienie zaś od ilości paliwa doprowadzonego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

do komory spalania. Zmiany ciśnienia, które są następstwem zmian paliwa, są tym wolniejsze, im większa jest pojemność cieplna kotła, która jest dodatkowym czynnikiem opóźniającym [3, 4].

Struktura regulatora turbiny kondensacyjnej

Elementy składowe projektu

Symulator układu automatycznej regulacji turbiny kondensacyjnej został zrealizowany z wykorzystaniem następujących elementów:

- sterownik PLC
- panel HMI 4,3"
- system wizualizacji SCADA.

Poniżej opisane zostaną wszystkie z wyżej wymienionych elementów.

Sterownik programowalny

W projekcie wykorzystany został sterownik SIEMENS S7-1200 CPU 1212C typu AC/DC/RLY. W sterowniku zaimplementowana została struktura regulatora z wykorzystaniem oprogramowania TIA Portal v14 dołączonego do sterownika. Sterownik był programowany w języku FBD (ang. *Functional Block Diagram*) poprzez komputer PC. Jako urządzenie sprzęgające komputer, sterownik oraz panel w jedną sieć lokalną zastosowany został switch (przełącznik sieciowy).

Panel HMI

Rolę interfejsu między operatorem a symulatorem pełnił panel HMI KTP400 firmy SIEMENS. Wyposażony jest on w wyświetlacz o przekątnej 4,3", o rozdzielczości 480 x 272 pikseli, w cztery zintegrowane, swobodnie programowalne przyciski oraz ekran dotykowy [5]. Panel HMI posłużył do zadawania wartości nastawczych układu regulacji, takich jak moc zadana oraz prędkość obrotowa turbiny, a także do podstawowych funkcji wizualizacji danych zbieranych ze sterownika PLC.

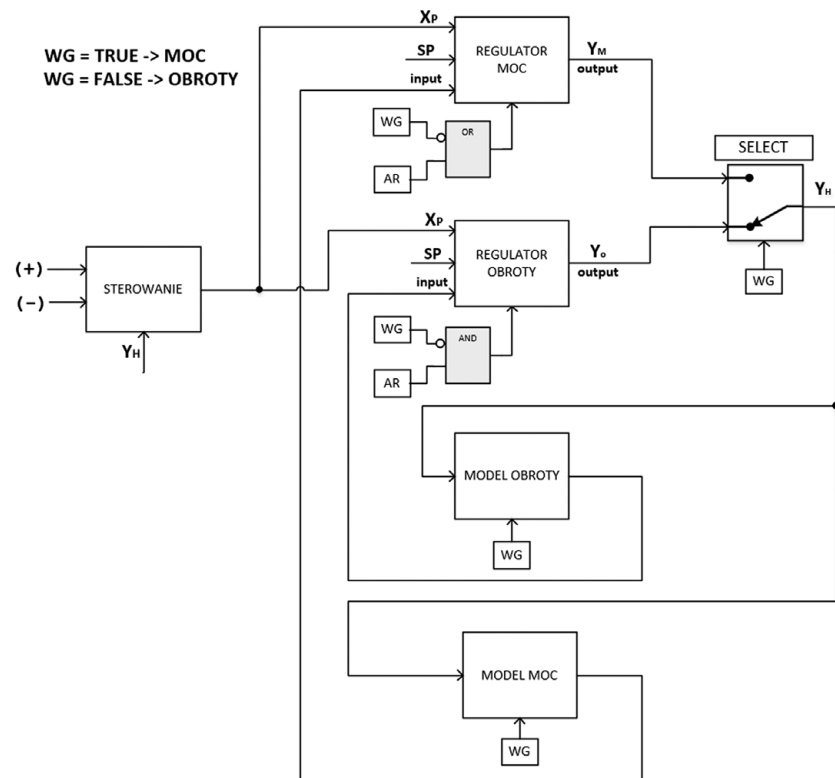
System wizualizacji SCADA

System SCADA został zaprojektowany przy wykorzystaniu programu PROMOTIC w wersji 8.3 udostępnianego na licencji typu *freeware*. Funkcję systemu SCADA w ograniczonej postaci pełniła również strona internetowa wykonana w technologii *Bootstrap*, która została wgrana do wbudowanego w sterownik PLC serwera WWW.

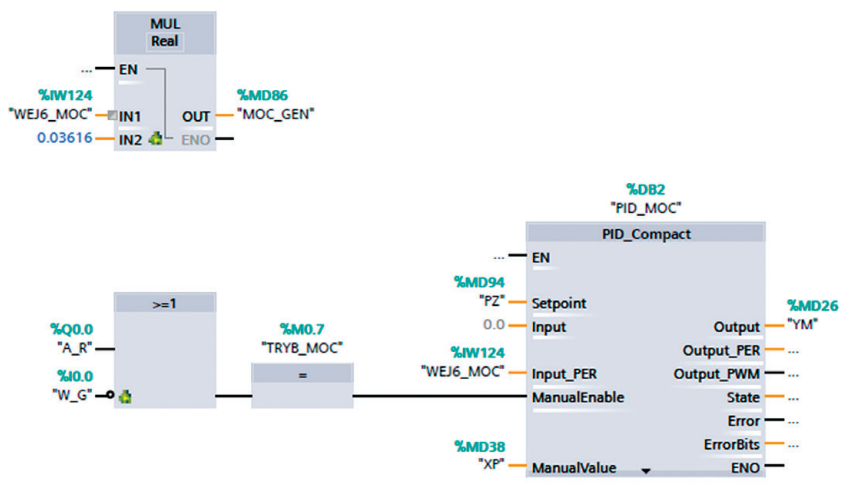
Struktura układu regulatora

Schemat blokowy symulatoru układu automatycznej regulacji turbiny został przedstawiony na rys. 5. Wyszczególnione w nim zostały bloki sterowania, regulatora mocy, regulatora prędkości obrotowej oraz modelu mocy i modelu dla prędkości obrotowej. Blok sterowania umożliwia w trybie ręcznym nastawianie przez operatora z poziomu panelu HMI wartości względnego stopnia otwarcia zaworów X_p .

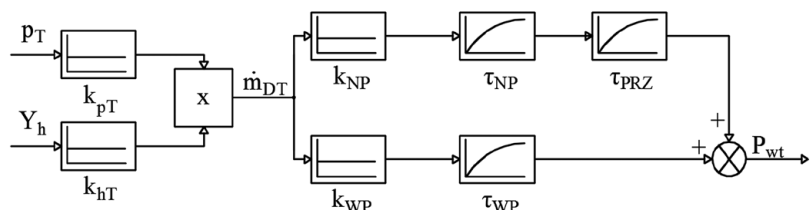
W trybie automatycznym wielkością sterującą pracą symulatora jest Y_H , tj. względny stopień otwarcia zaworów turbiny. W trybie automatycznym wielkościami nastawczymi są moc zadana lub prędkość obrotowa zadana, które podawane są na wejścia SP odpowiednich regulatorów. W celu



Rys. 5. Schemat blokowy układu symulatora



Rys. 6. Struktura programowa regulatora mocy



Rys. 7. Schemat blokowy modelu mocy turbiny z przegrzewaczem wtórnym pary

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

uniknięcia gwałtownych zmian stopnia otwarcia zaworów, a co za tym idzie uderów mechanicznych rzeczywistej turbiny, wykorzystane zostały bloki OSO (ogranicznik szybkości obciążania). Modele blokowe zawartych na rys. 5 elementów oraz ich implementacja zostaną przedstawione w dalszej części artykułu.

Sygnałem aktywującym poszczególne regulatory i modele jest sygnał stanu wyłącznika generatora WG. W przypadku niskiego stanu logicznego sygnału WG, co odpowiada stanowi otwarcia wyłącznika generatora, aktywnymi blokami są: regulator oraz model prędkości obrotowej. W tym stanie pracy turbiny moc generowana wynosi zero, ponieważ generator nie jest zsynchronizowany z siecią elektroenergetyczną. Synchronizacja generatora w symulatorze zachodzi wówczas, gdy następuje zmiana sygnału WG na stan wysoki. Powoduje ona aktywację regulatora i modelu mocy, co odpowiada przejściu do trybu generowania mocy przez turbinę. Prędkość obrotowa turbiny po zsynchronizowaniu jest ustawiona na stałą wartość $3000 \frac{obr}{min}$. Bloki regulatora prędkości obrotowej oraz modelu obrotów w tym stanie pracy pozostają nieaktywne.

Schemat regulatora mocy

Fragment struktury regulatora mocy zaimplementowanego w sterowniku został przedstawiony na rys. 6. Cały blok regulatora, oprócz widocznych na rysunku elementów, zawiera następujące części składowe: skalowanie składników mocy zadanej dla regulatora, blok regulacji pierwotnej oraz sumator mocy zadanej. Z powodu ograniczonej objętości artykułu wymienione powyżej elementy musiały zostać pominięte.

Regulator mocy, podobnie jak regulator prędkości obrotowej, został oparty na bloku regulatora PID dostępnego w TIA Portal. Wartością zadaną (Setpoint) regulatora jest moc P_z na wyjściu sumatora mocy zadanej. Regulator PID steruje sygnałem stopnia otwarcia zaworów turbiny Y_M . Bramka logiczna OR (rys. 6), której wyjście podłączone jest do wejścia *ManualEnable* bloku PID, ustawia tryb pracy regulatora. W przypadku sygnału wysokiego na tym wejściu regulator przechodzi w tryb ręczny, tzn. wartość *ManualValue* przepisywana jest na wyjście *Output*. W przypadku regulatora mocy przepisywana wartością jest sygnał determinujący stopień otwarcia zaworów X_v , który nastawiany jest w sposób ręczny na panelu HMI.

Model obiektu regulacji

Zaimplementowany w symulatorze model turbiny z przegrzewaczem wtórnym pary został przedstawiony na rys. 7.

Wielkościami wejściowymi w modelu są: położenie zaworów regulacyjnych turbiny Y_H , ciśnienie pary przed zaworami turbiny p_T , natomiast na wyjściu modelu znajduje się moc czynna P_{wt} generowana przez turbozespół. Wartości stałych czasowych oraz współczynników modelu turbiny zostały zamieszczone w tab. 1.

Blok OSO (ogranicznik szybkości obciążania) ma za zadanie ograniczyć szybkość obciążania turbiny w celu zapobieżenia

występowaniu gwałtownych uderów mechanicznych wynikających ze skokowych zmian stopnia otwarcia zaworów. Schemat blokowy modelu OSO został przedstawiony na rys. 8. Zawiera on blok całkowania, którego wartością wejściową jest sygnał z wyjścia ogranicznika. Zapewnia to stałą szybkość narastania wartości wyjściowej mocy P_{OSO} . Stopień ograniczania szybkości narastania jest regulowany poprzez zmianę wartości minimalnej i maksymalnej na limiterze układu. Moc P_{OSO} jest podawana następnie na blok sumatora mocy zadanej.

Zmiana wartości prędkości obrotowej turbiny została zamodelowana jako prosta inercja I rzędu, której schemat blokowy został zamieszczony na rys. 9. Współczynniki K_1 i K_2 służą wyłącznie do skalowania sygnału wejściowego oraz wyjściowego i nie mają wpływu na kształt przebiegów wartości wyjściowej modelu.

Przykłady implementacji w sterowniku

Model zmian mocy turbiny

Zaprogramowana w sterowniku struktura modelu mocy została przedstawiona na rys. 10. W celu poprawy przejrzystości wyszczególnione zostały kolejne segmenty programu oraz zrezygnowano z bloków pomocniczych, które nie miały wpływu na zasadnicze działanie symulatora. W programie wykorzystano blok całkowania numerycznego obliczającego wartość całki w kolejnych krokach czasowych z wykorzystaniem metody prostokątów.

Został on zaimplementowany w języku ST (ang. *Structured Text*).

Zaimplementowany model prędkości obrotowej został przedstawiony na rys. 11. Jako element przedstawiający inercję wykorzystany został tym razem blok regulatora PID, w którym wyłączone zostały człony proporcjonalny P oraz różniczkowy D. Blok CALCULATE realizuje jednocześnie funkcję ujemnego sprzężenia zwrotnego oraz mnożenia wartości wejściowej przez współczynnik K_1 z rys. 9. Blok mnożenia MUL mnoży wartość wyjścia modelu przez współczynnik K_2 .

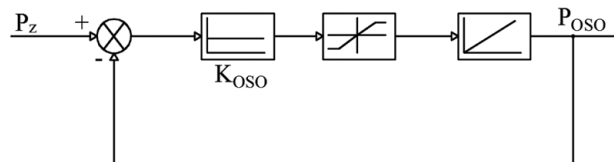
Realizacja programowa bloku OSO została przedstawiona na rys. 12. Blok ten, oprócz elementu całkującego, posiada blok odpowiadający za wykrywanie pasma prędkości obrotowej krytycznej. W przypadku wartości prędkości obrotowej znajdującej się w paśmie obrotów krytycznych szybkość obciążania turbiny jest zwiększana dwukrotnie w celu spowodowania jak najszybszego wyjścia z pasma obrotów krytycznych. Jako element całkujący został ponownie wykorzystany blok regulatora PID z nieaktywnym członem P oraz D.

Porównanie przebiegów rzeczywistych dla bloku 120 MW oraz przebiegów symulowanego bloku 900 MW

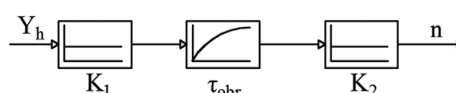
Poniżej zostanie przedstawione porównanie rzeczywistych przebiegów uzyskanych na podstawie wyników badań regulatora bloku 120 MW oraz przebiegów uzyskanych na podstawie testów symulowanego układu

Parametr	Opis	Wartość
τ_{wp}	stała czasowa przepływu pary w części wysokoprężnej	0,30 s
τ_{np}	stała czasowa przepływu pary w części niskoprężnej	0,20 s
τ_{prz}	stała czasowa międzystopniowego przegrzewacza pary	10 s
k_{wp}	współczynnik udziału części wysokoprężnej	0,33
k_{np}	współczynnik udziału części niskoprężnej	0,67
k_{pT}	współczynnik określający wpływ ciśnienia pary świeżej na regulator	0,30
k_{hT}	współczynnik określający wpływ poziomu otwarcia zaworów regulacyjnych na regulator	0,80

Tab. 1. Przyjęte parametry modelu turbiny



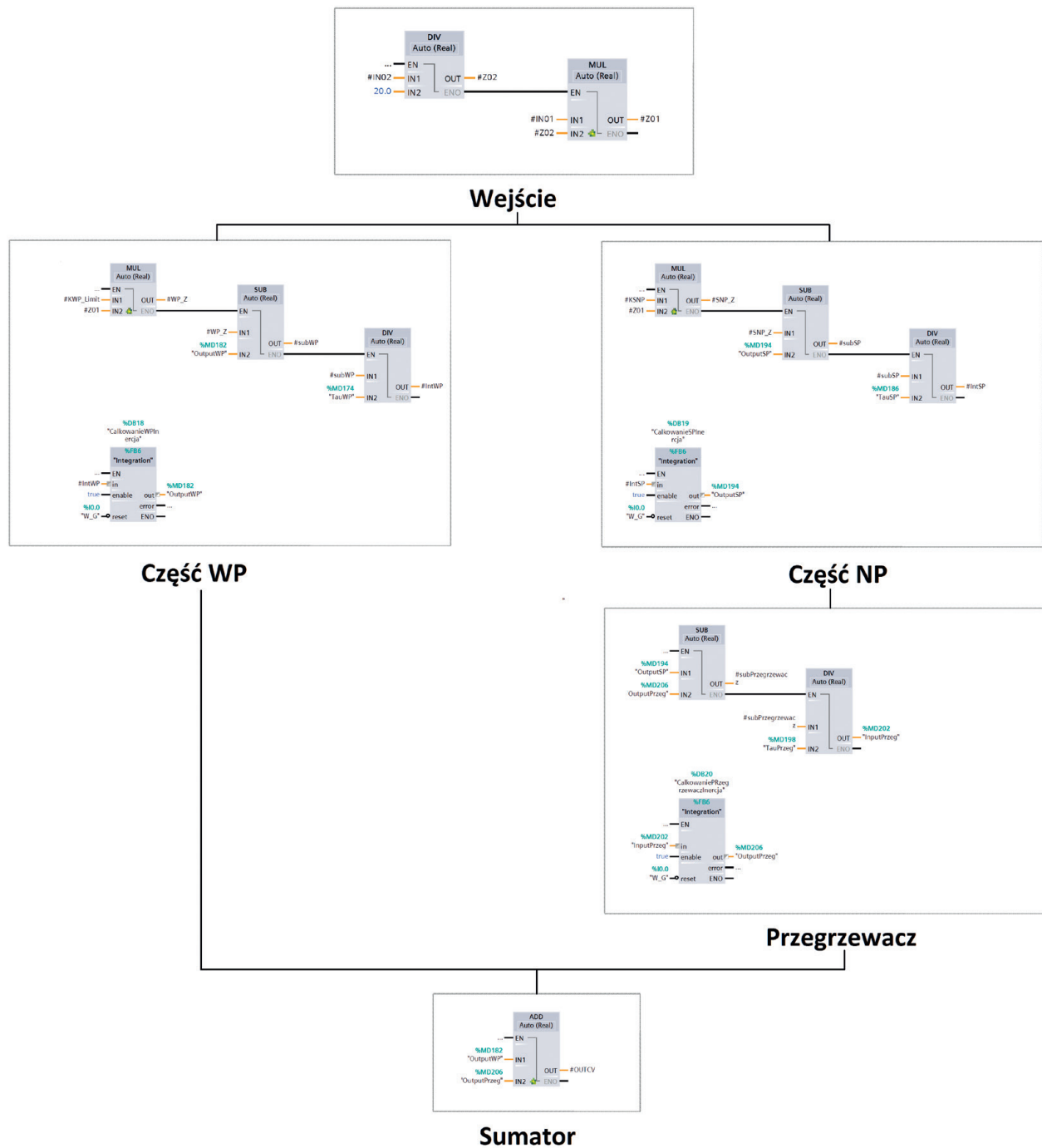
Rys. 8. Schemat blokowy OSO



Rys. 9. Schemat blokowy modelu dla prędkości obrotowej turbiny

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 10. Implementacja modelu mocy w sterowniku

regulacji bloku 900 MW. Podczas symulacji wykonano podobne próby testowe układu regulacji jak na rzeczywistym obiekcie, uwzględniając różne moce znamionowe. Moc zadana to moc za OSO, podobnie jak moc generowana zostały wyrażone w megawatach. Wykresy testów symulowanego układu automatycznej regulacji turbiny prezentują także sygnał nastawczy regulatora (Y_H), który wyrażony został w procentach.

Rysunki 13 oraz 14 przedstawiają porównanie przebiegów testu regulacji pierwotnej rzeczywistego bloku 120 MW oraz symulowanego 900 MW. W obu przypadkach symulowane było odchylenie częstotliwości równe 100 mHz. Na wykresie przedstawiającym wyniki testów badanego układu można zauważyć zmiany mocy zadanej i rzeczywistej (wyjście modelu), które odpowiadają nastawionym parametrom regulacji pierwotnej (statyzm, strefa martwa). Dynamika

zmian mocy jest zgodna z wymaganiami stawianymi przed regulacją pierwotną przez OSP (operator sytemu przesyłowego). Rysunki 15 oraz 16 zawierają porównanie testów regulacji wtórnej rzeczywistego bloku 120 MW oraz symulowanego bloku 900 MW. Podobnie jak wcześniej, na wykresie dla obiektu symulowanego można dostrzec mniejsze wahania wartości. Na obu widoczne są efekty pracy ogranicznika szybkości obciążenia. Zakresy zmian

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

są dopasowane do mocy znamionowych bloków (5%).

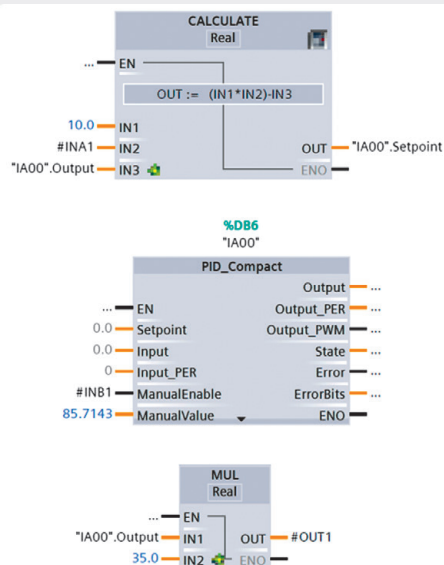
Na podstawie powyższych przykładów można zauważyć, że symulator i rzeczywisty obiekt reagują w taki sam sposób na podobne sygnały wejściowe. Występują jednak pewne

różnice. Rozbieżności wynikają z uproszczenia samego układu automatycznej regulacji, niedokładności odwzorowania bloku przez model oraz braku niedokładności pomiarowych. Różnice wynikają też z różnych mocy symulowanych obiektów.

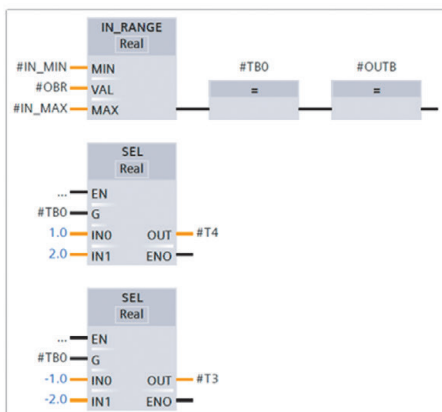
Pomimo pewnych różnic między symulatorem a rzeczywistym obiektem symulator dobrze odwzorowuje reakcję prawdziwego bloku na takie same sygnały wejściowe.

Podsumowanie

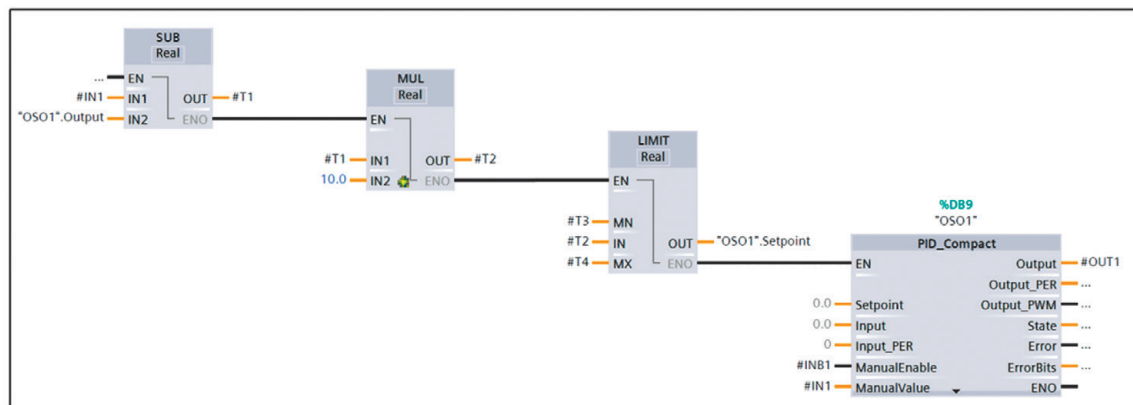
Stale wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną to obecnie jedno z głównych wyzwań dla krajowej energetyki. Rozwój technologiczny oraz zwiększająca się liczba urządzeń elektrycznych podłączonych do sieci wpływają na kształtowanie się dziennego zapotrzebowania na energię elektryczną, które przybiera charakterystykę dolin oraz szczytów. Na jej przebieg wpływają również pory roku. W Polsce dominującym typem jednostek wytwarzających energię elektryczną są elektrownie ciepłone opalane węglem kamiennym i brunatnym, które nie mogą zmniejszyć swojego obciążenia poniżej pewnego poziomu zapewniającego ciągłość procesu technologicznego. Zmieniające się przepisy dotyczące ochrony środowiska narzucają konieczność realizacji określonych działań w sektorze energetyki, jak np.: regulowanie emisji szkodliwych związków oraz zwiększanie udziału energii wytwarzanej przez OZE. Niewątpliwą wadą źródeł odnawialnych jest brak zdolności ich sprawnej regulacji, gdyż ilość wytworzonej przez nie energii jest uzależniona od chwilowych uwarunkowań atmosferycznych. Zadaniem Krajowego Systemu Energetycznego jest odpowiednie dysponowanie rozdziałem obciążenia pomiędzy



Rys. 11. Implementacja modelu prędkości obrotowej w sterowniku



Wykrywanie obrotów krytycznych

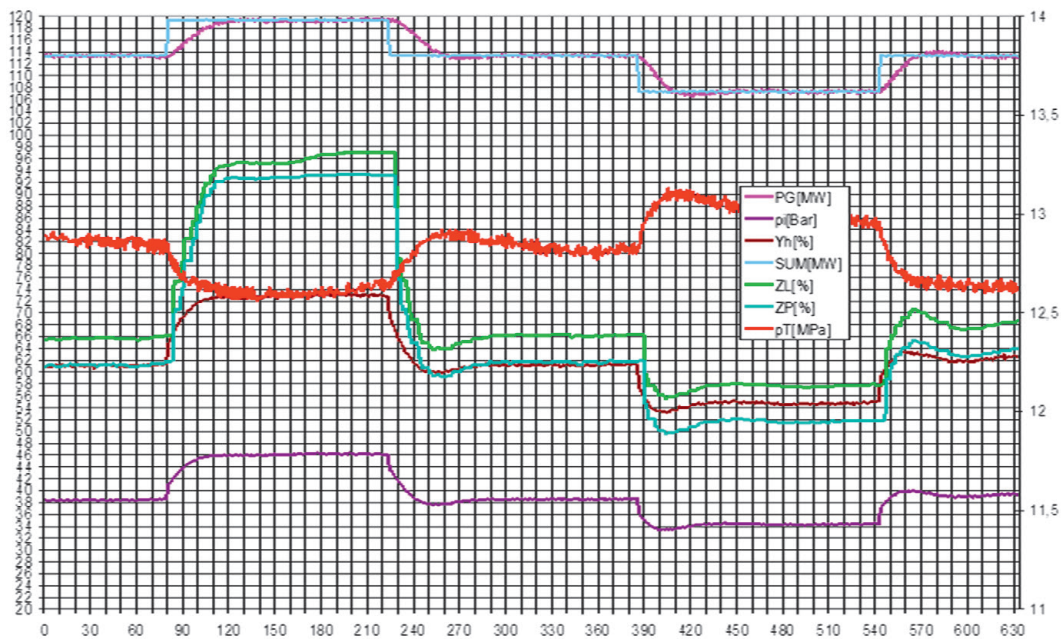


Element całkujący

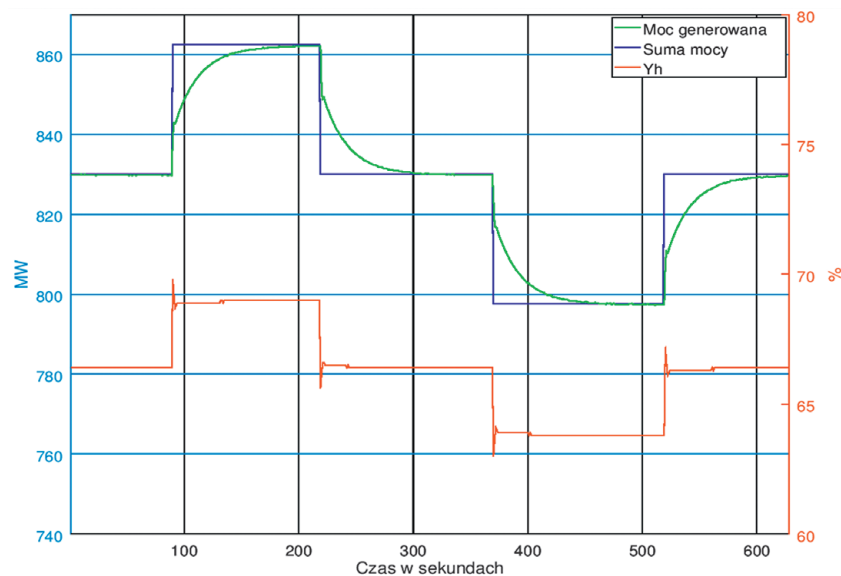
Rys. 12. Implementacja OSO regulatora prędkości obrotowej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 13. Test regulacji pierwotnej bloku 120 MW (PG – moc generatora; pi – ciśnienie oleju sterującego; Yh – sygnał sterujący; SUM – sumaryczna moc zadana; ZL, ZP – położenie zaworów lewego i prawego; pT – ciśnienie pary przed turbiną)



Rys. 14. Test regulacji pierwotnej symulowanego bloku 900 MW

jednostkami wytwórczymi, tak by dzienne zapotrzebowanie na energię elektryczną zostało pokryte możliwie bez nadwyżek. Niezwykle ważna jest więc zdolność sprawnej regulacji obciążenia elektrowni konwencjonalnych, by odpowiednio zbilansować godzinowe zapotrzebowanie na moc z uwzględnieniem generacji OZE.

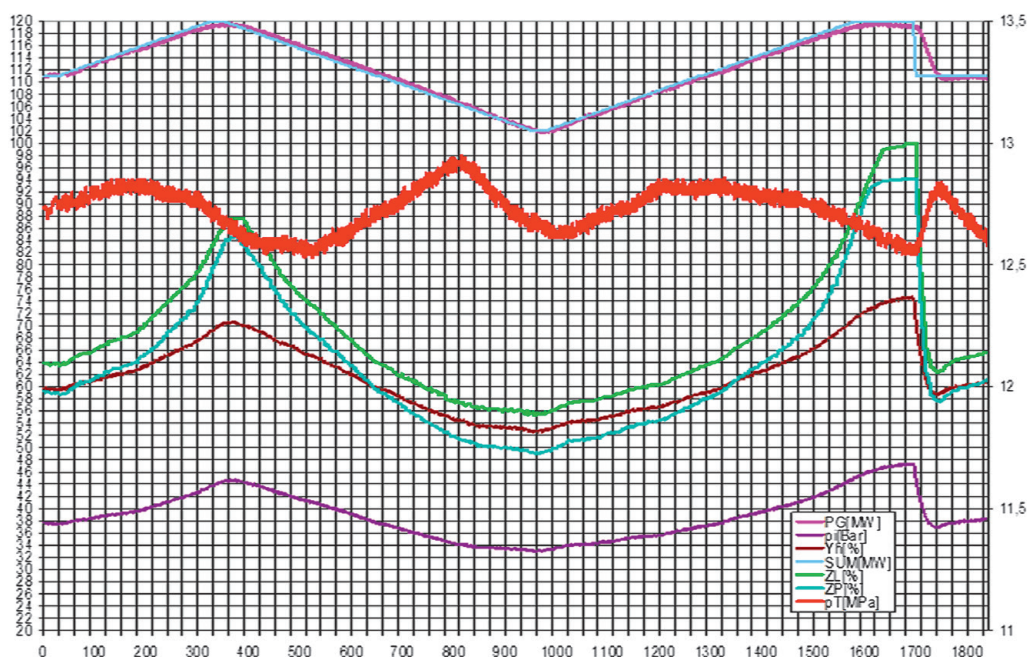
Potrzebny jest rozwój systemów automatycznej regulacji obciążenia elektrowni oraz wykwalifikowanej kadry. Opracowany model regulacji bloku elektrowni ciepłej

o mocy 900 MW jest układem uproszczonym, w którym nie zostały uwzględnione czynniki zakłócające proces regulacji oraz niedokładności pomiarów. W czasie pracy rzeczywistego bloku energetycznego występują przeregulowania i opóźnienia, które wpływają na wytwarzaną moc. Dlatego też, w odróżnieniu od rzeczywistych przebiegów bloku 120 MW, symulowane przebiegi są bardziej wyidealizowane. Można zauważyć, że stabilizacja układu nastąpiła w przedziale czasowym zgodnym

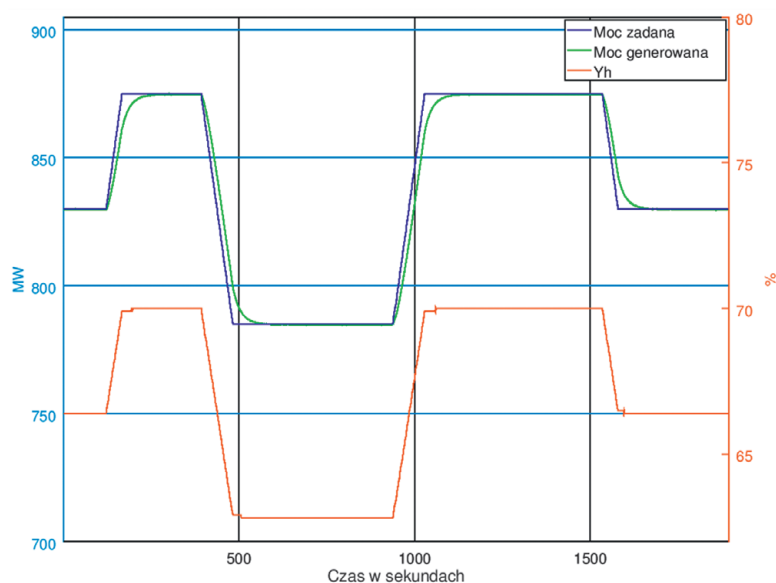
z prędkością ogranicznika szybkości obciążenia (rys. 16), co świadczy o jego prawidłowym działaniu. Większość wykonanych testów układu regulacji pozwoliła dotrzymać odpowiednie parametry dynamiczne przejmowania mocy. Czynnikiem, który decyduje o prawidłowej dynamice układu, są także nastawy modelu turbiny zestawione w tab. 1. Można więc stwierdzić, że opracowany symulator prawidłowo odwzorowuje reakcje rzeczywistego układu na takie same sygnały wejściowe.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 15. Regulacja wtórna bloku 120 MW



Rys. 16. Test regulacji wtórnej symulowanego bloku 900 MW

Bibliografia

1. <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/zapotrzebowanie-kse>.
2. Pawlik M., Strzelczyk F., Elektrownie, PWN, Warszawa 2016.
3. Karczewski J., Pawlak M., Struktura UAR turbiny kondensacyjnej biorącej udział w regulacji krajowego systemu elektroenergetycznego, *Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej* 2005, seria Konferencje, z. 24.
4. Rakowski J., Automatyka ciepłych urządzeń siłowni, Warszawa 1976.
5. https://www.automatyka.siemens.pl/solutionandproducts_ia/10977.htm.
6. Janiczek R., Eksploatacja elektrowni parowych, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne 1992.
7. Pawlak M., Karczewski J., New Structure of Governor Electrohydraulic Power which meets the Requirements of the Implemented LFC-System, *Acta Energetica* 2018, No. 1/18, s. 126–135.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 104–114. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Mariusz Pawlak

dr inż.

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

e-mail: mariusz.pawlak@p.lodz.pl

Adiunkt Politechniki Łódzkiej. Zainteresowania naukowe: automatyka i diagnostyka bloku energetycznego. Autor ok. 50 publikacji na temat układów sterowania i diagnostyki bloku energetycznego.

Rafał Szczepaniak

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

e-mail: skn.energetyk@gmail.com

Student, studiuje na kierunku elektrotechnika, należy do Studenckiego Koła Naukowego „Energetyk”.

Piotr Galecki

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

e-mail: skn.energetyk@gmail.com

Student, studiuje na kierunku elektrotechnika, należy do Studenckiego Koła Naukowego „Energetyk”.

Błażej Ciecierski

inż.

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

e-mail: skn.energetyk@gmail.com

Student, studiuje na II stopniu kierunku energetyka, należy do Studenckiego Koła Naukowego „Energetyk”.