

New Structure of Governor Electrohydraulic Power which meets the Requirements of the Implemented LFC-System

Authors

Mariusz Pawlak
Jacek Karczewski

Keywords

turbine, control system, power unit

Abstract

The construction and operation of a control system of a power unit turboset has been described. The controllers use the CWP (Current Work Point) signal from the ACFP (Automatic Control Frequency and Power) system. Such an installation has been made on a power unit in a Power Plant. The control system functions, principle of operation, structure, software and investigation results have been presented. The new LFC (Load Frequency Control) system has been described in this paper. The benefits for the energy-producer are mentioned. Increasing complexity of the control systems of steam turbines has called for the development of diagnostic methods and measures.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014110

1. Introduction

The Heat Engineering Branch "ITC" in Łódź of the Institute of Power Engineering has for many years conducted R&D projects related to the implementation of electro-hydraulic power controllers to power units. Growing requirements to ensure high quality and to reduce costs of electricity generation have led to the need for modernization of control systems that determine the proper performance of centrally dispatched generating units (CDGU). These units have been required to meet requirements of the load frequency control (LFC) system currently implemented in the Polish power sector. The paper presents the results of tests carried out on the 120 MW units provided with the microprocessor, electro-hydraulic power controllers (MREH) designed and developed at "ITC". The tests were used to assess the units' availability in terms of their compliance with the requirements for the power system's primary, secondary and tertiary regulation, resulting from the implemented LFC system. On the basis of the test results the implementability of new procedures of communication between MREH and LFC to the controller programme structure is assessed.

2. Power system regulation

The system regulation of frequency and power [1, 2] is a multi-level hierarchical control system shown in Fig. 1.

The first level, called primary control, consists of turbine speed governors. The primary control is decentralized, since it is implemented by autonomous turbine control systems in individual plants. The second level is frequency and power exchange

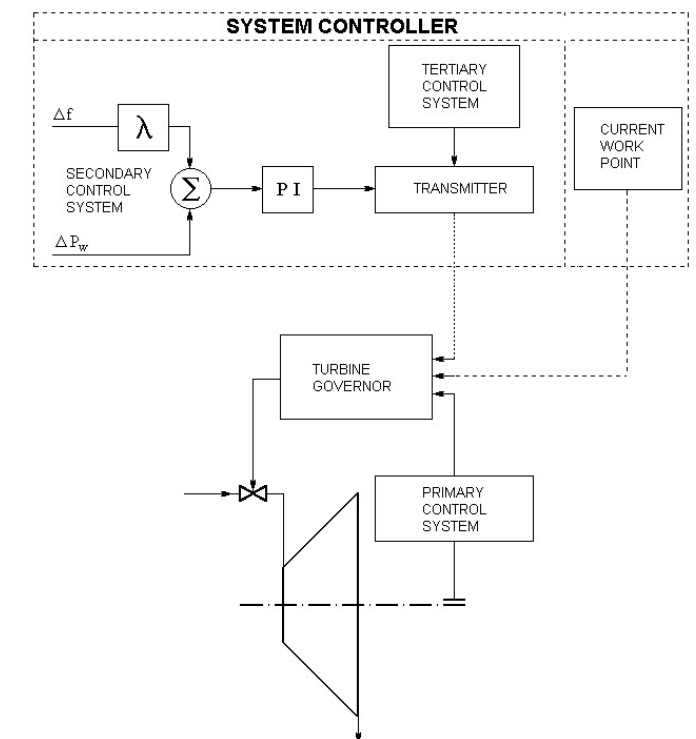


Fig. 1. Power system regulation levels

control, called secondary control, impacting the turbo-generator control setpoints. The third level, called tertiary control, controls the economic load distribution.

The process of primary frequency control starts upon an occurrence of a frequency deviation caused by a disturbance in the power system, and ends after a dozen or so seconds with the deviation's stabilization at a level determined by the primary control static characteristics. A frequency deviation so developed in the power system is eliminated by a response of the so called secondary control, which is superimposed on the primary power control process.

3. Electro-hydraulic turbine controller

The microprocessor electro-hydraulic power controller (MREH) developed by The Heat Engineering Branch "ITC" in Łódź of the Institute of Power Engineering is installed on 120 MW units of a Polish power plant (Fig. 2).

These controllers have been repeatedly upgraded for compliance with the current requirements of the National Power Dispatch for the units covered by the electricity transmission system in Poland [3]. These efforts were aimed at the compliance with quality requirements in the system control.

The power was controlled by the regulation system's impact on the high-pressure (HP) turbine's control valves. The controller generates a setting signal, which through an electro-hydraulic converter controls the valves' operation. A block diagram of the controller is shown in Fig. 3.



Fig. 2. The microprocessor electro-hydraulic power controller (MREH) made by "ITC"

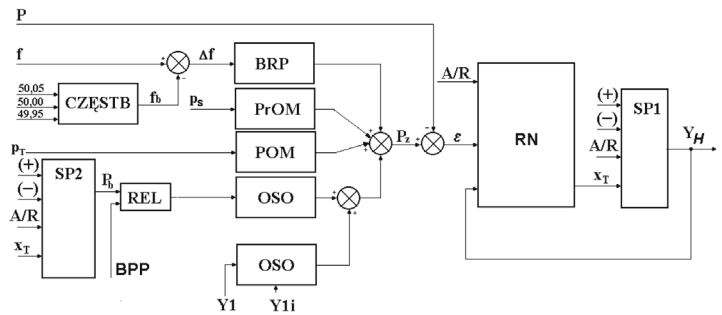


Fig. 3. Block diagram of the condensing turbine power controller

Symbols: BRP – primary control signal formation element; CZEŃSTB – base frequency setting element; POM – steam power limiter; PrOM – vacuum power limiter; OSO – load speed limiter; SP2 – base power adjuster; SP1 – manual adjuster; REL – control mode selector (remote or local); RN – PI controller element; P – generator power; P_b – base power set point; P_z – total turbine power setpoint; Y_{1i} , Y_1 – central controller signals (secondary system control); BPP – current work point; f – grid frequency; f_b – base frequency; $f - f_b$ – frequency deviation; p_T – fresh steam pressure; Y_H – control signal; x_T – tracking signals; (+), (-) – binary signal, setting up (down); A/R – binary signal, manual or automatic control.

The power control system on the input side is made up of four circuits:

1. Base power P_z setting circuit. This power is entered to the system at three speeds formed by load speed limiter (OSO).
2. Y_1 and Y_0 signals setting circuit, as part of the automatic control of frequency and power, and of current work point (BPP).
3. Fresh steam pressure deviation circuit (POM – steam power limiter) and absolute pressure in the condenser (PrOM – vacuum power limiter)
4. Frequency adjustment circuit, where the static and dynamic characteristics of primary control are formed.

A power deviation resulting from the comparison of actual unit power block P with the four above-mentioned signals is fed to the input of PI controller, the output signal of which through an A/M (automatic/manual control) switch and electro-hydraulic converter controls the positions of the turbine's control valves.

Key features of the presented condensing turbine controller are:

- Active power load control in a system with leading turbine
- Primary control (RP) – maintaining the appropriate frequency in the system
- Power control in ACFP system (secondary control)
- Power control in Y_0 system (tertiary control)
- Power control in BPP system (current automatic point)
- Providing data to system SWPM-CDGU system (System Work Parameters Monitoring of Centrally Dispatched Generation Units)
- Steam power limiter (POM – protection)
- Vacuum power limiter (PrOM – protection)

- Manual control of turbine valve positions (A/M control switch – “smooth” A to M and M to A transition)
- Process limiters (BOT – thermal limitation element)
- Systems for turbine protection checks
- Diagnostic system for the electro-hydraulic converter and its auxiliaries (oil filters and pumps) Control system online and offline diagnostics
- Communication with central visual rendering systems.

4. Controller tests

The tests objective was:

- testing the EHC performance after the new microprocessor controller implementation on a 120 MW unit
- testing the unit performance at a disturbance caused by a power change resulting from the system’s primary and secondary control.

The tests were aimed at checking the unit’s selected dynamic parameters. The tests were programmed to match the schedule of the unit’s acceptance tests performed according to operator the electricity transmission system in Poland requirements. The tests conducted in June 2012 were intended to evaluate the unit’s performance prior to its submittal to the formal acceptance by PSE-Operator. Fig. 4–12 shows waveforms recorded during the tests [5].

List of designations [5]:

- PG [MW] – generator power
- pi [Bar] – oil pressure in pulse controller
- Yh [%] – controller setting signal
- SUM [MW] – total power setpoint (downstream of OSO load speed limiter)
- pT [MPa] fresh steam pressure from boiler
- ZL[%] left WP valve position
- ZP[%] right WP valve position.

The tests started at power setpoint 109 MW. The load controller settings were: $T_i = 7.5$ s, $K = 1.0$. All mills were running. The power circuit response to small frequency changes ± 10 mHz, and then ± 5 (Fig. 4) was checked

(at primary control settings: dead zone 0 mHz, droop $s = 4\%$). The system sensitivity test was positive, power changes were consistent with the primary control settings.

Further in the tests a power change was recorded, caused by frequency change ± 100 mHz at droop $s = 4\%$. This is illustrated in Fig. 5. The initial change was 100 mHz (from reference level 50.00 Hz). The power increased by 6 MW (from 109 MW to 115 MW). After the frequency returned to 50.00 Hz, the active power changed from 115 MW to 109 MW.

Then the frequency was changed by $+100$ mHz. In response, the power went from 109 MW to 103 MW. The frequency return to 50.00 Hz changed the power to the initial value of 109 MW. The active power overshoot did not exceed 0.8 MW (limit value was 1.2 MW). The power change dynamics were appropriate; the steady state was reached in less than 30 seconds.

The Yh and pi waveforms clearly show the PI controller’s response. Pulse oil pressure was keeping up with the setting signal.

The test shown in Fig. 6 repeated the test shown in Fig. 5; however, after prior adding a derivative to the main controller. The active power overshoots did not exceed 0.8 MW either. The power change dynamics were appropriate. The overshoots were slightly smaller than in the previous test without the derivative.

All other tests were carried out with the derivative switched on. The Yh and pi waveforms clearly show the controller’s proper performance: pulse oil pressure was keeping up with the setting signal. Fig. 7 and 8 show the test of primary and secondary controls’ interaction at two levels of Y1 signal power change (Fig. 7: 105, 118 MW, Fig. 8: 115, 103 MW). During the power changes induced by signal Y1, the primary control was activated (jump up or down by 6 MW). The primary control take-over dynamic requirements were met (time to steady state was shorter than the required 30 s). The secondary control responded properly (actual power keeping up with set power).

The graphs in Fig. 9 and 10 show the extent of secondary control changes on two base power levels 109 MW and 111 MW. Each test ended with a rapid power change forced by the intervention signal. The set range of generated power changes had been accomplished.

Time to reach the set power after an intervention jump stayed within 30 seconds limit. The maximum overshoot was approximately 1 MW. The controller programme must ensure control of the bandwidth upper and lower limits. The test of these programme procedures is shown in Fig 11 and 12.

The test objective was to check the performance of the upper limit of generated power (Fig. 11). The power set after the jump from primary control, and the power generated by the unit reached 124 MW and 120 MW, respectively. Therefore the upper power limit preformed properly. Times to the steady state, and the power overshoots had stayed within allowable limits.

The second test objective was to check the performance of the lower limit of generated power (Fig. 12). The power set after the jump from primary control, and the power generated by the unit reached 94 MW and 96 MW, respectively. Therefore the lower power limit preformed properly.

5. Central LFC controller

In the Polish power system a new central load frequency controller (LFC) is implemented for automatic frequency and power exchange control. Requirements for CDGU regulators with regard to their interoperability with the central controller are common to all units covered by the power system regulation, and have been so formulated that any contractor can implement them using the most standard methods. At the same time solutions proposed in the central LFC controller design are so versatile and suited to the general level of engineering solutions that they provide the required functionality and do not generate excessive costs of the interface implementation to the LFC system. It should be emphasized that LFC should be so implemented, as to ensure (e.g. in the case of LFC failure) the possibility to switch back to the previous ACFP system utilizing control signal Y1 [4]. Secondary control is meant here as an action consisting in power activation on selected units within a few minutes, bringing the frequency and the intersystem exchange power to specified

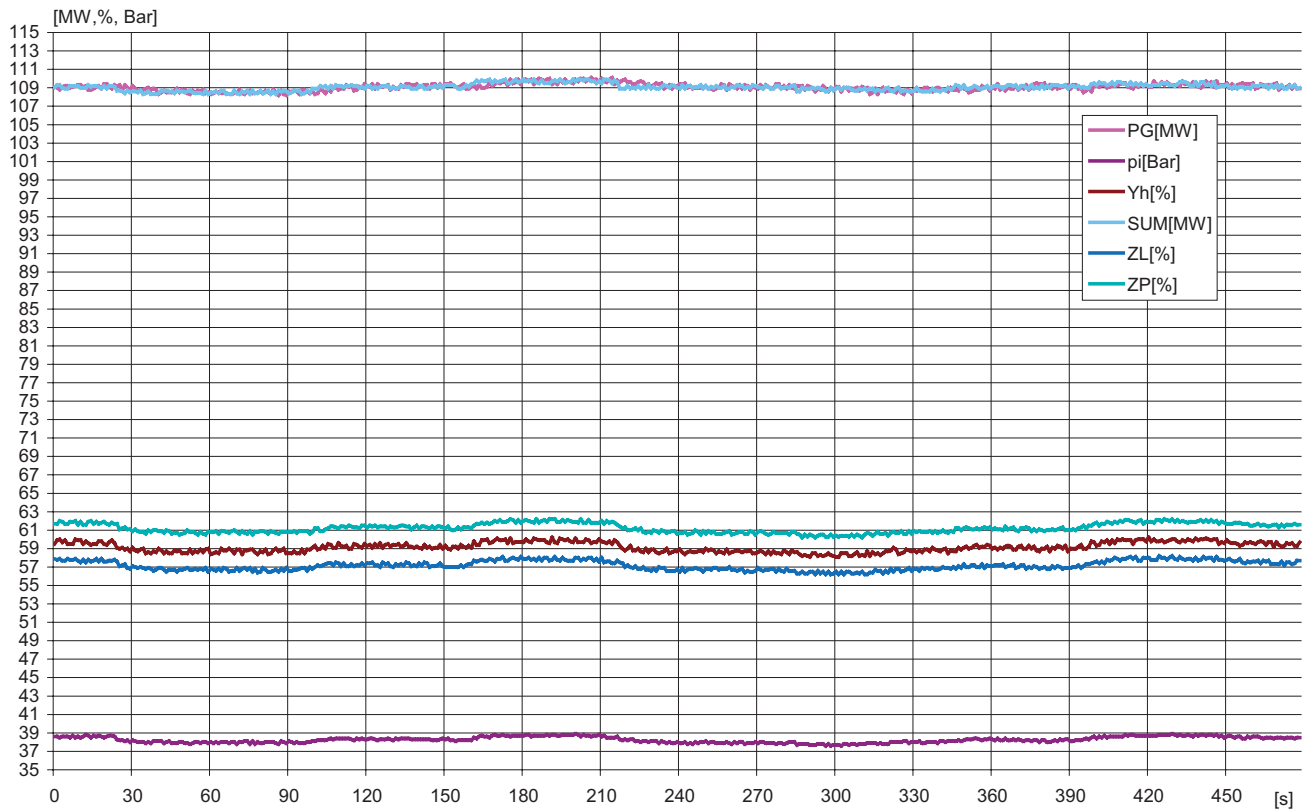


Fig. 4. Testing the controller response to small frequency changes [5]

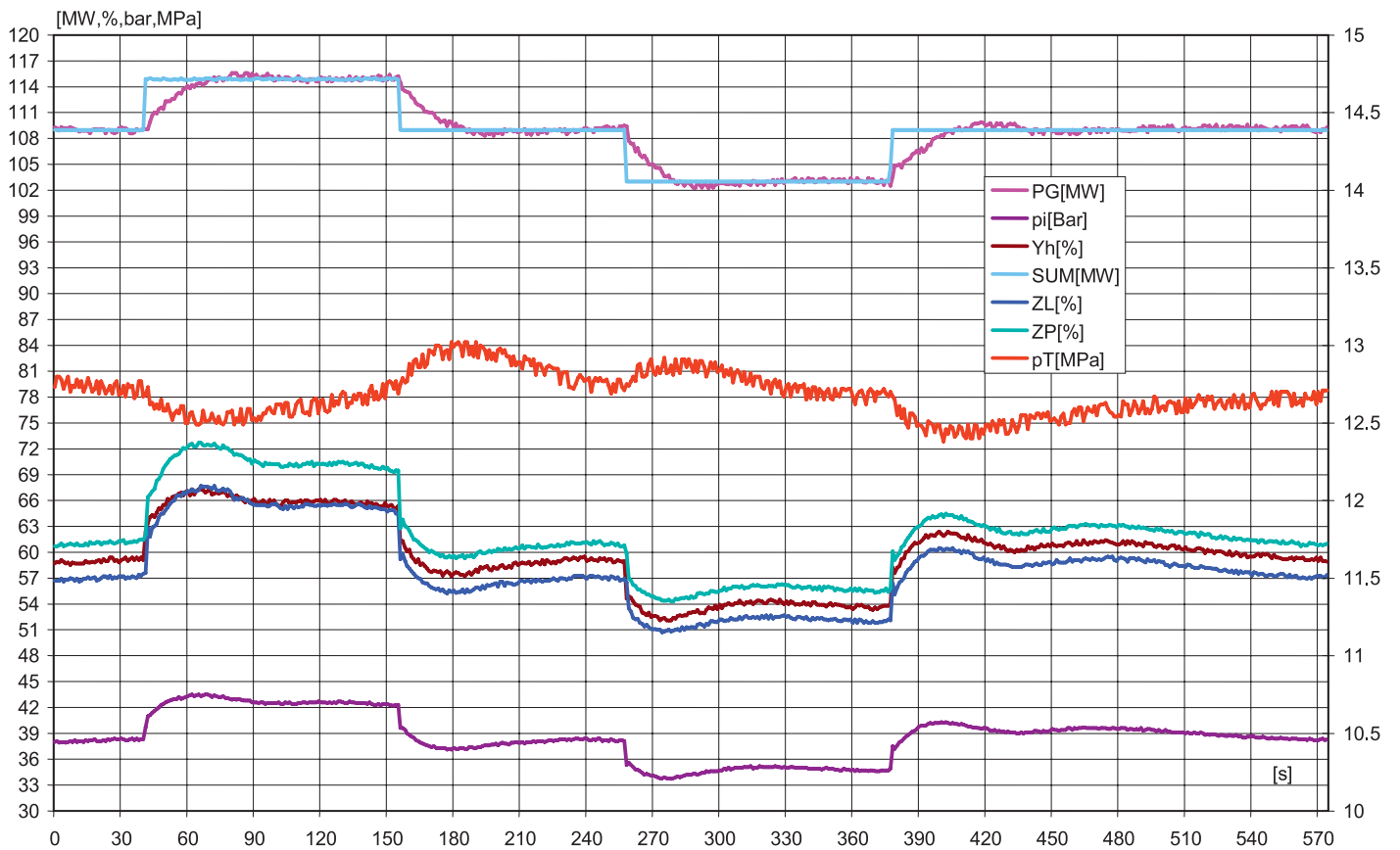


Fig. 5. Power change caused by primary control response [5]

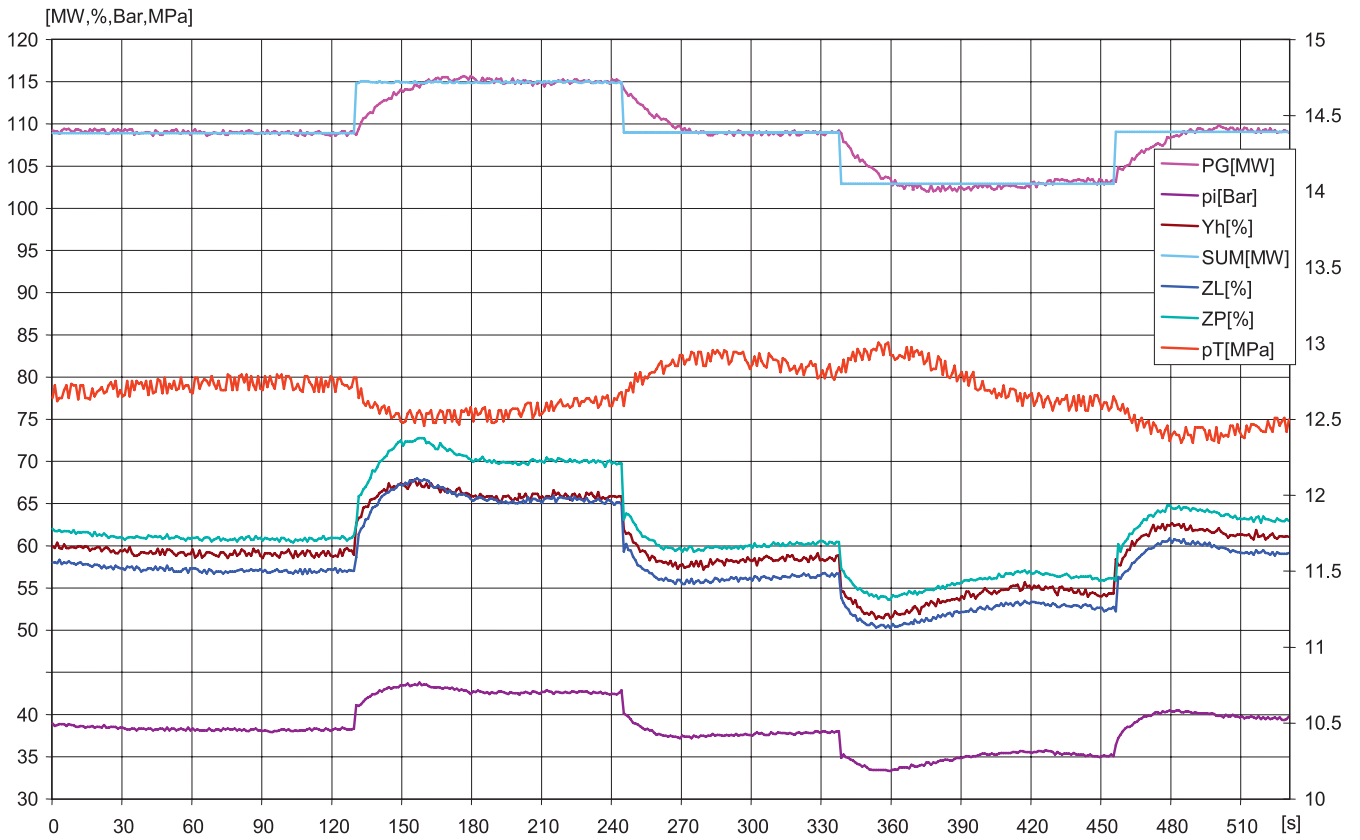


Fig. 6. Power change caused by primary control response (with derivative) [5]

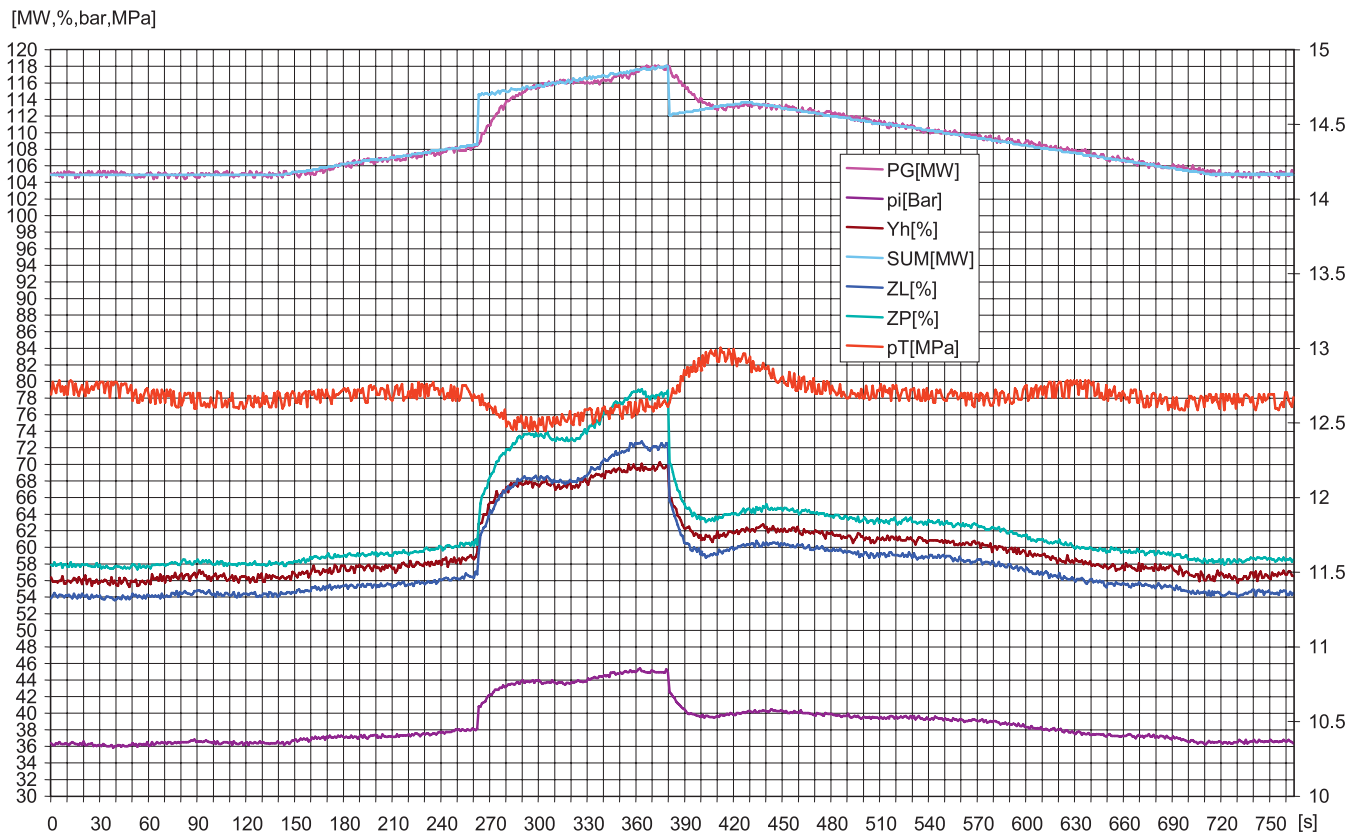


Fig. 7. Primary and secondary controls interaction in power range 105 MW – 118 MW [5]

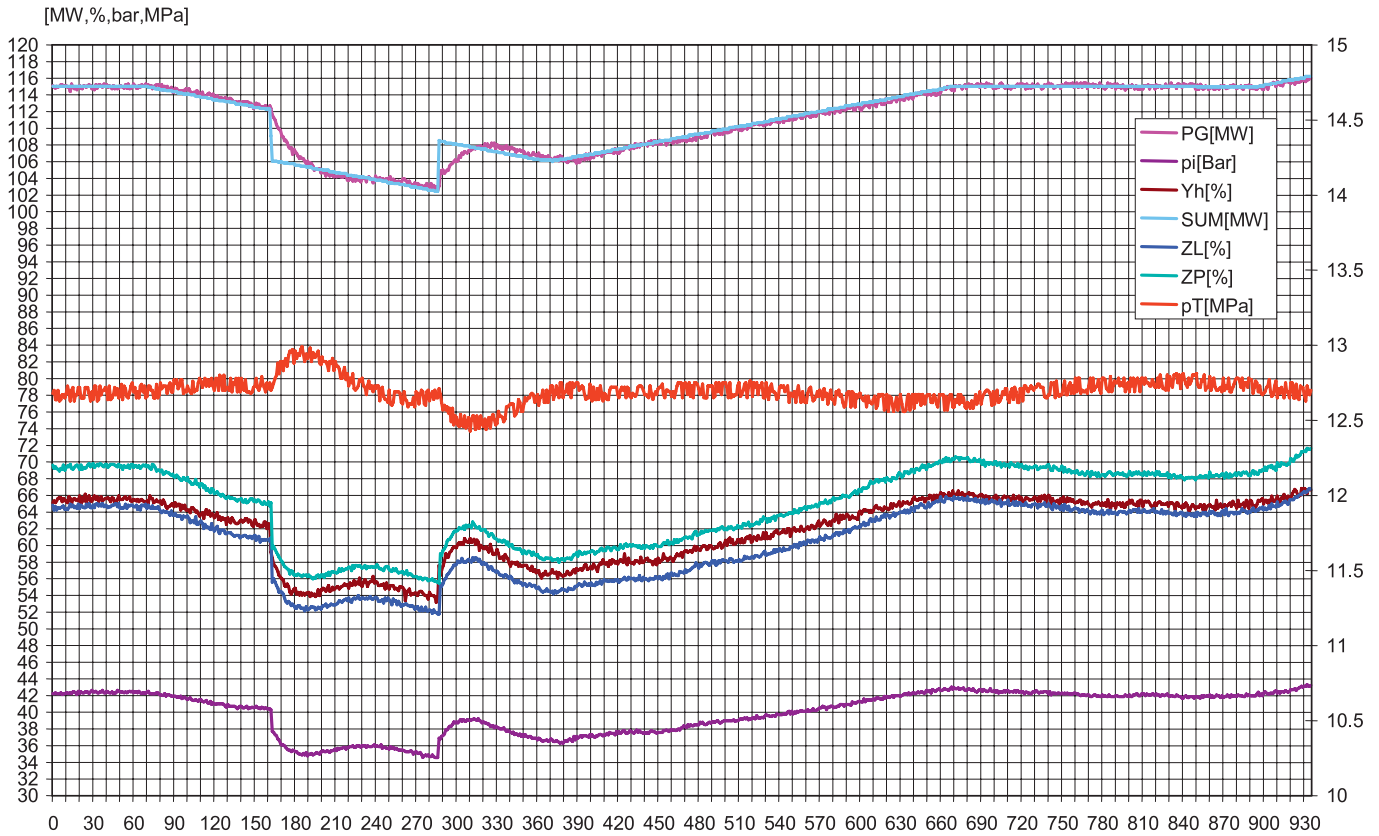


Fig. 8. Primary and secondary controls interaction in power range 115 MW – 103 MW [5]

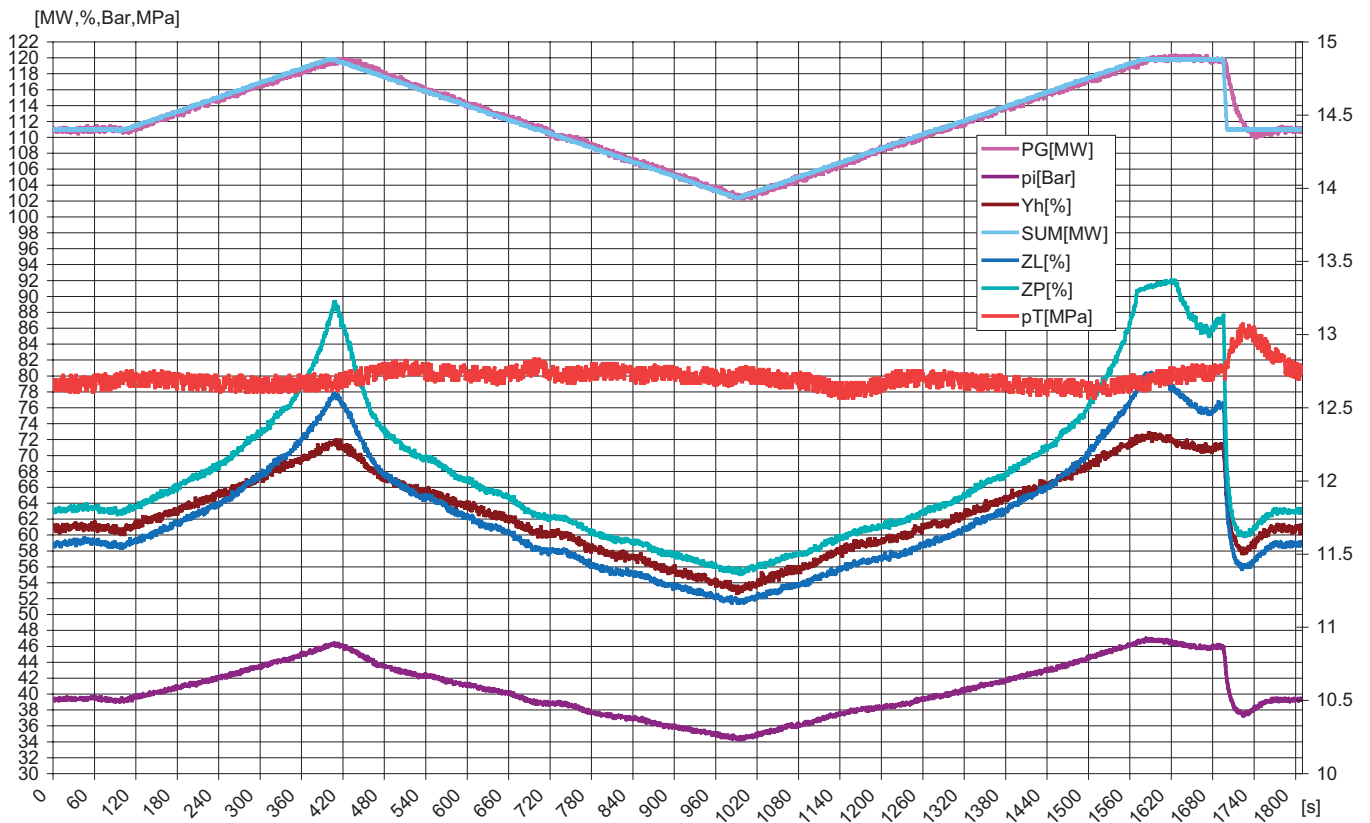


Fig. 9. Power change 111 MW → 120 MW → 102 MW → 120 MW caused by secondary control response and intervention power jump 120 → 111 MW [5]

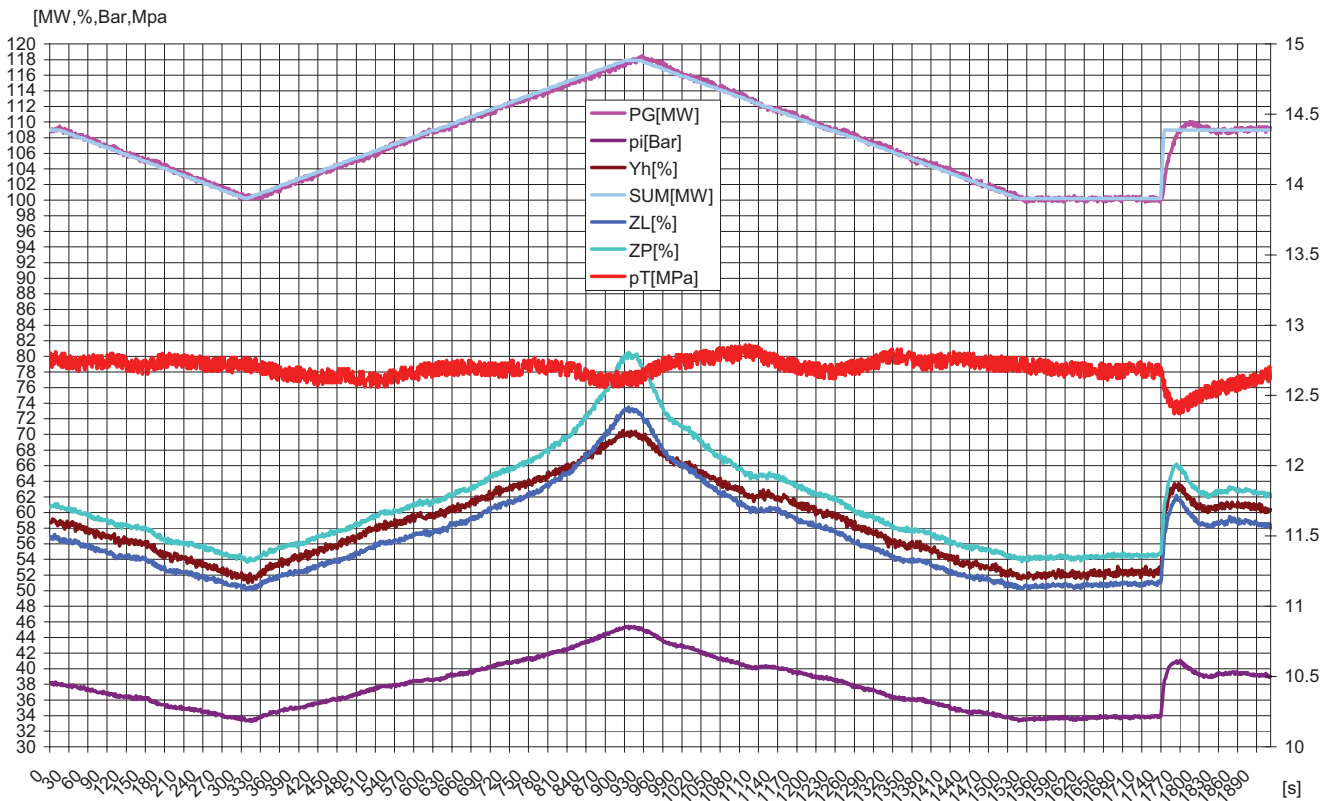


Fig. 10. Power change 109 MW → 100 MW → 118 MW → 100 MW caused by secondary control response and intervention power jump 100 → 109 MW [5]

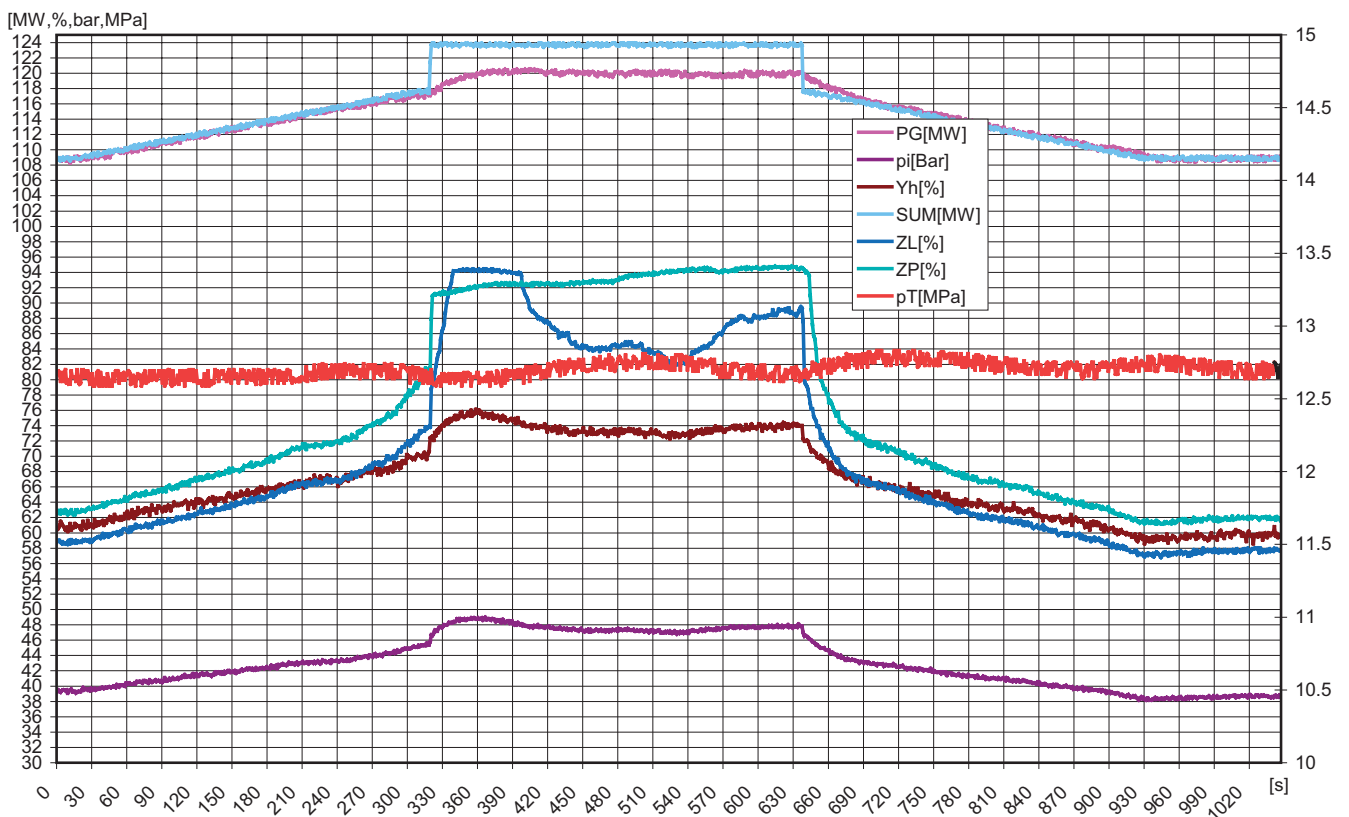


Fig. 11. Change in set power in range 109 MW → 118 MW caused by secondary control, and jump from primary control 118 → 124 MW and return by primary control 124 → 118 MW, and further by secondary control 118 → 109 MW [5]

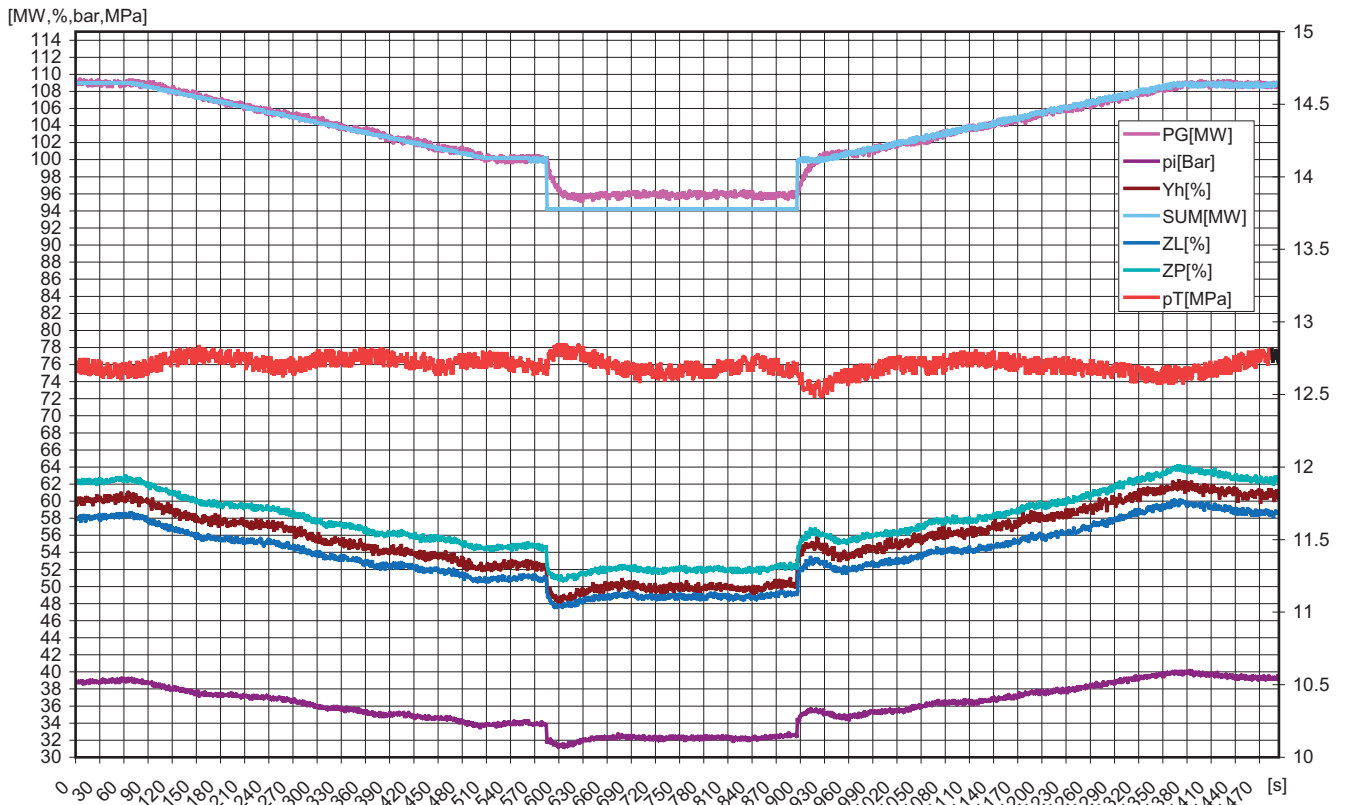


Fig. 12. Change in set power in range 109 MW→100 MW caused by secondary control, and jump from primary control 100→94 MW, and return by primary control 94→100 MW, and further by secondary control 100→109 MW [5]

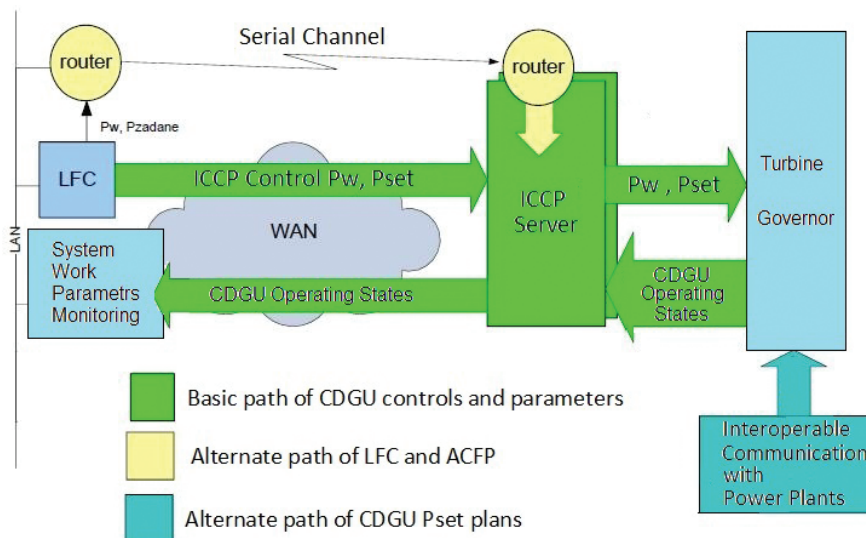


Fig. 13. General scheme of secondary control communication links [4]

values preceding the imbalance, with simultaneous secondary controllability recovery. Secondary control is implemented by central control from the central controller system. The aim of the secondary control system is to maintain the error area near zero [4].

6. Data exchange with central LFC controller

Data will be exchanged between the System Operator and CDGU bidirectionally over two independent transmission paths in each of the relations [4].

A diagram of communication links used in the LFC system is shown in Fig. 13. Control signals will be set and plans will be transmitted using the ICCP protocol based on the MMS layer and TCP/IP transport, in accordance with the following standards: IEC 60870-6-503, IEC 60870-6-802, IEC 60870-6-702, and ISO/IEC 9506 [4].

LFC system controlling commands will be transmitted to CCGU in two ways:

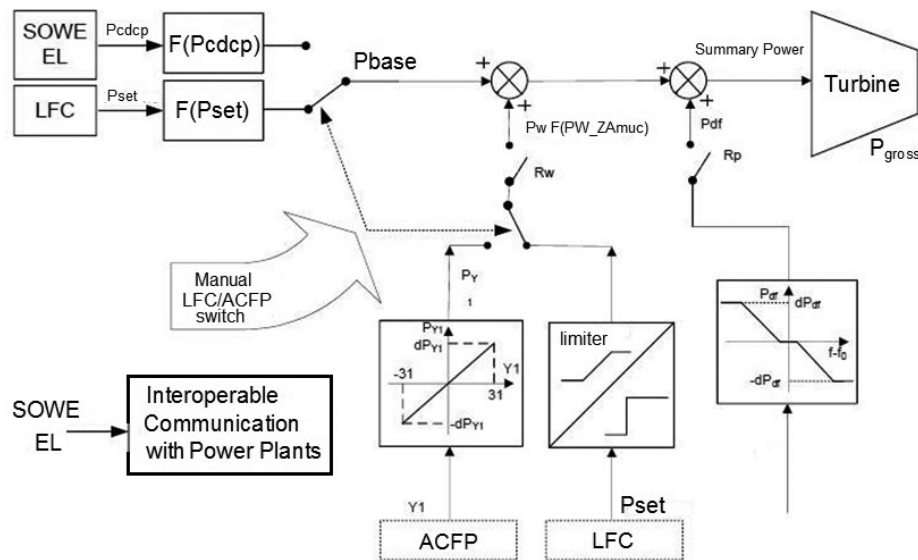


Fig. 14. Control signals in turbine controller [4]

- a) as ICCP protocol control commands
 Pw_set – power currently preset in secondary control band [MW] (equivalent to signal $Y1$) will be transmitted as a real number in the form of control named Pw_cmd . SRw_cmd , SRp_cmd – preset primary and secondary regulation states.
- b) as base generation plan
 (Pz_1-Pz_100) (JWCD_ Pz_1-100) – preset unit power (equivalent to current work point BPP), currently transmitted in current daily coordination plan CDCP [MW], will be transmitted as a set of values assigned to time, representing the base power plans for successive periods of operational planning and management.

These commands will be sent to units as numbers expressing a power setpoint in [MW] or, as regards SRw_cmd and SRp_cmd commands, as on/off states. A power unit should instantly respond to Pw_set and $Pset$ commands. A Pw_set command should be immediately entered to the secondary control circuit and executed subject to limitation of the maximum change rates and value ranges. The value currently implemented by CDGU, after taking into account the change rate and range limiter, will be denoted as Pw , as shown in Fig. 14. As regards the operation of a unit with secondary and primary control disabled, the response to a change in the base power should be consistent with the gradient adopted in the load speed limiter (OSO in Fig. 3). Control on/off commands will be sent immediately from the LFC system on the basis of the CDCP plan. Transmission system operator will be able to change them depending on the power system's actual condition. A power unit covered by the system regulation should immediately automatically respond to commands from the LFC system in the form of controls SRw_cmd and SRp_cmd , which means that these controls should be directed to the unit's automation systems. If a CDGU is not able to switch on for technological or operational reasons, it shall immediately notify the state through the (SOWE) Interoperable Communication with Power Plants system, in accordance with the applicable rules of control system failure reporting.

Fig. 14 shows a schematic model of CDGU turbine controller input circuits.

A control signal transmitted to CDGU must be inspected on the CDGU side to eliminate the possibility of acceptance of a wrong control. It is assumed that for a Pw_set signal transmitted to CDGU as a real value, the following control shall be executed [4]: controlled value Pw_set must stay within the range $\langle Pwmax_red; Pwmax_nab \rangle$ ($Pwmax_red$ – secondary control range at power decrease, $Pwmax_nab$ – secondary control range at power increase). Any signal beyond the range should be ignored, and any incorrect value receipt should be reported to the System Operator in accordance with operational procedures. A response to Pw_set in the form of Pw control component entered to the turbine controller input should be executed as linear change in Pw at a rate declared by the CDGU. It is assumed that in normal operation consecutive Pw_set jumps will stay below 1 MW (approx 0.1–0.2 MW). It is assumed that when communication is lost between a power plant's communication servers and LFC, the CDGU will execute the last properly obtained Pw_set control command until the communication is restored, and the next proper control is received [4].

7. Signals transmitted to LFC system

It is assumed that the following data would be retrieved from CDGU: **$Pgross$** – gross unit output [MW] **$Pset$** – set power actually transmitted to unit's power controller as the base. Typically this will be the value transmitted by LFC as a fragment of the CDCP plan, but it can also be a value entered manually by the unit operator [MW] **$Pbase$** – unit base power [MW]. Power set for the controller downstream of OSO

PdF – set unit power component resulting from primary control [MW]

Pw – preset unit power component resulting from secondary control [MW]. This is the current power in the secondary control circuit

Pw_set – unit power preset in the secondary control band transmitted by TSO from the LFC system as Pw_cmd command [MW]

Rp – primary control operating status [on/off]. In the “on” state the droop and dead zone should be set at a level agreed with TSO

Rw – secondary control operating status [on/off] Y1 – Y1 signal received at power plant as a number in the <-31,31> range

Psummary – summary unit set power, total of all set power components at unit controller input [MW]

Tpbl – unit operating mode

Rotation – rotational unit speed [r.p.m.].

Variables Pgross, Pbase, Psummary, PdF, Pw, Pw_set and Rotation will be transmitted periodically in 1 second cycles, and the other variables in RBE (report by exception) mode in event scanning cycle 1 s. This means that only the values that change will be transmitted, and, additionally, all cyclical values after an integrity timeout preset in 300–900 s range.

Signals Tpbl and Rotation should be implemented in such a way as to be automatically and unambiguously developed in the unit’s automation systems. These signals cannot be entered manually by the unit operator.

8. Summary

The microprocessor power controllers designed and built at The Heat Engineering Branch “ITC” in Lodz of the Institute of Power Engineering implemented in the Polish energy sector, enable compliance with the requirements imposed on CDGU.

In order to link these controllers’ operations with the now implemented LFC system, some adjustments have to be made (including installation works in the controller cabinet and programming work, adding some procedures to the programme, change in the user interface). The following should be done in particular:

- two additional drivers have to be programmed for the Ethernet port to enable the system’s redundant operation already at the level of communication

- an industrial Ethernet Switch has to be procured
- a redundant Modbus TCP / IP data transfer link has to be established
- the controller programme has to be adapted to meet the assumptions of the scheme shown in Fig. 14, it should be remembered to keep the old scheme and to ensure proper diagnostics and redundancy
- the controllers’ visual rendering screens have to be changed
- the controller documentation and operation manual has to be amended
- acceptance tests have to be performed

These works will be carried out in the near future by “ITC” the Heat Engineering Branch of Power Engineering in a Polish power plant.

REFERENCES

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [*Power system control and stability*], Warszawa 2007, p. 382
2. Pawlik M., Strzelczyk F., Elektrownie [*Power plants*], Warszawa, 2009, p. 634.
3. Karczewski J. et al., Assessment of availability of the power unit participating in the regulation of electrical power system, *Archiwum Energetyki* 2010, Vol. XL, No. 1, pp. 89–103.
4. Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC PSE-Operator [*Requirements for JWCD in view of the LFC PSE – Operator system implementation*], version 2 Konstancin-Jeziorna, 4 August 2011.
5. Karczewski J. et al., Raport z badań przeprowadzonych 1 czerwca 2012 na bloku nr 1 w EL. Adamów [*Report of the tests performed on 1 June 2012 on unit 1 at Adamów power plant*] ITC 2012.

Mariusz Pawlak

Warsaw University of Technology

e-mail: m.pawlak@mchtr.pw.edu.pl

Assistant professor at the Institute of Automatic Control and Robotics Faculty of Mechatronics Warsaw University of Technology. A specialist in turbine control. His interests are connected with the application of digital techniques in control, diagnostics, and measurements, in the energy sector in particular. Issues dealt with in his work are also thematically related to activities in the Association of Polish Electrical Engineers. Member of the Power System Automation Committee of the Association of Polish Electrical Engineers. Co-author and author of two patents and 60 publications.

Jacek Karczewski

Institute of Power Engineering

e-mail: jacek.karczewski@itc.edu.pl

Assistant professor at and director of, “ITC” the Heat Engineering Branch of the Institute of Power Engineering. Author of over 50 articles, 40 papers, two patents, four research projects, and more than 100 internal ITC studies. The main areas of his scientific interest include: automation in the energy sector (turbine regulation), adaptation of condensing turbines for cogeneration, adjustments of the Polish power system to EU requirements, tests and measurements in the energy sector, biomass energy, and energy efficiency. Member of the scientific councils of the ITC and of the Institute of Power Engineering. Member of the Power System Automation Committee of the Association of Polish Electrical Engineers.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 126–135. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Nowa struktura elektrohydraulicznych regulatorów mocy spełniająca wymagania wdrażanego systemu LFC

Autorzy

Mariusz Pawlak
Jacek Karczewski

Słowa kluczowe

turbina, system elektroenergetyczny, regulator elektrohydrauliczny

Streszczenie

W polskim systemie elektroenergetycznym wdrażany jest obecnie nowy regulator centralny LFC (ang. *load frequency control*), wykorzystywany w automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Na jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) narzucone zostały wymogi dotyczące spełnienia wymagań LFC. W artykule przedstawiona zostanie struktura, budowa i zasada działania mikroprocesorowych elektrohydraulicznych regulatorów mocy (MREH), zaprojektowanych i konstruowanych w Oddziale Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki w Łodzi. Regulatory te wdrożone zostały w jednej z krajowych elektrowni zawodowych. Zaprezentowane zostaną wyniki obiektywnych badań eksploatacyjnych oraz dokonana zostanie ocena możliwości implementacji nowych procedur komunikacyjnych między MREH a LFC do struktury programowej regulatorów.

1. Wstęp

Oddział Techniki Ciepłej w Łodzi Instytutu Energetyki prowadzi od wielu lat prace naukowo-badawcze związane z wdrożeniem na blokach energetycznych elektrohydraulicznej regulacji mocy. Rosnące wymagania dotyczące zapewnienia wysokiej jakości i zmniejszenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej doprowadziły do konieczności modernizacji układów regulacji, decydujących o poprawnej pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Jednostki te zostały zobowiązane do spełnienia wymagań wdrażanego obecnie w krajowej energetyce systemu LFC (ang. *load frequency control*).

W artykule przedstawiono wyniki badań przeprowadzonych na blokach 120 MW, wyposażonych w zaprojektowany i skonstruowany w OTC IE mikroprocesorowy,

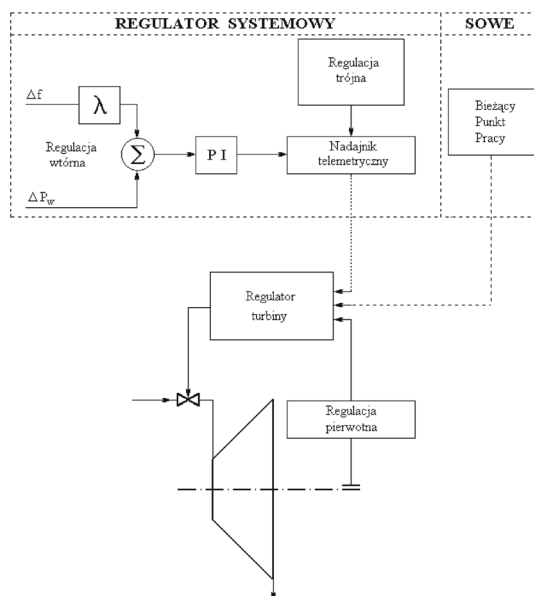
elektrohydrauliczny regulator mocy (MREH). Badania te posłużyły do oceny dyspozycyjności bloków w świetle spełnienia przez nie wymagań dotyczących regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej systemu elektroenergetycznego, wynikających z wdrażanego systemu LFC. Na tle tych badań dokonana zostanie ocena możliwości implementacji nowych procedur komunikacyjnych między MREH a LFC do struktury programowej regulatorów.

2. Regulacja systemu elektroenergetycznego

System regulacji częstotliwości i mocy systemu elektroenergetycznego [1, 2] jest systemem sterowania hierarchicznego o kilku poziomach regulacji, jak to przedstawiono na rys. 1.

Stopniem pierwszym, nazywanym regulacją pierwotną, są regulatory prędkości obrotowej turbin. Regulacja pierwotna jest zdecentralizowana, gdyż jest realizowana przez autonomiczne układy regulacji turbin w poszczególnych elektrowniach. Stopniem drugim jest regulacja częstotliwości i mocy wymiany, nazywana regulacją wtórną, oddziałująca na wartości zadane regulatorów turbozespołów. Trzecim stopniem, nazywanym regulacją trójną, jest regulacja ekonomicznego rozdziału obciążeń.

Proces pierwotnej regulacji częstotliwości rozpoczyna się w chwili wystąpienia odchyłki częstotliwości spowodowanej zakłóceniem w systemie elektroenergetycznym, a kończy się po kilkunastu sekundach stabilizacją tej odchyłki na poziomie określonym statyczną charakterystyką regulacji pierwotnej. Likwidacja powstałej odchyłki częstotliwości w systemie elektroenergetycznym następuje poprzez działanie tzw. regulacji wtórnej, która nakłada się na proces pierwotnej regulacji mocy.



Rys. 1. Poziomy regulacyjne w systemie elektroenergetycznym



Rys. 2. Mikroprocesorowy elektrohydrauliczny regulator mocy (MREH) konstrukcji OTC

3. Elektrohydrauliczny regulator turbiny

W jednej z krajowych elektrowni na blokach 120 MW zainstalowane są mikroprocesorowe elektrohydrauliczne regulatory mocy (MREH) konstrukcji Oddziału Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki w Łodzi (rys. 2)

Regulatory te były wielokrotnie modernizowane, tak aby mogły spełniać aktualne wymagania Krajowej Dyspozycji Mocy dotyczące bloków biorących udział w regulacji KSE [3]. Celem tych prac było spełnienie wymagań jakościowych w regulacji systemu. Regulacja mocy dokonywana jest przez oddziaływanie układu regulacji na zawory regulacyjne części wysokoprężnej (WP) turbiny. W sterowniku wypracowywany jest sygnał nastawczy, który przez przetwornik elektrohydrauliczny steruje pracą zaworów. Schemat blokowy regulatora przedstawiono na rys. 3.

Oznaczenia:

BRP – blok formowania sygnału regulacji pierwotnej; CZĘSTB – blok zadawania częstotliwości bazowej; POM – parowy ogranicznik mocy; PrOM – próżniowy ogranicznik mocy; OSO – ogranicznik szybkości obciążania; SP2 – zadajnik mocy bazowej; SP1 – zadajnik sterowania ręcznego; REL – wybór trybu sterowania (zdalne lub miejscowe); RN – blok regulatora PI; P – moc generatora; P_b – moc zadana bazowa; P_z – sumaryczna moc zadana dla turbiny; Y_{1i} , Y_1 – sygnały z regulatora centralnego (regulacja wtórna systemu); BPP – bieżący punkt pracy; f – częstotliwość sieci; f_b – częstotliwość bazowa; D_f – odchyłka częstotliwości; p_T – ciśnienie pary świeżej; Y_H – sygnał sterujący; x_T – sygnały do śledzenia; (+), (–) – sygnał binarny, zadawanie w górę (w dół); A/R – sygnał binarny, sterowanie ręczne lub automatyczne.

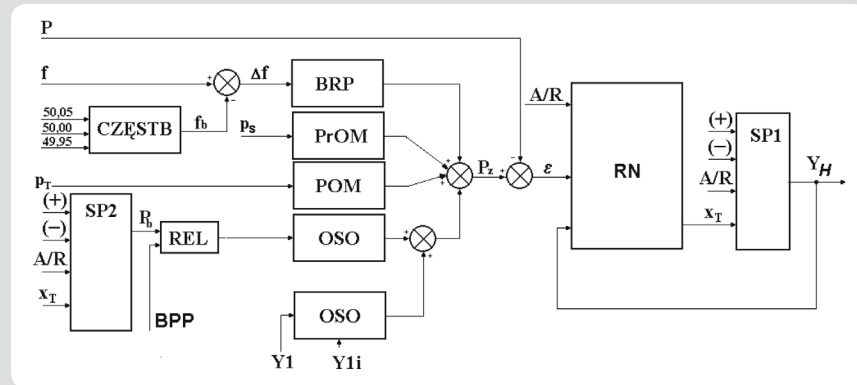
Układ regulacji mocy po stronie wejściowej składa się z czterech torów:

1. Tor zadawania mocy bazowej P_z . Moc ta wprowadzana jest do układu z trzema prędkościami formowanymi przez ogranicznik szybkości obciążania OSO
2. Tor zadawania sygnałów Y_1 i Y_0 w ramach automatycznej regulacji częstotliwości i mocy oraz BPP (bieżącego punktu pracy)
3. Tor odchyłek ciśnienia pary świeżej (POM – parowy ogranicznik mocy) i ciśnienia absolutnego w skraplaczu (PrOM – próżniowy ogranicznik mocy)
4. Tor korekcji częstotliwości, w którym kształtuje się charakterystyki: statyczną i dynamiczną regulacji pierwotnej.

Odchyłka mocy wynikająca z porównania mocy rzeczywistej bloku P z czterema ww. sygnałami jest podawana na wejście regulatora PI, którego sygnał wyjściowy poprzez stacyjkę A/R (automatyka/sterowanie ręczne) i przetwornik elektrohydrauliczny steruje położeniem zaworów regulacyjnych turbiny.

Najważniejsze funkcje prezentowanego regulatora turbiny kondensacyjnej to:

- Regulacja obciążenia mocą czynną w układzie z wiodącą turbiną
- Regulacja pierwotna (RP) – utrzymywanie odpowiedniej częstotliwości w systemie
- Regulacja mocy w systemie ARCM (regulacja wtórna)



Rys. 3. Schemat blokowy regulatora mocy turbiny kondensacyjnej

- Regulacja mocy w systemie Y0 (regulacja trójna)
- Regulacja mocy w systemie BPP (bieżący punkt pracy)
- Udostępnienie danych do systemu SMPP-JWCD (system monitorowania parametrów pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych)
- Parowy ogranicznik mocy (POM – zabezpieczenie)
- Próżniowy ogranicznik mocy (PrOM – zabezpieczenie)
- Ręczne sterowanie położeniem zaworów turbiny (stacyjka sterowania ręcznego A/R – „bezuderzeniowe” przejścia z trybu pracy $A \rightarrow R$ $R \rightarrow A$)
- Ograniczniki technologiczne (BOT – blok ograniczeń termicznych)
- Układy do sprawdzania zabezpieczeń turbiny
- Układ diagnostyczny dla przetwornika elektrohydraulicznego i jego urządzeń pomocniczych (filtry i pompy olejowe)
- Diagnostyka układu regulacji w trybie online i offline
- Możliwości komunikacyjne z centralnymi systemami wizualizacji.

4. Badania sprawdzające regulatora

Celem badań było:

- przetestowanie pracy EHR po wdrożeniu nowego regulatora mikroprocesorowego na bloku 120 MW
- sprawdzenie pracy bloku przy zakłóceniach wywołanych zmianą mocy wynikającą z działania regulacji pierwotnej i wtórnej systemu.

Sprawdzenie miało za zadanie skontrolowanie wybranych parametrów dynamicznych bloku. Program badań ułożony był tak, aby odpowiadał harmonogramowi badań odbiorczych bloku, wykonywanych według wymagań OSP. Badania prowadzone w czerwcu 2012 roku miały na celu ocenę pracy bloku przed jego zgłoszeniem do formalnego odbioru przez PSE-Operator. Na rys. 4–12 przedstawiono przebiegi zarejestrowane podczas badań [5].

Wykaz oznaczeń [5]:

- PG [MW] – moc generatora
- pi [Bar] – ciśnienie oleju impulsowego regulatora
- Yh [%] – sygnał nastawczy regulatora
- SUM [MW] – sumaryczna moc zadana (za OSO)
- pT [MPa] – ciśnienie pary świeżej z kotła

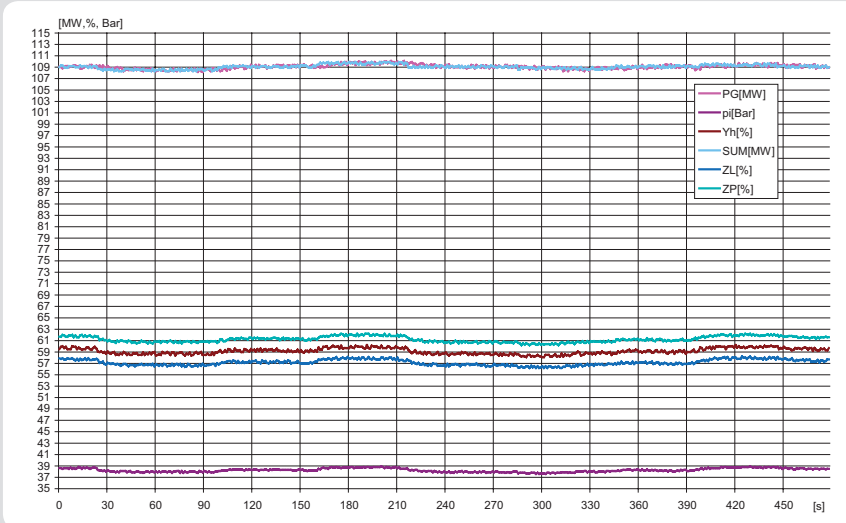
- ZL[%] – położenie zaworu WP lewego
- ZP[%] – położenie zaworu WP prawego.

Próby rozpoczęto przy mocy zadanej 109 MW. Nastawy regulatora mocy wynosiły: $T_i = 7,5$ s, $K = 1,0$. Pracowały wszystkie młyny. Sprawdzano reakcję obwodu mocy na niewielkie zmiany częstotliwości (rys. 4) wynoszące ± 10 mHz a następnie ± 5 mHz (przy nastawach układu regulacji pierwotnej: nieczułość 0 mHz, statyzm $s = 4\%$). Próba czułości układu regulacji wypadła pozytywnie, zmiany mocy były zgodne z nastawami układu regulacji pierwotnej.

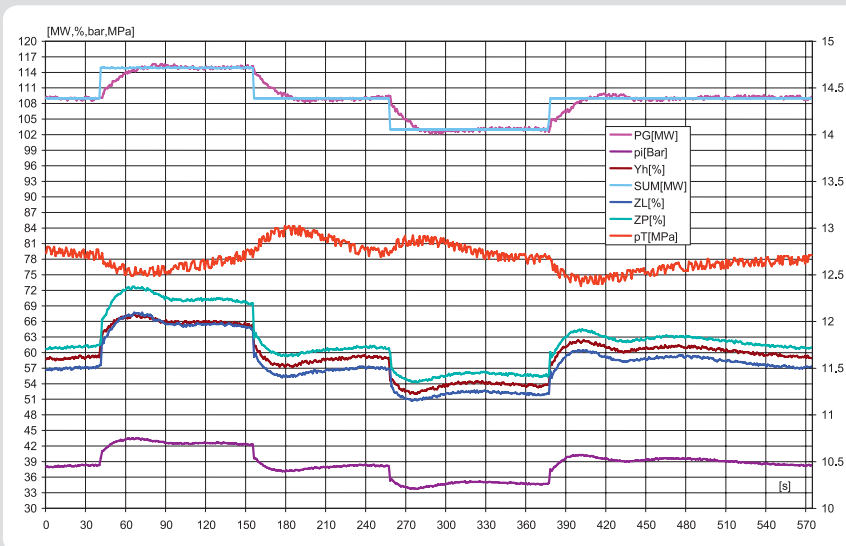
W dalszej części badań zarejestrowano zmianę mocy wywołaną zmianą częstotliwości o $-/+100$ mHz przy statyzmie $s = 4\%$. Przedstawia to rys. 5. Początkowa zmiana wyniosła 100 mHz (z poziomu odniesienia 50,00 Hz). Moc zwiększyła się o 6 MW (z poziomu 109 MW na 115 MW). Po powrocie częstotliwości do wartości 50,00 Hz moc czynna zmieniła się z poziomu 115 na 109 MW. Następnie wymuszono zmianę częstotliwości o $+100$ mHz. w odpowiedzi moc zmieniła się z poziomu 109 MW do wartości 103 MW. Powrót częstotliwości do wartości 50,00 Hz wywołał zmianę mocy do wartości wyjściowej 109 MW. Przeręgowanie mocy czynnej nie przekraczało 0,8 MW (wartość dopuszczalna wynosi 1,2 MW). Dynamika zmian mocy była prawidłowa, stan ustalony osiągnięty został w czasie krótszym niż 30 s. Na przebiegach Y_h i p_i widać wyraźnie działanie regulatora typu PI. Ciśnienie oleju impulsowego nadąża za sygnałem nastawczym.

W próbie przedstawionej na rys. 6 powtórzono próbę przedstawioną na rys. 5, jednak po uprzednim wprowadzeniu w regulatorze głównym członu różniczkującego. Przeręgowania mocy czynnej też nie przekraczały 0,8 MW. Dynamika zmian mocy była prawidłowa. Zauważalne są nieco mniejsze przeręgowania niż w poprzedniej próbie, bez członu różniczkującego.

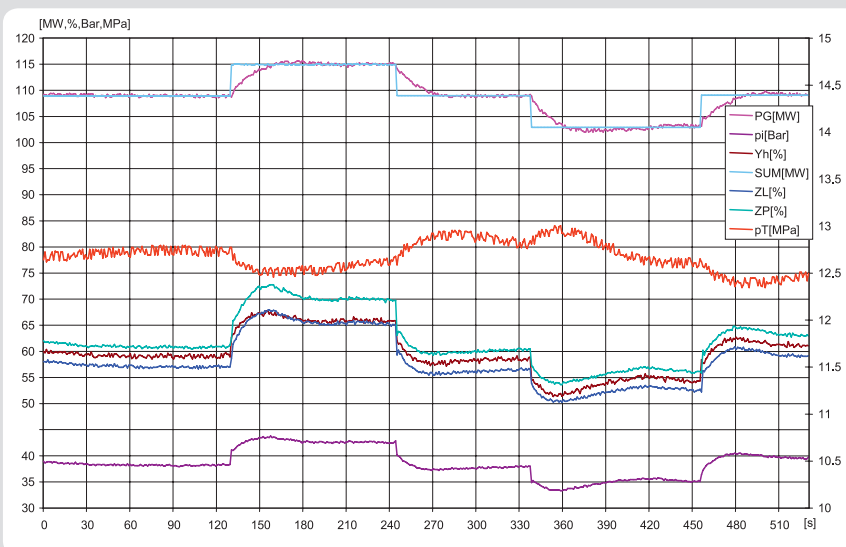
Wszystkie pozostałe próby wykonano z włączonym członem różniczkującym. Na przebiegach Y_h i p_i widać poprawne działanie regulatora: ciśnienie oleju impulsowego nadąża za sygnałem nastawczym. Na rys. 7 i 8 został wykonany test współdziałania regulacji pierwotnej i wtórnej na dwóch poziomach zmian mocy sygnału Y_1 (rys. 7: 105, 118 MW, rys. 8: 115, 103 MW). W czasie zmian mocy



Rys. 4. Sprawdzenie reakcji regulatora na niewielkie zmiany częstotliwości [5]



Rys. 5. Zmiana mocy wywołana regulacją pierwotną [5]



Rys. 6. Zmiana mocy wywołana regulacją pierwotną (z członem różniczkującym) [5]

wywołanych sygnałem Y1 załączona została regulacja pierwotna (skok w dół lub w górę o 6 MW). Warunki dynamiczne przejmowania regulacji pierwotnej zostały spełnione (czas osiągnięcia stanu ustalonego był krótszy od wymaganej wartości 30 s). Regulacja wtórna działała poprawnie (nadażanie mocy rzeczywistej za mocą zadaną).

Wykresy na rys. 9 i 10 przedstawiają cały zakres zmian regulacji wtórnej na dwóch poziomach mocy bazowej 109 i 111 MW. Każdy z testów kończył się szybką zmianą mocy wymuszoną sygnałem interwencyjnym. Żądany zakres zmiany mocy generowanej został zrealizowany.

Czas osiągnięcia mocy zadanej po skoku interwencyjnym mieści się w granicy 30 s. Maksymalne przeregulowanie to ok. 1 MW. Program regulatora musi zapewniać ograniczenia dolne i górne dla pasma regulacyjnego: test sprawdzający te procedury programowe przedstawiono na rys. 11 i 12.

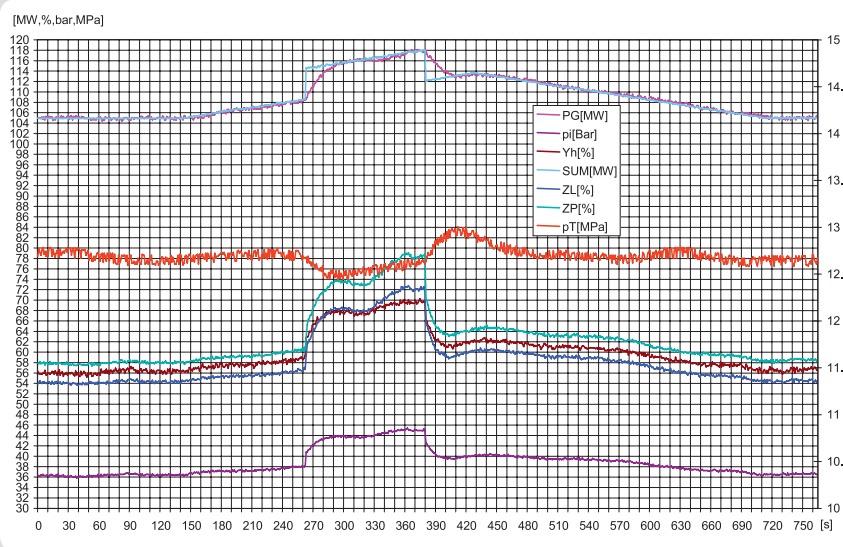
Celem próby było zbadanie działania ograniczenia górnego mocy generowanej (rys. 11). Moc zadana po skoku od regulacji pierwotnej uzyskała wartość 124 MW, natomiast moc generowana przez blok osiągnęła wartość 120 MW. Ograniczenie górne mocy pracuje więc prawidłowo. Czasy dojścia do wartości ustalonej i wartości przeregulowania mocy mieściły się w granicach dopuszczalnych.

Celem drugiej próby było zbadanie działania ograniczenia dolnego mocy generowanej (rys. 12). Moc zadana po skoku od regulacji pierwotnej uzyskała wartość 94 MW, natomiast moc generowana przez blok osiągnęła wartość 96 MW. Ograniczenie dolne mocy pracuje więc prawidłowo.

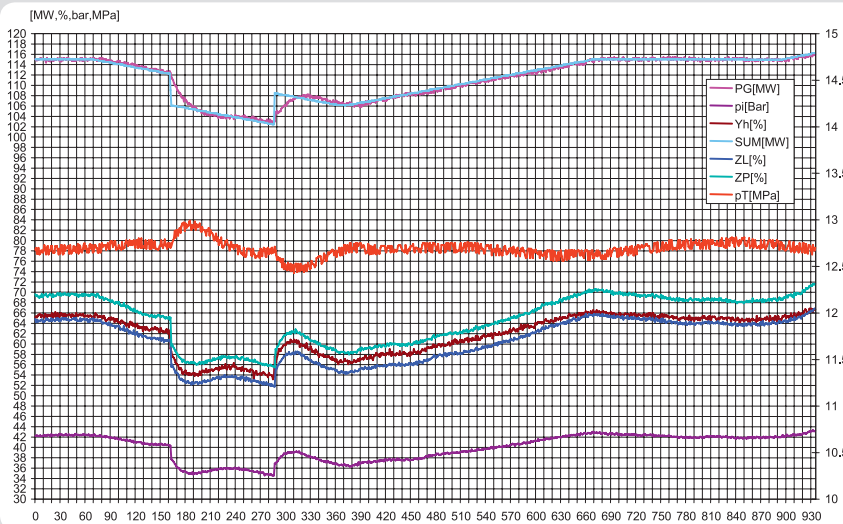
5. Regulator centralny LFC

W polskim systemie elektroenergetycznym wdrażany jest obecnie nowy regulator centralny LFC (ang. *load frequency control*), wykorzystywany w automatycznej regulacji częstotliwości i mocy wymiany. Wymagania stawiane regulatorom JWCD w zakresie współpracy z regulatorem centralnym są wspólne dla wszystkich jednostek biorących udział w regulacji systemu elektroenergetycznego i zostały przygotowane tak, aby ich realizacji mógł się podjąć dowolny wykonawca, korzystając z jak najbardziej standardowych metod. Jednocześnie rozwiązania zaproponowane w budowie regulatora centralnego LFC są na tyle uniwersalne i dostosowane do ogólnego poziomu rozwiązań technicznych, aby zapewnić wymaganą funkcjonalność i nie generować nadmiernych kosztów implementacji interfejsu do systemu LFC. Należy podkreślić, że wdrożenie LFC powinno zostać wykonane w taki sposób, aby zapewnić (np. w przypadku awarii LFC) możliwość przełączenia na poprzedni system ARCM, wykorzystujący sygnał regulacyjny Y1 [4].

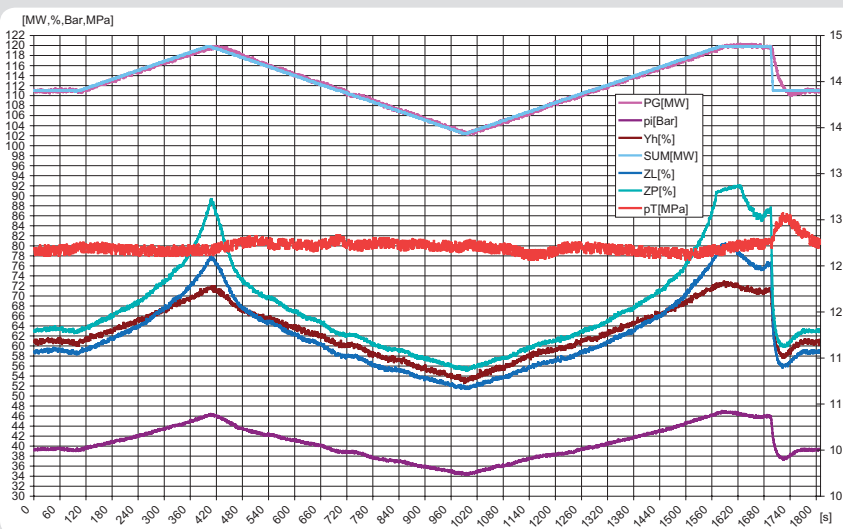
Przez regulację wtórna rozumieemy działania polegające na aktywowaniu mocy na wybranych blokach w ciągu kilku minut, powodując sprowadzenie częstotliwości oraz mocy wymiany międzysystemowej do określonych wartości poprzedzających zakłócenie równowagi, z równoczesnym odbudowaniem możliwości regulacji pierwotnej. Realizacja regulacji wtórnej odbywa się poprzez centralne sterowanie z systemu regulatora centralnego. Celem działania systemu regulacji wtórnej jest utrzymanie uchybu obszarowego w pobliżu zera [4].



Rys. 7. Współdziałanie regulacji wtórnej i pierwotnej w zakresie mocy 105–118 MW [5]



Rys. 8. Współdziałanie regulacji wtórnej i pierwotnej w zakresie mocy 115–103 MW [5]



Rys. 9. Zmiana mocy 111 MW→120 MW→102 MW→120 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok mocy interwencyjnej 120→111 MW [5]

6. Sposób wymiany danych z regulatorem centralnym LFC

Wymiana danych pomiędzy OSP i JWCD odbywać się będzie dwukierunkowo na bazie dwóch niezależnych dróg transmisyjnych w każdej z relacji [4]. Schemat ogólny powiązań komunikacyjnych wykorzystywanych w systemie LFC przedstawiono na rys. 13. Zadawanie sygnałów regulacyjnych oraz wysyłanie planów odbywać się będzie przy wykorzystaniu protokołu ICCP, opartego na warstwie MMS oraz na transporcie TCP/IP, zgodnie z normami: IEC 60870-6-503, IEC 60870-6-802, IEC 60870-6-702, ISO/IEC 9506 [4].

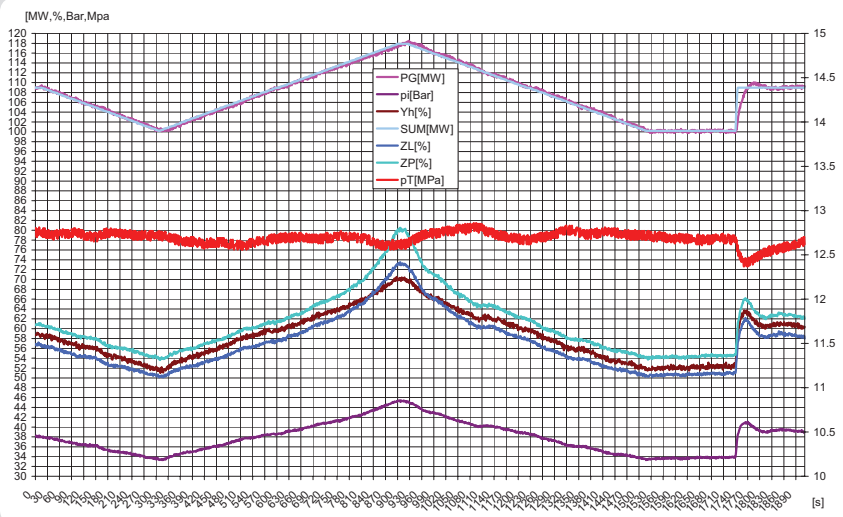
Polecenia sterujące systemu LFC przesyłane będą do JWCD w dwojaki sposób:

- jako polecenia regulacyjne, komendy protokołu ICCP Pw_zadane – bieżąca moc zadana w paśmie regulacji wtórnej [MW] (odpowiednik sygnału Y1) przesyłana będzie jako liczba rzeczywista w postaci sterowania o nazwie Pw_cmd. SRw_cmd, SRp_cmd – zadane stany regulacji wtórnej i pierwotnej.
- jako plan generacji bazowej (Pz_1-Pz_100) (JWCD_Pz_1-100) – moc zadana bloku (odpowiednik BPP), obecnie przesyłana w planie BPKD [MW], przesyłana będzie jako zbiór wartości przyporządkowanych do czasu, reprezentujących plan mocy bazowych na kolejne okresy planowania i prowadzenia ruchu.

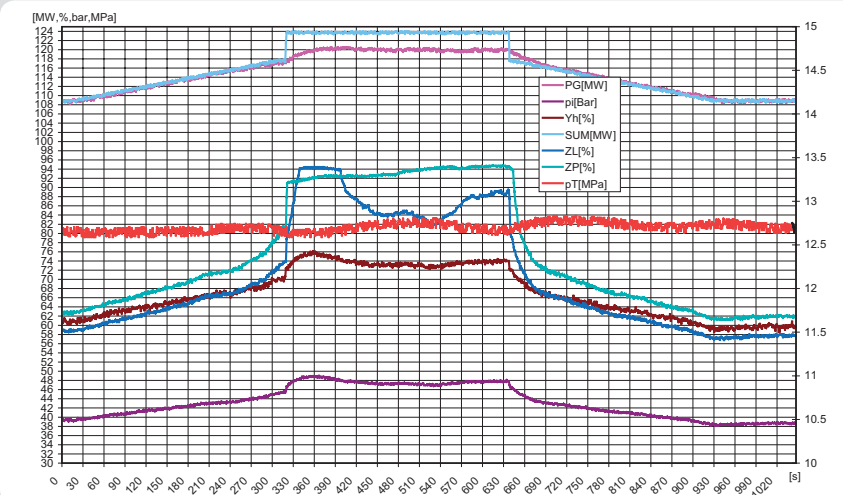
Polecenia te wysyłane będą do jednostek jako liczby wyrażające wartość zadaną mocy w [MW] bądź w przypadku poleceń SRw_cmd i SRp_cmd jako stany zał/wył. Reakcja bloku energetycznego na polecenia Pw_zadane i Pzadane powinna być natychmiastowa. Pw_zadane powinno być niezwłocznie wprowadzone w tor regulacji wtórnej i wykonane z zachowaniem ograniczenia maksymalnej szybkości zmian i zakresu wartości. Wielkość aktualnie realizowana przez JWCD, po uwzględnieniu ogranicznika szybkości zmian i zakresu, oznaczana będzie jako Pw, jak na rys. 14. W przypadku pracy bloku z wyłączoną regulacją wtórną i pierwotną reakcją na zmianę mocy bazowej powinna być zgodna z przyjętym gradientem w ograniczniku szybkości obciążania (OSO na rys. 3). Polecenia włączenia/wyłączenia regulacji przesyłane będą na bieżąco z systemu LFC na podstawie planu BPKD. Operator systemu przesyłowego będzie miał możliwość ich zmiany w zależności od bieżącego stanu systemu elektroenergetycznego. Bloki energetyczne biorące udział w regulacji systemu powinny niezwłocznie, automatycznie reagować na polecenia z systemu LFC w postaci sterowań SRw_cmd i SRp_cmd, co oznacza, że sterowania te powinny być kierowane do układów automatyki blokowej. Jeśli JWCD nie jest zdolna do załączenia z przyczyn technologicznych lub ruchowych, to powinna niezwłocznie zgłosić ten stan poprzez system SOWE, zgodnie z obowiązującymi zasadami zgłaszania niesprawności układów regulacji.

Na rys. 14 przedstawiono schemat modelu układów wejściowych regulatora turbiny JWCD.

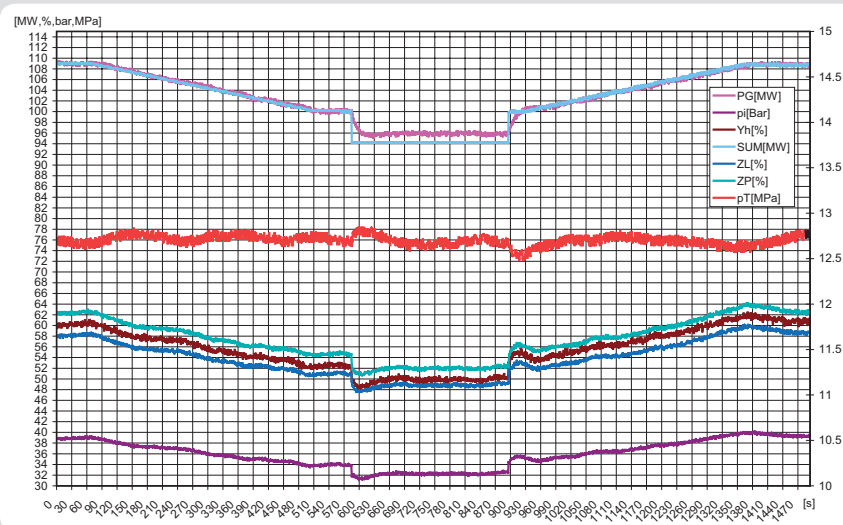
Sygnały regulacyjne przesyłane do JWCD muszą podlegać kontroli po stronie JWCD



Rys. 10. Zmiana mocy 109 MW → 100 MW → 118 MW → 100 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok mocy interwencyjnej 100 → 109 MW [5]



Rys. 11. Zmiana mocy zadanej w zakresie 109 MW → 118 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok od regulacji pierwotnej 118 → 124 MW i powrót regulacji pierwotną 124 → 118 MW, dalej regulacją wtórną 118 → 109 MW [5]



Rys. 12. Zmiana mocy zadanej w zakresie 109 MW → 100 MW wywołana regulacją wtórną oraz skok od regulacji pierwotnej 100 → 94 MW i powrót regulacji pierwotną 94 → 100 MW, dalej regulacją wtórną 100 → 109 MW [5]

tak, aby wyeliminować możliwość przyjęcia niewłaściwego sterowania. Przyjmuje się, że dla sygnału Pw_{zadane} , przesyłanego do JWCD w postaci wartości rzeczywistej, nastąpi kontrola [4]: wartość sterowania Pw_{zadane} musi mieścić się w przedziale $\langle Pw_{max_red}; Pw_{max_nab} \rangle$ (Pw_{max_red} – zakres regulacji wtórnej przy redukcji mocy, Pw_{max_nab} – zakres regulacji wtórnej przy naborze mocy). Sygnały poza zakresem powinny być ignorowane, a informacja o otrzymaniu nieprawidłowej wartości powinna być przekazana OSP, zgodnie z procedurami ruchowymi. Reakcja na Pw_{zadane} w postaci składnika regulacyjnego Pw wprowadzonego na wejście regulatora turbiny powinna być realizowana w postaci liniowej zmiany wartości Pw z szybkością zadeklarowaną przez JWCD.

Zakłada się, iż w stanie normalnej pracy wartości kolejnych skoków Pw_{zadane} mieścić się będą w granicach poniżej 1 MW (ok. 0,1–0,2 MW). Przyjmuje się, że w przypadku utraty łączności pomiędzy serwerami komunikacyjnymi elektrowni i LFC JWCD będzie realizować ostatnie poprawnie pozyskane polecenie regulacyjne Pw_{zadane} aż do momentu odzyskania komunikacji i otrzymania kolejnego poprawnego sterowania [4].

7. Sygnały przesyłane do systemu LFC

Przyjmuje się, że z JWCD pobierane byłyby następujące dane:

Pbrutto – moc wyjściowa brutto bloku [MW]

Pzadane – moc zadana faktycznie przesłana na blok do układu regulacji mocy jako bazowa. Typowo będzie to wartość przesłana przez LFC w postaci fragmentu planu BPKD, ale może to być także wartość wprowadzona manualnie przez operatora bloku [MW]

Pbazowe – moc bazowa bloku [MW]. Moc zadana dla regulatora po OSO

PdF – składnik mocy zadanej bloku wynikający z działania regulacji pierwotnej [MW]

Pw – składnik mocy zadanej bloku wynikający z działania regulacji wtórnej [MW]. Jest to bieżąca wartość mocy w torze regulacji wtórnej

Pw_{zadane} – moc zadana bloku w paśmie regulacji wtórnej przesłana przez OSP z systemu LFC w postaci komendy Pw_cmd [MW]

Rp – stan pracy regulacji pierwotnej [zał/wył]. W stanie „zał” statyzm i strefa martwa powinna być ustawiona na poziomie uzgodnionym z OSP

Rw – stan pracy regulacji wtórnej [zał/wył]

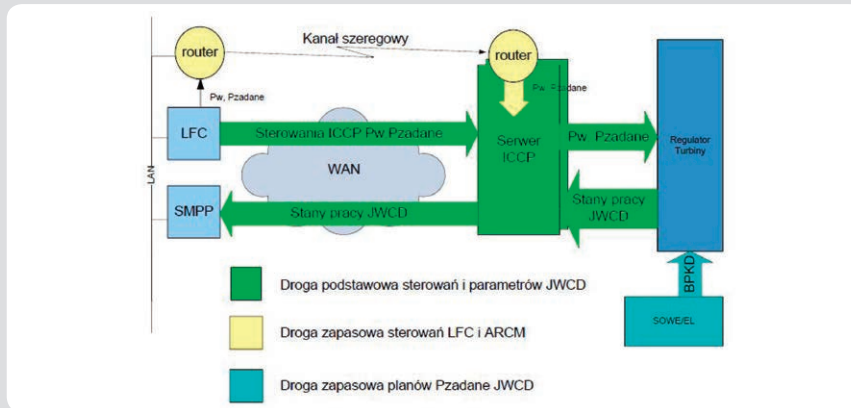
Y1 – wartość sygnału Y1 odbierana w elektrowni jako liczba z przedziału $\langle -31,31 \rangle$

Pzbiorcze – moc zbiorcza zadana bloku, wartość sumaryczna wszystkich składników mocy zadanej na wejściu regulatora bloku [MW]

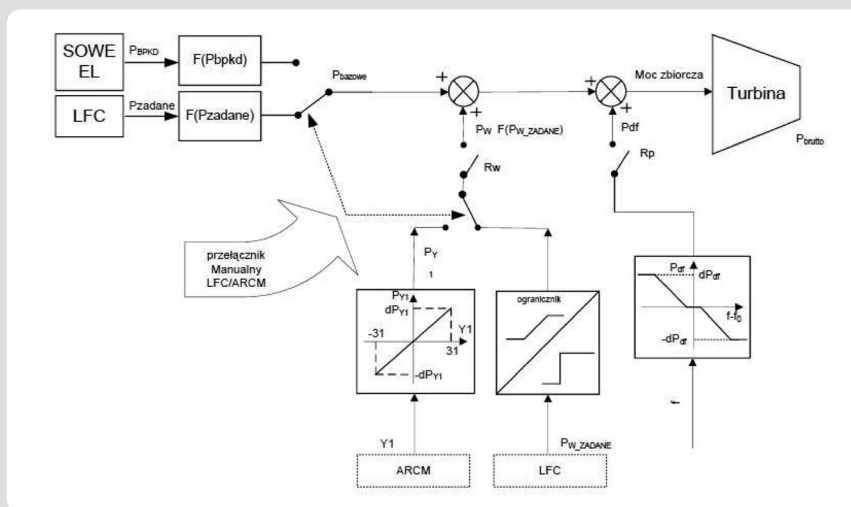
Tpbl – tryb pracy bloku

Obroty – prędkość obrotowa bloku [Obr./min].

Zmienne Pbrutto, Pbazowe, Pzbiorcze, PdF, Pw, Pw_{zadane} i Obroty przesyłane będą cyklicznie w cyklu 1 s. Pozostałe w trybie RBE (ang. *report by exception*), z cyklem skanowania zdarzeń co 1 s. Oznacza to, że transmitowane będą jedynie wartości, które ulegają zmianie oraz dodatkowo wszystkie wielkości



Rys. 13. Schemat ogólny powiązań komunikacyjnych w zakresie regulacji wtórnej [4]



Rys. 14. Sygnały sterujące w regulatorze turbiny [4]

cyklicznie po upływie określonego czasu (ang. *integrity timeout*) zostanie on nastawiony w zakresie 300–900 s. Sygnały T_{pbl} i Obroty powinny zostać zaimplementowane w taki sposób, aby były wypracowywane automatycznie i jednoznacznie z układów automatyki blokowej.

Sygnały te nie mogą być wprowadzane ręcznie przez operatora bloku.

8. Podsumowanie

Zaprojektowane i wykonane w Oddziale Techniki Ciepłej Instytutu Energetyki mikroprocesorowe regulatory mocy,

wdrożone w polskiej energetyce, umożliwiają spełnienie wymagań narzuconych na JWCD.

W celu powiązania pracy tych regulatorów z wdrażanym obecnie systemem LFC należy wykonać pewne prace adaptacyjne (m.in. prace montażowe w szafie regulatora oraz prace programistyczne, wprowadzenie dodatkowych procedur do programu, zmiana interfejsu użytkownika). W szczególności należy:

- oprogramować dwa dodatkowe sterowniki dla portu Ethernet, aby układ działał redundancyjnie już na poziomie komunikacji
- zakupić przemysłowy Switch Ethernet
- utworzyć redundancję łącze komunikacyjne przesyłania danych wg protokołu Modbus TCP/IP
- dostosować program regulatora, aby spełniał założenia układu przedstawionego na rys. 14, należy pamiętać o zachowaniu starego układu i zapewnieniu odpowiedniej diagnostyki i redundancji
- zmienić ekrany wizualizacji regulatorów
- zmienić dokumentację i instrukcję obsługi regulatora
- wykonać próby odbiorcze.

Prace takie zostaną przeprowadzone w najbliższym czasie przez OTC IE w jednej z polskich elektrowni.

Bibliografia

1. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Warszawa 2007, s. 382.
2. Pawlik M., Strzelczyk F., Elektrownie Warszawa, 2009, s. 634.
3. Karczewski J. i in., Assessment of availability of the Power unit participating in the regulation of electric al power system, *Archiwum Energetyki* 2010, tom XL, nr 1, s. 89–103.
4. Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrażania systemu LFC PSE – Operator, wersja 2 Konstancin-Jeziorna, 04.08.2011.
5. Karczewski J. i in., Raport z badań przeprowadzonych 1 czerwca 2012 na bloku nr 1 w EL. Adamów, ITC 2012.

Mariusz Pawlak

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: m.pawlak@mchtr.pw.edu.pl

Adiunkt w Instytucie Automatyki i Robotyki Politechniki Warszawskiej. Specjalista od spraw regulacji turbin. Jego zainteresowania związane są z zastosowaniem technik cyfrowych w sterowaniu, diagnostyce i pomiarach przede wszystkim w energetyce. Zagadnienia, którymi zajmuje się w pracy zawodowej, są również tematycznie związane z jego działalnością w Stowarzyszeniu Elektryków Polskich. Członek Komitetu Automatyki Elektroenergetycznej Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Współautor i autor 2 patentów i 60 publikacji.

Jacek Karczewski

dr inż.

Instytut Energetyki Oddział Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi

e-mail: jacek.karczewski@itc.edu.pl

Pracuje na stanowisku adiunkta, dyrektor „ITC”. Autor ponad 50 artykułów, 40 referatów, 2 patentów, 4 projektów badawczych lub celowych, ponad 100 opracowań wewnętrznych „ITC”. Główne obszary jego zainteresowań naukowych to: automatyka w energetyce (regulacja turbin), przystosowywanie turbin kondensacyjnych do pracy skojarzonej, dostosowanie polskiego systemu elektroenergetycznego do wymagań UE, badania i pomiary w energetyce, energetyczne wykorzystanie biomasy, efektywność energetyczna. Członek rad naukowych Instytutu Techniki Ciepłej i Instytutu Energetyki. Członek Komitetu Automatyki Elektroenergetycznej SEP.