

# Parallel Operation of a Steam Turbo-generator Set and Hydroelectric Sets in an Island System Formed for the National Power System Recovery After Catastrophic Failure

## Authors

Ireneusz Andrzej Grządzielski  
Krzysztof Sroka  
Adam Kurzyński  
Marcin Kaczmarek  
Daria Radsak

## Keywords

catastrophic failure, power system recovery, island formation, parallel operation

## Abstract

The basic scenario of the power system recovery after catastrophic failure is to start the thermal power units that have been shut-down in an emergency by supplying voltage and starting power from self-starting hydroelectric power plants. The consequence of implementing such a plan is the formation of a local island system powered by the hydro plant units in parallel with a turbo-set of the started thermal power plant. The paper presents the results of measurements recorded in a system test of starting a 264 MW unit at the Turów Power Plant with input from Dychów hydro electric Plant. In particular, the ability to synchronize the unit started at Turów with the hydro sets at Dychów loaded with auxiliaries and pumps was assessed.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017306**

Received: 23.02.2017

Received in revised form: 27.04.2017

Accepted: 28.06.2017

Available online: 30.09.2017

## 1. Introduction

The need to develop detailed plans for the power system defence and recovery is due to the real threat of system failures. System recovery after a system failure includes the power supply from units in operation or capable of self-start. An essential step in the system recovery process, after fulfilling the conditions contained in the *Transmission Grid Code* (IRiESP) [1], is the ability to create island systems around thermal power plants, which results in the parallel operation of the started and self-starting units.

With regard to generating unit's ability to assume the island operation, there are some special technical requirements binding for the coordination of turbine control systems, fuel control systems, and protection systems, after speed governor initialisation with concurrent control over power drop or step power increase within the unit's permitted load range. Generating a unit's turbine controller ability is required to automatically and manually switch the operating mode from power control to speed control when assuming the island operation. The voltage

regulator of a unit involved in the system defence and recovery should be able to automatically adjust the voltage within the range of 80–110% of the generator's rated voltage, and to perform properly during a step load increase while assuring an appropriate reactive power output in accordance to the generator's circle diagram [1].

The scenario of energising a thermal unit with the voltage from a pumped storage power plant was implemented on July 10, 2016 at the system test of starting a unit in Turów thermal power plant (hereafter referred to as the Turów Plant), now PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Elektrownia Turów, from Dychów Hydro Power Plant (hereafter HP Dychów), now part of PGE Energia Odnawialna SA Oddział ZEW in Dychów. As part of the system experiment, after setting up a separate starting circuit, and starting a unit in Turów Plant, it was synchronised to an island system previously formed of two hydro sets and the start-up circuit's components, operating autonomously outside the power system. The island system so separated was

loaded with the Turów Plant unit's auxiliaries and accumulator pumps in HP Dychów.

## 2. The course of the system test of starting a unit in Turów Plant by supplying voltage and starting power from HP Dychów

The aim of the system test [2] of starting a unit in Turów Plant from HP Dychów was to confirm the possibility of:

- starting a unit in Turów Plant connected to R-220 kV buses, using the voltage and power supplied over a dedicated 110 kV and 220 kV starting circuit from self-starting HP Dychów
- synchronization of the unit in Turów Plant with the starting circuit
- parallel operation of generating units in Turów Plant and HP Dychów loaded with auxiliaries and pumps in HP Dychów with frequency and voltage regulation.

The starting circuit included 4 substations and a sequence of 110 kV and 220 kV lines with the total length of ca. 154.5 km. The starting circuit's diagram is shown in Fig. 1.

The system experiment was phased into the following stages:

1. Self-start of HP Dychów, including:
  - a) voltage decay on the auxiliaries' switchgear and general load switchgear in HP Dychów
  - b) self-start of 2GA hydro electric set with a Diesel generator
  - c) supply of voltage from 2GA hydro electric set to R-110 kV buses in HP Dychów
  - d) recovery of the main supply of the auxiliaries' switchgear and general load switchgear in the plant from the started hydro electric set
  - e) start and synchronisation of 1GA hydro electric set with the dedicated circuit.
2. Supply of voltage and starting power over the dedicated 110 and 220 kV line circuit from HP Dychów to Turów Plant
3. Additional loading the island system by starting 33GA and 34GA accumulator pumps in HP Dychów (loading the hydro electric sets with the aggregate active and reactive power at the level of ca. 11.5 MW and 2.2 MVar, respectively)
4. Start of unit 6 in Turów Plant and its synchronization with the starting circuit

5. Parallel operation of the generating units loaded with the switchgear of the operated machines' auxiliaries and accumulator pumps in HP Dychów
6. Operation with the changes in the load and power output after the outage of 1GA and 2GA hydro electric sets and 33GA and 34GA accumulator pumps in HP Dychów
7. Completion of the system test – switching the auxiliaries and general load in HP Dychów to power supply from the National Power System (NPS), and switching unit 6 to supply of auxiliaries, and then the unit's synchronization with the NPS.

## 3. The island system structure

A basic task of the system test [2] was the start of the turbo-generator set of unit 6 in Turów Plant and the set's takeover of a portion of the system's load. The island system structure, shown in Fig. 1, consisted of the following elements:

1. starting source – two 1GA and 2GA hydro electric sets in HP Dychów with the same available powers  $P_n = 30.4$  MW (34.5 MVA), 1GB and 2GB 125/10.5 kV 40 MVA unit transformers, and GF02 120/10.5 kV 25 MVA general load transformer that supplies AC01 10.5 kV switchgear with 33GA and 34GA 5.9 MVA accumulator pumps, and GF12 10.5/0.4 kV 630 kVA auxiliary transformer that supplies CA01 0.4 kV auxiliary switchgear with the plant's process loads
2. starting circuit consisted of:
  - a) in 110 kV grid – separated bus systems of the following 110 kV switching substations: Dychów (DYC), Krosno Odrzańskie (KRO) and Leśniów (LES1) with the 110 kV interconnecting lines of total length 23.6 km
  - b) in 220 kV grid – separated bus systems of the following 220 kV switching substations: Leśniów (LES2) and Mikułowa (MIK2) together the ca.107.1 km interconnecting line, and the ca. 24 km feeder from unit 6 in Turów Plant to Mikułowa substation
  - c) in Leśniów substation – AT-2 230 ( $\pm 12 \times 1\%$ )/120 /15.75 kV 160 MVA transformer
3. the unit started in Turów Plant, i.e. unit 6 with G2 (06MKA10)  $P_n = 261$  MW (296.5 MVA) turbo generator with the following transformers: 06BAT10 230/15.75 kV 305 MVA unit transformer

No.	Object	No of devices	Device power	Rated parameters
1	Feed water pump	1	4,500 kW	Un-6,300V; In-481A, n-1,490 rpm, cos-0,88, efficiency-97.4%, Istart-5.5In
2	Cooling water pump	1	1,250 kW	Un-6,300V, In-152A, n-495 rpm, Istart-4.5In, efficiency-95.5%, cos-0.79
3	Condensate pump	1	630 kW	Un-6,300V, In-67,4A, n-1,483 rpm, Istart-5.8In, efficiency-95.1%, cos-0.9
4	Closed cooling water system pump	1	315 kW	Un-6,300V, In-67,4A, n-1,485 rpm, Istart-5.8In, efficiency-96.2%, cos-0.85
5	Flue gas fan	1	3,400 kW	Un-6,000 V, In-392 A, n-996 rpm, Ir-5.0In, efficiency-97,0 %, cos-0.86
6	Primary air fan	1	2,500 kW	Un-6,300V; In-265A, n-1487 rpm cos-0,90, efficiency-96.7%, Istart-5.5In
7	Secondary air fan	1	1,000 kW	Un-6300V, In-110A, n-1489 rpm cos-0.86, efficiency-96.8%, Ir-5.5In
8	High-pressure blower	2	400 kW	Un-6300V, In-45.5A, n-1485 rpm cos-0.84, efficiency-95.5%, Ir-5.5In

Tab. 1. MV drives on Turów Plant's unit 6 powered from 06BBA 6 kV switchgear during island operation

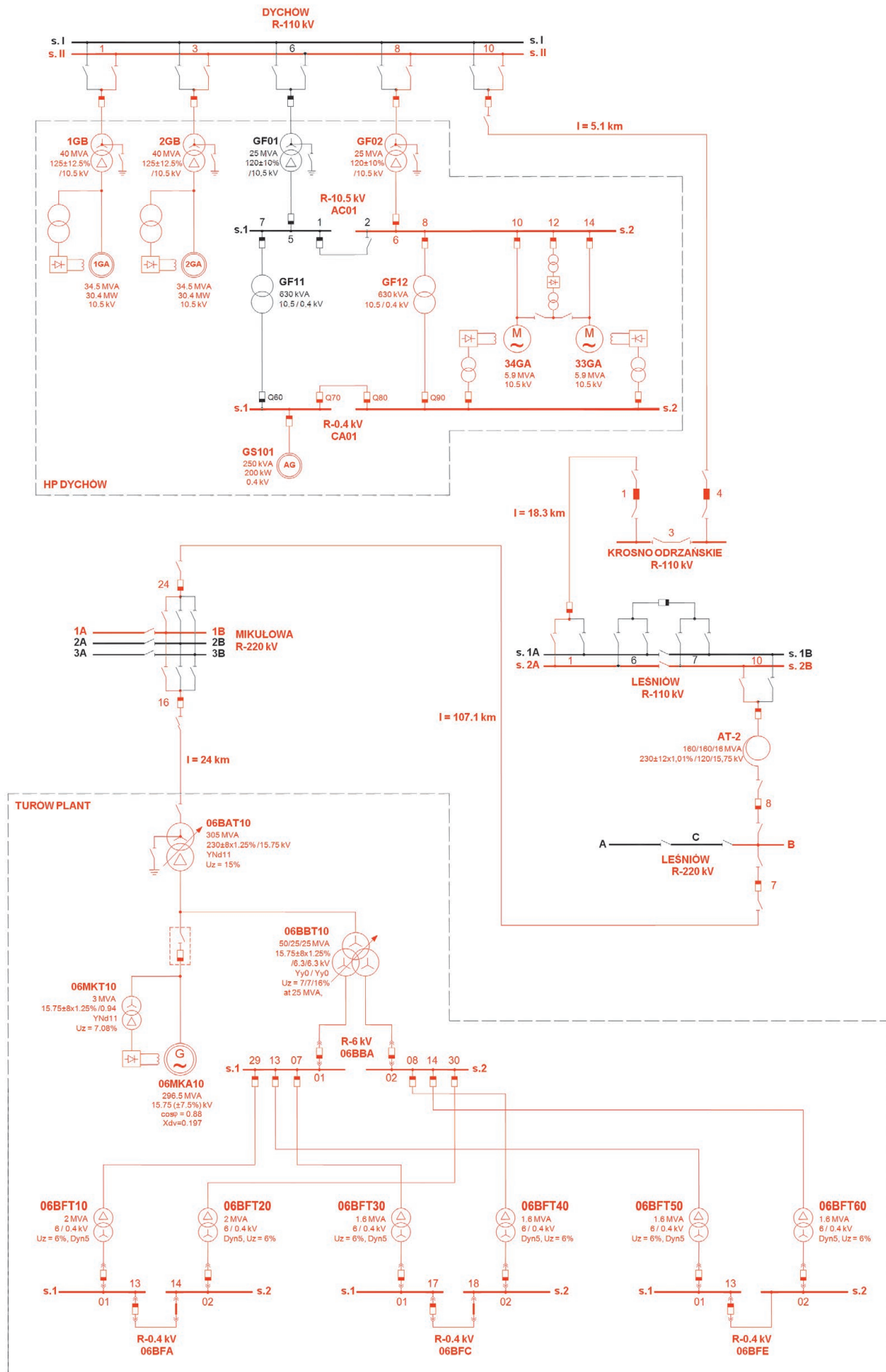


Fig. 1. Diagram of the island system at the July 10, 2016 system test

and 06BBT10 15.75 ( $\pm 8 \times 1,25\%$ )/6.3/6.3 kV 50/25/25 MVA auxiliary transformer with 06BBA 6kV auxiliary switchgear and three 0.4 kV auxiliary switch boards of unit 6

4. drives of the auxiliaries of unit 6 in Turów Plant.

The island system was powered from two hydro electric sets and one steam turbo generator set, and loaded, in addition of the loads in the starting circuit, by:

1. 33GA and 34GA accumulator pumps in HP Dychów with aggregate active and reactive powers ca. 11.5 MW and 2.2 MVar, respectively
2. drives of the auxiliaries of unit 6 in Turów Plant, powered by the 06BBA 6 kV auxiliary switchgear listed in Tab. 1, and the other auxiliaries powered from 0.4 kV switch boards.

Island system’s proper performance depends primarily on the effectiveness of the regulation systems installed in each generation units supplying it.

The turbine regulator in HP Dychów is a Voith Siemens digital controller with several control loops:

- speed control
- wicket gate control
- load (output) control
- synchronous capacitor regime.

Speed control plays an important role in island operation. The rotary speed governor is a PIDP controller capable of adjusting control parameters to operating conditions. Speed control is active when the unit switch is off, and when the limit speed is exceeded in each controller mode. The turbine regulator details are listed in Tab. 2.

The synchronous generators of the HP Dychów generating units are equipped with modern excitation and voltage control systems P100C-SX. The generator voltage is control by the excitation current adjustment.

The P100C-SX features the following control modes:

- automatic control:
  - voltage control
  - power factor control
  - reactive power control
  - grid voltage tracking
- manual control:
  - excitation current control.

The P100C-SX has five limiters to keep generator parameters within a permitted operating area, to avoid outages caused by the generator protection. They include:

- underexcitation limiter
- minimum excitation current limiter
- excitation current limiter
- induction limiter
- stator current limiter.

Fig. 2 shows the 1G hydrogenerator circle diagram.

Rp – permanent droop	4%
Gmax – maximum gate position	50.8
Gmin – minimum gate position	0.0
MXGTOR – maximum gate opening rate	15 s
MXGTOR – maximum gate closing rate	10 s
TR – integration or attenuation time constant	1 s – in the grid 8 s – island operation

Tab. 2. Hydro turbine regulator ratings

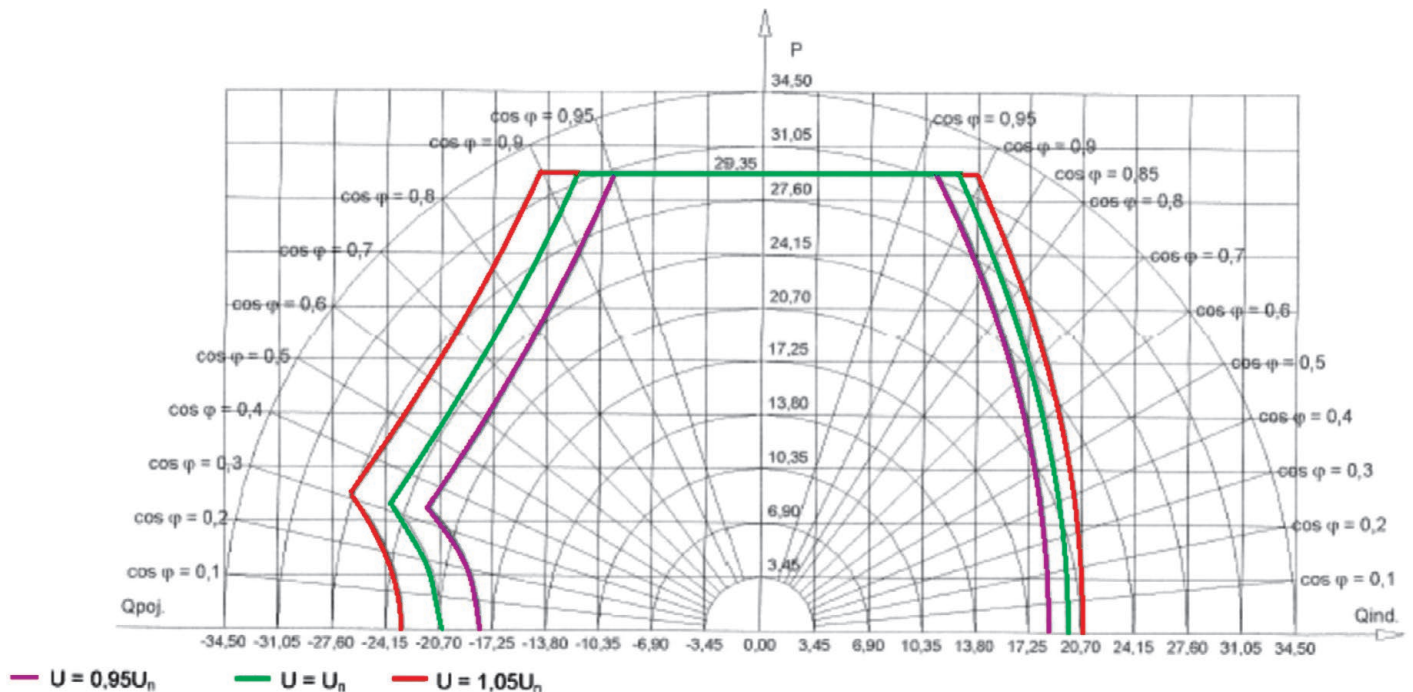


Fig. 2. 1GA hydrogenerator circle diagram

The 261 MW unit 6 power unit in Turów Plant with a fluidized bed boiler, supplying the 220 kV buses in Mikułowa substation is equipped with a EHR TT6 turbine regulator (6% droop) with process systems and equipment necessary for its operation, including a generator switch.

During the test, the voltage regulators of TG6 generators in Turów Plant and of 1GA and 2GA generators in HP Dychów operated in the automatic voltage regulation mode, whereas the TG6 turbine regulator in Turów Plant and 1GA and 2GA turbine regulators in HP Dychów operated in the droop speed control mode RO(P).

#### 4. Selected results obtained during synchronization and parallel operation of the three-machine system

After completion of the starting process of unit 6 in Turów Plant and reaching the turbo generator set speed of ca. 3,000 rpm, at 12:08 hrs in the turbine regulator the conditions were simulated for effective setting of the RO (P) governor's dead zone, and its narrowing begun from  $\pm 300$  mHz to 0 mHz, which was reached in about 3 minutes. Hence at 12:11 hrs unit 6 in Turów Plant was initially prepared for synchronization with the starting circuit.

Further actions involving the generator disconnectors' closure and the turbo set generator's excitation continued after at HP Dychów the emergency was contained after disconnection of 33GA and 34GA accumulator pumps caused by incorrect signaling of the emergency gate closure on the water channel. After re-starting of, and completion of the power take-off by, the accumulator pumps in HP Dychów, the frequency in the separated system oscillated around ca. 50.02 Hz with accuracy ca.  $\pm 30$  mHz. At Turów Plant, TG6 turbine was operated at nominal speed (3000 rpm) and with the governor's dead zone switched off and droop set to 6%. In this operating situation, it was decided to synchronize G6 generator with the starting circuit.

The active and reactive power distribution in the separated system powered by the hydroelectric sets in HP Dychów prior to the synchronization of unit 6, is presented in Tab. 3.

As part of the preparation for the synchronization, the generator disconnector was closed in unit 6 and G6 generator was excited. At 12:34 hrs in Turów Plant the synchroniser was turned on and the automatic synchronisation of the generator with the circuit started. Switching 06BAC10 generator switch on, preceded by the synchroniser's control activities, such as the change of G6 generator voltage from 15.7 to 15.0 kV, occurred at 12:35 hrs and triggered RO (P) governor's switch-on in unit 6. At the moment of synchronization, the unit output was  $P_{G6} \approx 2,1$  MW, followed by the immediate power drop to ca. 0 MW. The frequency suddenly jumped to  $f \approx 50.12$  Hz in response to the unit 6 pre-loading, and the frequency fluctuations in the starting circuit decreased from ca.  $\pm 30$  mHz to ca.  $\pm 2... 4$  mHz.

Gradual loading of G6 generator with active power to  $P_{G6} \approx 6.8$  MW, lasting ca. 4 min and concurrent with unloading of 1GA and 2GA hydro electric sets, was accompanied by a frequency change in the three-machine system within the range of 50.06 to 50.20 Hz.

Hydro electric set loads measured before synchronization of unit 6			
Generating unit	P [MW]	Q [MVar]	U [kV]
1GA	~ 9,5	~ -3,8	~ 10,20
2GA	~ 12,4	~ -5,6	~ 10,15
Generating unit loads measured after completion of regulation processes			
G6 (06MKA10)	~ 11,0	~ -0,7	~ 14,93
1GA	~ 5,3	~ -3,8	~ 10,17
2GA	~ 5,5	~ -5,2	~ 10,15

Tab. 3. Generating unit load measurements

In the separated system, voltages were not controlled by transformer tap changes. As soon as the G6 generator in HP Dychów was fully loaded, the hydro electric sets' active power loads were reduced and levelled. They were adjusted by changing the sets' speed setpoints (speed decrease in 2GA and increase in 1GA), thus in ca. 6 mins reaching the load distribution between the generators (Tab. 3).

The parallel operation of two hydro sets in Dychów and TG6 turbo set in Turów, loaded with HP Dychów general load and unit 6 auxiliaries, was continued for about 20 mins until 12:54 hrs. At this time, efforts were already under way to complete the system test, the first of which was the shutdown of 34GA accumulator pump. The ca. 5.5 MW loss of the load in the separated system made the frequency in the system increase from initial ca. 50.17 Hz to 50.24 Hz, and the adjustment period was about 3... 4 s. When the island operation had stabilised, the frequency in the separated system was ca. 50.2 Hz, the hydro sets' load remained virtually unchanged, and the G6 load settled at  $P_{G6} \approx 5.7$  MW. The whole change in the active power demand was compensated by TG6 turbo set.

The process of planned outage of 1GA and 2GA hydro sets begun at 12:53 and was completed in ca. 1.5 mins, resulting in an increase in G6 generator's active and reactive load to  $P_{G6} \approx 16.5$  MW and  $Q_{G6} \approx -12,5$  MVar. The frequency in the separated system after 1GA and 2GA hydro sets' outage was ca. 50.11 Hz, the voltage at G6 turbogenerator's terminals practically had not changed, and the voltage at the end of the starting circuit, i.e. on the R-110 kV buses of DYC1 substation, increased and was ca. 117.8 kV ( $\Delta U_{DYC1} \approx 3.4$  kV) – which translated into the voltage on HP Dychów auxiliaries of ca. 410 V.

Switching off the other accumulator pump and switching over the HP Dychów auxiliaries and general load supply from G6 to the NPS ended the plant's participation in the test.

After 33GA accumulator pump's shutdown, G6 was loaded with active and reactive powers  $P_{G6} \approx 11$  MW and  $Q_{G6} \approx -13.7$  MVar, respectively, at frequency ca. 50.16 Hz and unchanged voltage on G6 terminals equal to ca. 15 kV. The voltage on the R-110 kV bus of DYC1 substation was ca. 118.6 kV.

After switching the HP Dychów auxiliaries and general load supply to the NPS, the starting circuit's liquidation begun. The individual circuit breakers in the substations participating in the test were switched off from Dychów to Mikułowa. The last

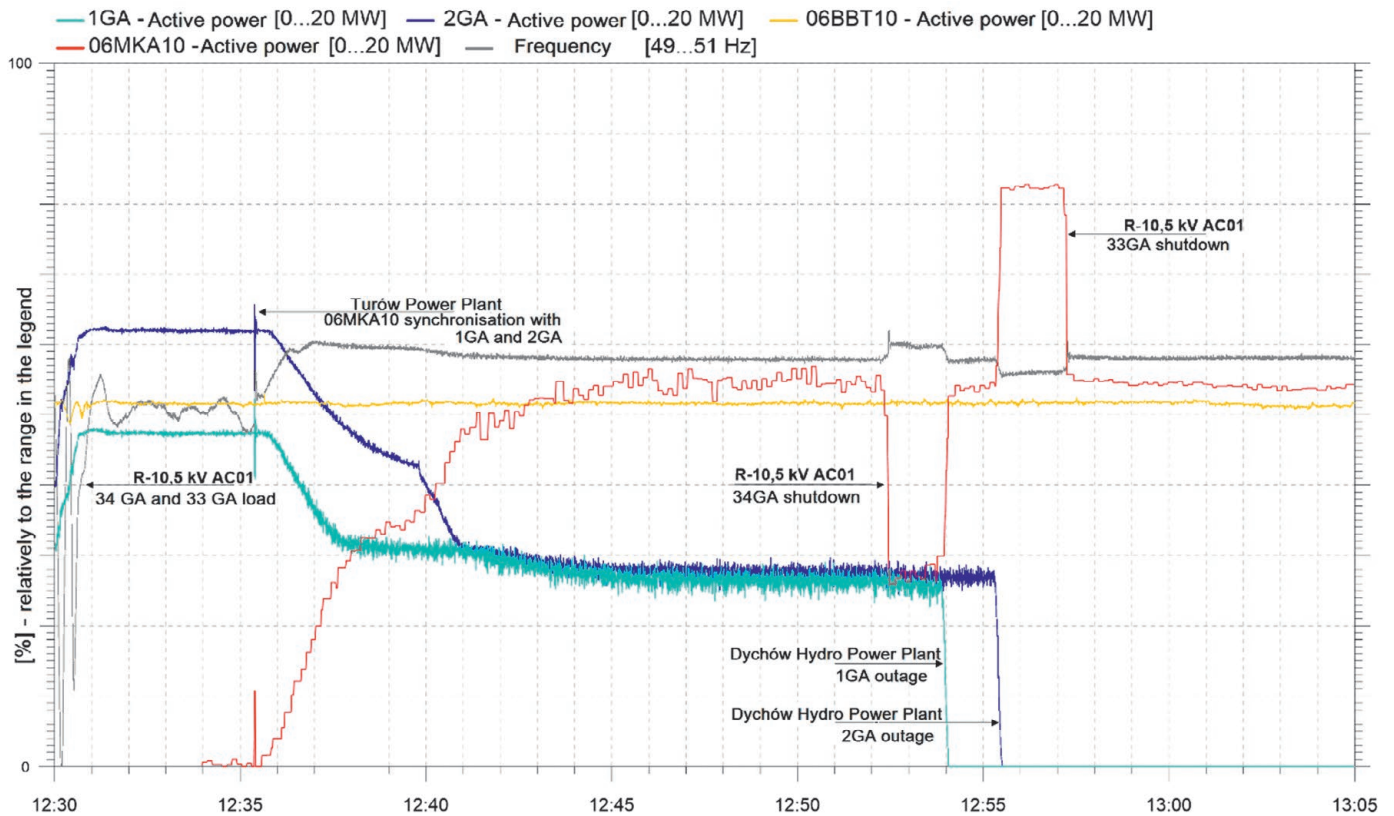


Fig. 3. Active power balance of 1GA and 2GA hydro electric sets and G6 (06MKA10) generator, and loading 06BBT10 transformer during G6 (06MKA10) synchronization with starting circuit and parallel operation of units in Turów and Dychów plants

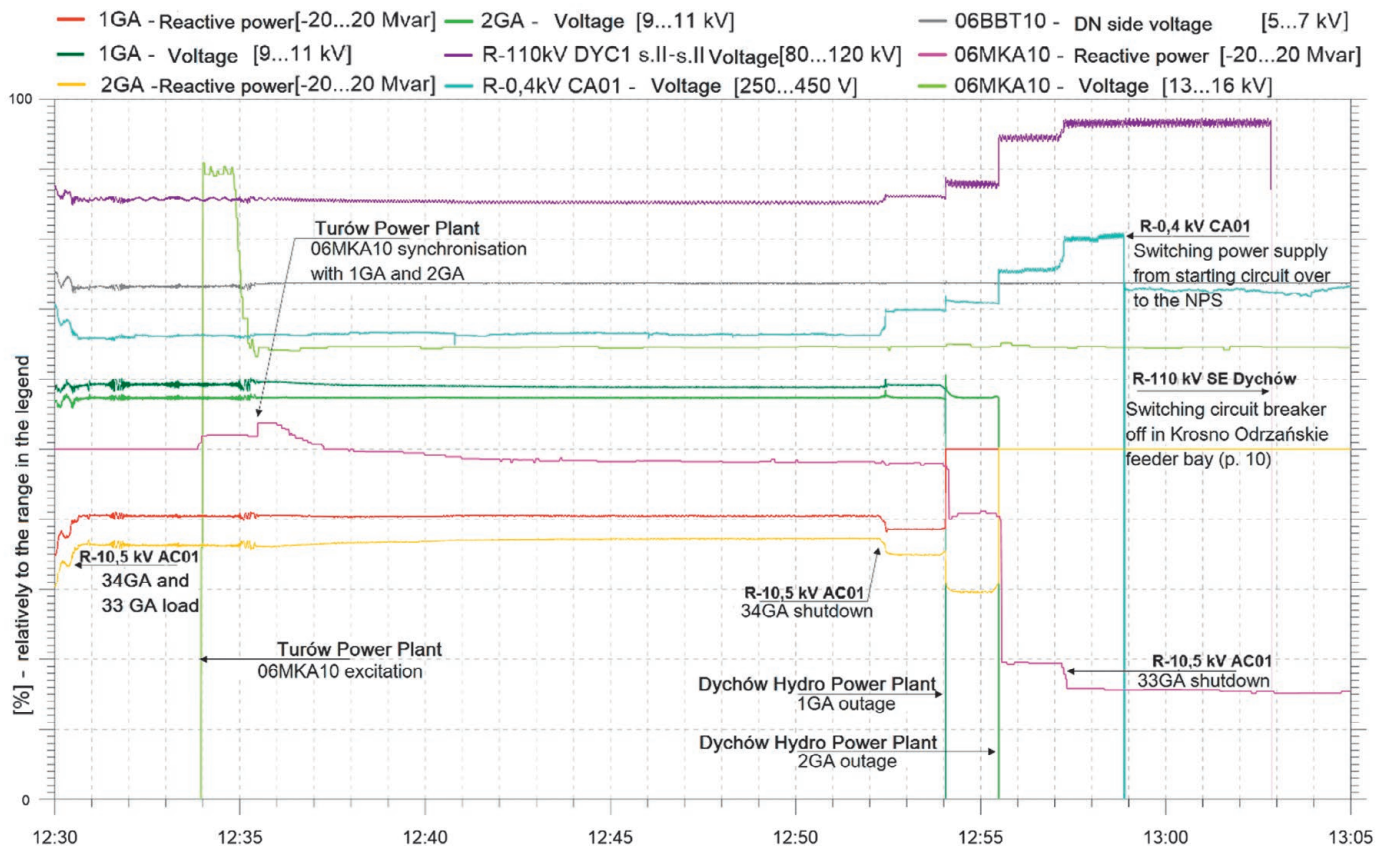


Fig. 4. Technical parameters of 1GA and 2GA hydro electric sets and G6 (06MKA10) generator, of R-110 kV switchgear of DYC1 substation and R-0.4 kV switchboard of CA01 auxiliary substation, and of 06BBT10 transformer during G6 (06MKA10) synchronization with starting circuit and parallel operation of units in Turów and Dychów plants

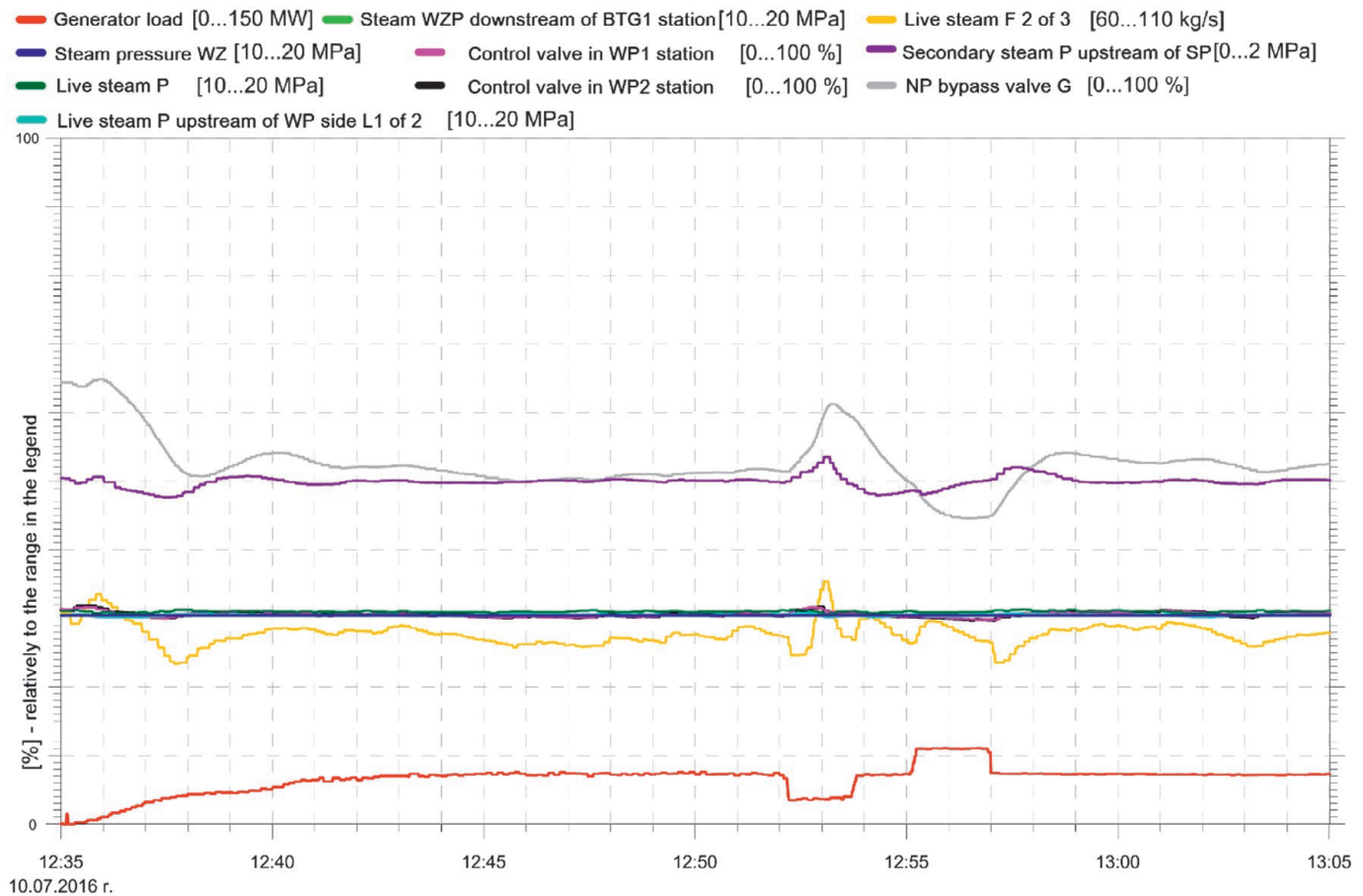


Fig. 5. Process parameters of unit 6 in Turów Power Plant during G6 (06MKA10) generator synchronization with starting circuit and parallel operation of units in Turów and Dychów plants

switching operation in the circuit was to switch off the unit circuit breaker in bay 16 of the R-220 kV switchgear in MIK2, and to switch unit 6 for the supply of its auxiliaries (PPW). After this operation, the unit was connected to the system powered by the NPS, and after the governor dead zone recovery, synchronised with the NPS.

Two key moments in the circuit's liquidation were switching the 220 kV LSN-MIK line off, and switching the unit over to the PPW mode. The line's switch-off made the reactive power jump from ca.  $-15.2$  to  $-8.8$  MVar. This change did not disturb the unit operation – the voltage on the generator terminals remained unchanged.

Changes in the load of the island with the tri-machine system enabled clear illustration of the frequency regulation capability of TG6 in Turów Plant. The governor operated in the proportional control mode RO(P) correctly maintained the frequency of the flexible grid, with the high adjustment accuracy of  $\pm 0.1$  Hz around the setpoint. The experiment has shown the advantageous properties of the operation of the control systems in the ROR variant on unit 6 in Turów Plant. In this mode, the boiler produced an assumed steam surplus over the turbine's current demand, which was directed through the turbine's bypass stations to the condenser. A constant steam pressure equal to the nominal pressure was maintained upstream of the turbine. Such operation of unit 6 had ensured its ability to respond to

current frequency changes following load changes in the island, while providing favourable operating conditions for automatic control systems.

Fig. 3–5 show the above discussed changes in electrical parameters and process parameters of the generating units participating in the system test during G6 generator's synchronization with the starting circuit and parallel operation of the units in Turów Plant and HP Dychów.

## 5. Conclusions

The system test of starting unit 6 in Turów Power Plant has shown a real picture of the frequency and voltage regulation processes implemented with the systems of automatic control of 1GA and 2GA hydroelectric sets and of unit 6, i.e. speed governors RO (P) operated in proportional control mode, and generator voltage regulators operated in automatic mode. The RO (P) regulators reliably and steadily maintained the frequency in the separated system.

After the automatic synchronization of unit 6 with the starting circuit on the generator switch the unit load stabilised at ca. 6.8 MW and the system frequency increased by about 200 mHz and stabilized at 50.20 Hz. Parallel operation of the three generating units with total rated power 321 MW loaded with ca. 22 MW and with speed control RO(P) turned on in each unit, was very stable.

The unit was automatically synchronised with the separated system in a relatively short time. Also, the TG6 power take-off after the synchronization (less than the unit auxiliaries' demand) was as expected, ensuring stable operation of the separated three-machine system. Turów Power Plant has thus confirmed its ability to start from a self-starting source, and the possibility to synchronize and operate in parallel the started thermal unit with the separated system.

## REFERENCES

1. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci" [The Transmission Grid Code – [Conditions for using and operating the grid, and planning its development] – Version 2.0 [online],
2. <http://www.pse.pl/index.php?modul=10&gid=405> [access: 09.02.2017].
3. "Report of »Próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów« [System test of starting a unit in Turów Power Plant from Dychów Hydro Power Plant], commissioned by PSE SA and developed by Consortium of the Poznań University of Technology, Institute of Power Engineering and ZPBE Energopomiar-Elektryka Gliwice, Poznań, September 2016.

### Ireneusz Andrzej Grządzielski

Poznań University of Technology, Institute of Electrical Power Engineering

e-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology in 1973. Now an assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. Scope of his academic interest includes problems of transient operations of the power system, defence and reconstruction of the power system upon catastrophic failures, and connection of distributed generation – especially RES – to the power system.

### Krzysztof Sroka

Poznań University of Technology, Institute of Electrical Power Engineering

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pit.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering in Poznań University of Technology (1976). He received his PhD in engineering at the same faculty (1986). Now an assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. His research interests include issues related to power plant operation in power system, issues of defence and recovery of a power plant's or co-generation plant's generating capability in the states of catastrophic failure, and combined generation of electricity and heat.

### Adam Kurzyński

ZP-BE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.

e-mail: adam.kurzynski@elektryka.com.pl

Graduated in electrical machines and appliances engineering from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology (1994). Now a specialist engineer at the Grid Department of ZPBE Energopomiar-Elektryka. His professional interests include the issues of defence and recovery of the NPS power supply using hydro electric sets and gas and heat units installed in CHPs and power plants, energy security of industrial plants and regulatory and operational properties of renewable sources.

### Marcin Kaczmarek

ZP-BE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.

e-mail: marcin.kaczmarek@elektryka.com

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology (2002). Now a specialist engineer at the Grid Department of ZPBE Energopomiar-Elektryka. His professional interests include the issues of defence and recovery of the NPS power supply using hydro electric sets and gas and heat units installed in CHPs and power plants, energy security of industrial plants and regulatory and operational properties of renewable sources.

### Daria Radsak

Poznań University of Technology, Institute of Electrical Power Engineering

e-mail: daria.radsak@put.poznan.pl

Faculty member and doctoral student at the Faculty of Electrical Engineering, Poznań University of Technology. In 2016 graduated in power engineering from Poznań University of Technology. Her area of interest includes security of energy supplies, as well as combined heat and power generation.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Praca równoległa turbozespołu parowego i hydrozespołów w układzie wyspowym stworzonym w warunkach odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej

### Autorzy

Ireneusz Andrzej Grządzielski  
Krzysztof Sroka  
Adam Kurzyński  
Marcin Kaczmarek  
Daria Radsak

### Słowa kluczowe

awaria katastrofalna, odbudowa systemu elektroenergetycznego, tworzenie układu wyspowego, praca równoległa

### Streszczenie

Podczas odbudowy systemu elektroenergetycznego, po wystąpieniu awarii katastrofalnej podstawowym scenariuszem jest uruchomienie bloków elektrowni ciepłych, które zostały odstawione awaryjnie, przez podanie napięcia i mocy rozruchowej z samostartujących elektrowni wodnych. Konsekwencją realizacji takiego planu jest tworzenie lokalnego układu wyspowego, w którym źródłem mocy elektrycznej będą równoległe pracujące hydrozespoły elektrowni wodnej i turbozespół uruchomionej elektrowni ciepłej. W referacie przedstawione zostaną wyniki pomiarów zarejestrowane w trakcie próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego o mocy 264 MW w Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów. W szczególności ocenie poddane zostaną możliwości synchronizacji uruchomionego bloku w Elektrowni Turów z hydrogeneratorami EW Dychów, obciążonymi potrzebami własnymi jednostek wytwórczych i pompami w EW Dychów.

Data wpływu do redakcji: 23.02.2017

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 27.04.2017

Data akceptacji artykułu: 28.06.2017

Data publikacji online: 30.09.2017

### 1. Wprowadzenie

Konieczność opracowywania szczegółowych planów obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego wynika z realnego zagrożenia awariami systemowymi. Odbudowa systemu po wystąpieniu awarii systemowej uwzględnia podanie napięcia z jednostek pozostających w ruchu bądź zdolnych do samorozruchu. Istotnym etapem procesu odbudowy systemu, po spełnieniu warunków zawartych w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP) [1], jest możliwość tworzenia układów wyspowych wokół elektrowni ciepłych, co prowadzi w konsekwencji do pracy równoległej maszyn uruchamianych oraz maszyn samostartujących.

W zakresie zdolności przechodzenia jednostek wytwórczych do pracy wyspowej stawiane są specjalne wymagania techniczne dotyczące koordynacji układów regulacji turbiny, układów regulacji paliwa oraz układów zabezpieczeń, po zainicjowaniu działania regulatora prędkości obrotowej z jednoczesnym opanowaniem zrztu mocy lub skokowego przyrostu mocy w zakresie dopuszczalnych obciążeń jednostki wytwórczej. Wymaga się, aby regulator turbiny jednostki wytwórczej był zdolny do automatycznej oraz manualnej zmiany trybu pracy z regulacji mocy na regulację prędkości obrotowej podczas przechodzenia do pracy wyspowej.

Regulator napięcia jednostki uczestniczącej w procesie obrony i odbudowy systemu powinien być zdolny do automatycznej regulacji napięcia w przedziale 80–110% napięcia znamionowego generatora oraz do poprawnego działania w czasie skokowego przyrostu mocy obciążenia przy zapewnieniu odpowiedniego poziomu mocy biernej, zgodnie z wykresem kołowym generatora [1].

Scenariusz podania napięcia z elektrowni szczytowo-pompowej do jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej zrealizowano w dniu 10 lipca 2016 r. podczas próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego w elektrowni ciepłej Turów (dalej Elektrowni Turów), aktualnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA Oddział Elektrownia Turów, z Elektrowni Wodnej Dychów (dalej EW Dychów), aktualnie wchodzącej w skład spółki PGE Energia Odnawialna SA Oddział ZEW w Dychowie. W ramach eksperymentu systemowego, po utworzeniu wydzielonego toru rozruchowego i uruchomieniu bloku w Elektrowni Turów nastąpiła jego synchronizacja do układu wyspowego, utworzonego wcześniej z dwóch hydrozespołów i elementów toru rozruchowego, pracującego autonomicznie poza systemem elektroenergetycznym. Wydzielony układ wyspowy był obciążony urządzeniami potrzeb własnych pracującego bloku Elektrowni Turów oraz pompami akumulacyjnymi w EW Dychów.

### 2. Przebieg próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego w Elektrowni Turów przez podanie napięcia i mocy rozruchowej z EW Dychów

Celem przeprowadzonej próby systemowej [2] uruchomienia bloku Elektrowni Turów z EW Dychów było potwierdzenie możliwości:

- uruchomienia bloku Elektrowni Turów, przyłączonego do szyn R-220 kV, z wykorzystaniem napięcia i mocy podawanej wydzielonym torem rozruchowym 110 kV i 220 kV z samostartującej EW Dychów
- synchronizacji bloku Elektrowni Turów z torem rozruchowym
- pracy równoległej jednostek wytwórczych w Elektrowni Turów i EW Dychów obciążonych potrzebami własnymi i pompami w EW Dychów z regulacją częstotliwości i napięcia.

Tworzony tor rozruchowy obejmował 4 stacje elektroenergetyczne oraz ciąg linii 110 kV i 220 kV o sumarycznej długości około 154,5 km. Schemat utworzonego toru rozruchowego przedstawiono na rys. 1.

Przeprowadzony eksperyment systemowy podzielony był na następujące fazy:

1. Samostart EW Dychów, w tym realizację:
  - a) zaniku napięcia na rozdzielniach potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów
  - b) samostartu hydrozespołu 2GA z wykorzystaniem agregatu prądotwórczego Diesla

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Lp.	Nazwa Obiektu	Liczba urządzeń	Moc urządzenia	Parametry znamionowe
1	Pompa wody zasilającej	1	4500 kW	Un-6300V; In-481A, n-1490 obr/min, cos-0,88, spr-97,4%, Ir-5,5In
2	Pompa wody chłodzącej	1	1250 kW	Un-6300V, In-152A, n-495 obr/min, Ir-4,5In, spr-95,5%, cos-0,79
3	Pompa kondensatu	1	630 kW	Un-6300V, In-67,4A, n-1483 obr/min, Ir-5,8In, spr-95,1%, cos-0,9
4	Pompa zamkniętego układu wody chl.	1	315 kW	Un-6300V, In-37,2A, n-1485 obr/min, Ir-5,8In, spr-96,2%, cos-0,85
5	Wentylator spalin	1	3400 kW	Un-6000 V, In-392 A, n-996 obr/min, Ir-5,0In, spr-97,0%, cos-0,86
6	Wentylator powietrza pierwotnego	1	2500 kW	Un-6300V, In-265A, n-1487 obr/min cos-0,90, spr-96,7%, Ir-5,5In
7	Wentylator powietrza wtórnego	1	1000 kW	Un-6300V, In-110A, n-1489 obr/min cos-0,86, spr-96,8%, Ir-5,5In
8	Dmuchawa wysokiego ciśnienia	2	400 kW	Un-6300, In-45,5A, n-1485 obr/min cos-0,84, spr-95,5%, Ir-5,5In

Tab. 1. Zestawienie napędów SN na bloku nr 6 Elektrowni Turów zasilanych z rozdzielni 6 kV 06BBA w czasie pracy wyspowej

- c) podania napięcia z hydrozespołu 2GA na szyny rozdzielni R-110 kV SE Dychów
- d) przywrócenia zasilania podstawowego rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych elektrowni z uruchomionego hydrozespołu
- e) uruchomienia i synchronizacji z układem wydzielonym hydrozespołu 1GA
2. Podanie napięcia i mocy rozruchowej wydzielonym torem liniowym 110 i 220 kV z EW Dychów do Elektrowni Turów
3. Dociążenie utworzonego układu wyspowego poprzez uruchomienie w EW Dychów pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA (dociążenie hydrozespołów sumaryczną mocą czynną i bierną na poziomie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar)
4. Uruchomienie bloku nr 6 w Elektrowni Turów i jego synchronizacja z torem rozruchowym
5. Praca równoległa jednostek wytwórczych obciążonych rozdzielniami potrzeb własnych pracujących maszyn oraz pompami akumulacyjnymi w EW Dychów
6. Praca ze zmianami obciążenia i generacji mocy po odstawieniu hydrozespołów 1GA i 2GA oraz pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA w EW Dychów
7. Zakończenie próby systemowej – przełączenie zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów na zasilanie z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) oraz przejście bloku nr 6 do pracy na potrzeby własne, a następnie synchronizacja bloku z KSE.

### 3. Struktura wydzielanego układu wyspowego

Jednym z podstawowych zadań próby systemowej [2] było uruchomienie turbozespołu bloku nr 6 w Elektrowni Turów i przejście części obciążenia wydzielonego systemu przez ten turbozespół. Struktura wydzielonego układu wyspowego, która została przedstawiona na rys. 1, składała się z następujących elementów:

1. źródła rozruchowego – dwóch hydrozespołów 1GA i 2GA w EW Dychów o takich samych mocach osiągalnych  $P_n = 30,4$  MW (34,5 MVA), transformatorów blokowych 125/10,5 kV 1GB i 2GB o mocach 40 MVA i transformatora

- potrzeb ogólnych elektrowni 120/10,5 kV GF02 o mocy 25 MVA zasilającego rozdzielnię 10,5 kV AC01 wraz z przyłączonymi do niej pompami akumulacyjnymi 33GA i 34GA o mocach po 5,9 MVA i transformatorem potrzeb własnych 10,5/0,4 kV GF12 o mocy 630 kVA zasilającym rozdzielnię potrzeb własnych 0,4 kV CA01 z urządzeniami technologicznymi elektrowni
  2. toru rozruchowego złożonego:
    - a) w sieci 110 kV – z wydzielonych systemów szyn rozdzielni 110 kV: SE Dychów (DYC), SE Krosno Odrzańskie (KRO) i SE Leśniów (LES1) wraz z łączącymi je liniami 110 kV o łącznej długości ok. 23,6 km
    - b) w sieci 220 kV – z wydzielonych systemów szyn rozdzielni 220 kV SE Leśniów (LES2) i SE Mikułowa (MIK2) wraz z łączącą je linią o długości ok. 107,1 km oraz linii blokowej łączącej SE Mikułowa z blokiem nr 6 w Elektrowni Turów o długości około 24 km
    - c) w SE Leśniów – z autotransformatora 230 ( $\pm 12 \times 1\%$ )/120/15,75 kV AT-2 o mocy 160 MVA
  3. uruchamianego bloku w Elektrowni Turów – bloku nr 6 z turbozespołem G2 (06MKA10) o mocy  $P_n = 261$  MW (296,5 MVA), wyposażonego w transformatory: blokowy 230/15,75 kV 06BAT10 o mocy 305 MVA i potrzeb własnych 15,75 ( $\pm 8 \times 1,25\%$ )/6,3/6,3 kV 06BBT10 o mocy 50/25/25 MVA wraz z przynależną rozdzielnią potrzeb własnych 6 kV 06BBA i trzema rozdzielniami potrzeb własnych bloku nr 6 0,4 kV
  4. napędów potrzeb własnych bloku nr 6 Elektrowni Turów.
- Obciążenie w wydzielonym układzie wyspowym, zasilanym z dwóch

hydrozespołów i jednego turbozespołu parowego, poza obciążeniami wynikającymi z utworzonego toru rozruchowego, stanowiły:

1. pompy akumulacyjne 33GA i 34GA w EW Dychów z mocą czynną i bierną na poziomie łącznie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar
2. napędy urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów zasilane z rozdzielni potrzeb własnych 6 kV 06BBA, zestawione w tab. 1, oraz pozostałe urządzenia potrzeb własnych zasilane z rozdzielni 0,4 kV.

Poprawność pracy układu wyspowego zależy przede wszystkim od skuteczności układów regulacji zainstalowanych w każdej z jednostek wytwórczych zasilających wyspę obciążeniową.

W EW Dychów regulator turbiny jest regulatorem cyfrowym firmy Voith Siemens, w którym występuje kilka pętli sterowania:

- sterowanie prędkości
- sterowanie otwarciem zasuw
- sterowanie obciążeniem (mocą)
- tryb kondensatora synchronicznego.

W ramach pracy wyspowej istotną rolę odgrywa regulacja prędkości. Regulator prędkości obrotowej jest regulatorem typu PIDP zdolnym do zmiany parametrów sterowania w zależności od warunków pracy. Regulacja prędkości jest aktywna, kiedy wyłącznik blokowy jest wyłączony oraz w przypadku przekroczenia prędkości granicznej w każdym trybie regulatora. Dane regulatora turbiny przedstawiono w tab. 2.

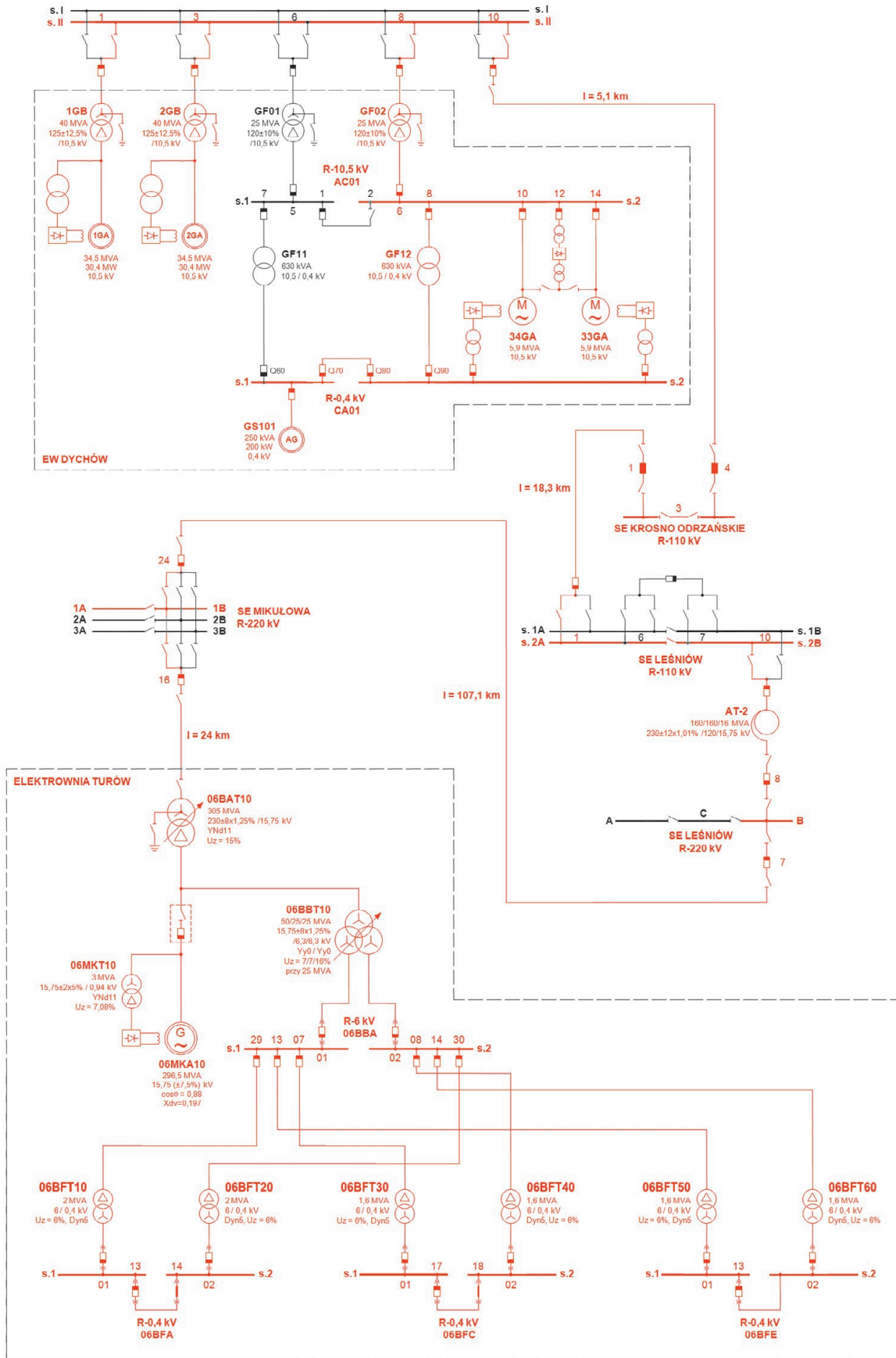
Generatory synchroniczne jednostek wytwórczych w EW Dychów wyposażone są w nowoczesne układy wzbudzenia i regulacji napięcia P100C-SX. Regulacja napięcia generatora odbywa się w wyniku regulacji prądu wzbudzenia.

Rp – trwały statyzm	4%
Gmax – maksymalne położenie zasuw	50,8
Gmin – minimalne położenie zasuw	0,0
MXGTOR – maksymalna prędkość otwarcia zasuw	15 s
MXGTCR – maksymalna prędkość zamknięcia zasuw	10 s
TR – stała czasowa całkowania lub tłumienia	1 s – w sieci, 8 s – praca wyspowa

Tab. 2. Dane znamionowe regulatorów turbin wodnych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Schemat wydzielanego układu wyspowego podczas próby systemowej 10 lipca 2016 roku

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Układ P100C-SX cechuje się poniższymi trybami regulacji:

- regulacja automatyczna:
  - regulacja napięcia
  - regulacja współczynnika mocy
  - regulacja mocy biernej
  - śledzenie napięcia sieci
- regulacja ręczna:
  - regulacja prądu wzbudzenia.

Regulator P100C-SX posiada pięć ograniczników, których zadaniem jest utrzymywanie parametrów generatora wewnątrz dozwolonego obszaru pracy, w celu uniknięcia wyłączeń powodowanych przez zabezpieczenie generatora. Należą do nich:

- ogranicznik niedowzbudzenia
- ogranicznik minimalnego prądu wzbudzenia
- ogranicznik prądu wzbudzenia
- ogranicznik indukcji
- ogranicznik prądu stojana.

Na rys. 2 przedstawiono wykres kołowy hydrogeneratora 1GA.

Blok energetyczny 261 MW nr 6 w Elektrowni Turów z kotłem fluidalnym, pracujący na szyny rozdzielni 220 kV w stacji Mikulowa, wyposażony jest w regulator turbiny typu EHR TT6 (statyzm 6%) wraz z układami i urządzeniami technologicznymi niezbędnymi dla jego pracy, w tym wyłącznik generatorowy.

Regulatory napięcia generatorów TG6 w Elektrowni Turów oraz 1GA i 2GA w EW Dychów w czasie próby pracowały w trybie automatycznej regulacji napięcia, natomiast w regulatorach turbin TG6 w Elektrowni Turów oraz 1GA i 2GA w EW Dychów w czasie próby załączony był tryb statycznej regulacji prędkości obrotowej RO(P).

#### 4. Wybrane wyniki uzyskane podczas synchronizacji i pracy równoległej układu trójmaszynowego

Po zakończeniu procesu uruchomienia bloku nr 6 w Elektrowni Turów i osiągnięciu przez turbozespół prędkości obrotowej równej ok. 3000 obr/min, o godz.

12.08 w regulatorze turbiny zasymulowano warunki dla skutecznego ustawienia strefy martwej regulatora prędkości RO(P) i rozpoczęto jej zawężanie z  $\pm 300$  mHz do wartości 0 mHz, co zostało osiągnięte po około 3 minutach. Tym samym o godz. 12.11 blok nr 6 Elektrowni Turów został wstępnie przygotowany do synchronizacji z torem rozruchowym.

Dalsze działania obejmujące zamknięcie odłącznika generatorowego i wzbudzenie generatora turbozespołu kontynuowane były po opanowaniu przez EW Dychów sytuacji awaryjnej związanej z odstawieniem pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA, spowodowanym nieprawidłową sygnalizacją zamknięcia awaryjnej zasowy na kanale wodnym. Po ponownym uruchomieniu i zakończeniu naboru mocy przez pompy akumulacyjne w EW Dychów częstotliwość w układzie wydzielonym oscylowała wokół wartości równej ok. 50,02 Hz z dokładnością ok.  $\pm 30$  mHz. W Elektrowni Turów turbina TG6 pozostawała w pracy z nominalną prędkością obrotową (3000 obr/min) oraz wyłączoną strefą nieczułości regulatora prędkości obrotowej i statyzmem ustawionym na 6%. W takiej sytuacji ruchowej podjęto decyzję synchronizacji generatora G6 z torem rozruchowym.

Przed synchronizacją bloku nr 6 rozkład mocy czynnej i biernej w układzie

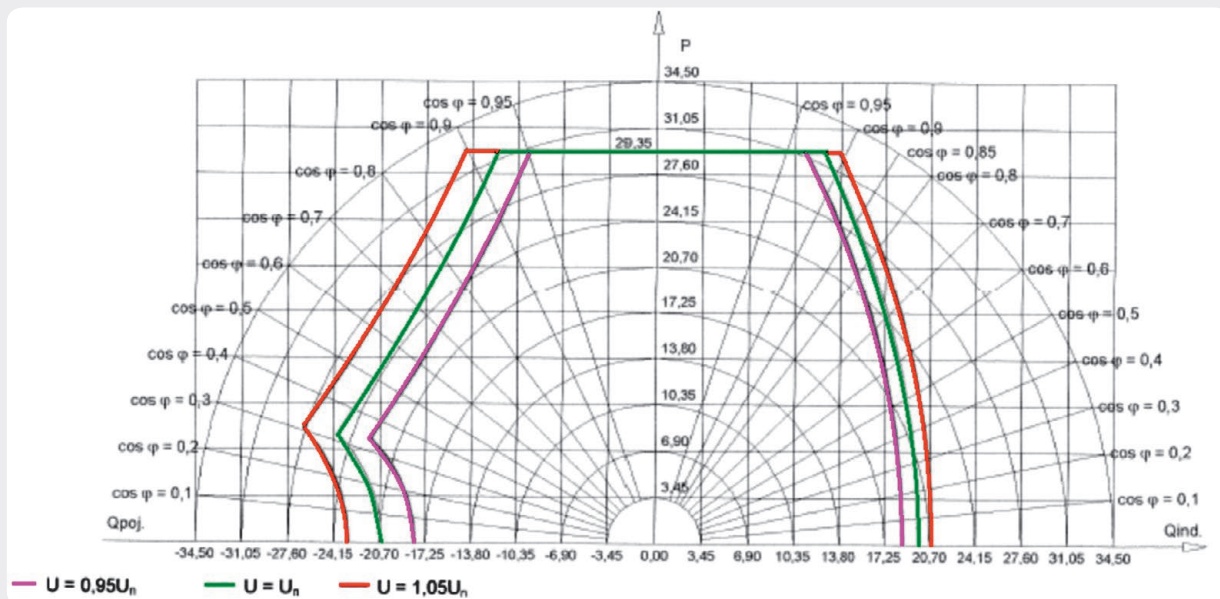
wydzielonym zasilanym z hydrozespołów w EW Dychów przedstawiono w tab. 3.

W ramach przygotowań do synchronizacji zamknięto odłącznik generatorowy na bloku nr 6 i wzbudzone generator G6. O godz. 12.34 w Elektrowni Turów załączono synchronizator i rozpoczęto automatyczną synchronizację generatora z torem. Załączenie wyłącznika generatorowego 06BAC10, poprzedzone działaniami regulacyjnymi realizowanymi przez synchronizator, tj. m.in. zmianą napięcia generatora G6 z 15,7 do 15,0 kV, nastąpiło o godzinie 12.35 i spowodowało załączenie regulacji prędkości obrotowej RO(P) na bloku nr 6. W chwili synchronizacji blok wszedł z mocą  $P_{G6} \approx 2,1$  MW, po czym nastąpiło natychmiastowe wycofanie mocy do wartości ok. 0 MW. Nastąpił skokowy wzrost częstotliwości do poziomu  $f \approx 50,12$  Hz, wywołany wstępnym obciążeniem bloku nr 6, oraz zmniejszenie występujących wahań częstotliwości w torze rozruchowym z ok.  $\pm 30$  mHz do ok.  $\pm 2 \dots 4$  mHz.

Stopniowemu obciążaniu generatora G6 mocą czynną do wartości  $P_{G6} \approx 6,8$  MW, trwającemu ok. 4 min, i w tym samym czasie odciążaniu hydrozespołów 1GA i 2GA towarzyszyła zmiana częstotliwości w układzie trójmaszynowym w zakresie wartości 50,06–50,20 Hz.

Wielkości obciążeń hydrozespołów zmierzone przed synchronizacją bloku nr 6			
Jednostka wytwórcza	P [MW]	Q [Mvar]	U [kV]
1GA	~ 9,5	~ -3,8	~ 10,20
2GA	~ 12,4	~ -5,6	~ 10,15
Wielkości obciążeń jednostek wytwórczych zmierzone po zakończeniu procesów regulacyjnych			
G6 (06MKA10)	~ 11,0	~ -0,7	~ 14,93
1GA	~ 5,3	~ -3,8	~ 10,17
2GA	~ 5,5	~ -5,2	~ 10,15

Tab. 3. Zmierzone wielkości obciążeń jednostek wytwórczych



Rys. 2. Wykres kołowy hydrogeneratora 1GA

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL

W układzie wydzielonym nie były prowadzone regulacje napięć z wykorzystaniem przełączników zaczepów transformatorów. Niezwłocznie po naborze obciążenia generatora G6 EW Dychów wykonała zmniejszenie oraz wyrównanie obciążenia mocą czynną hydrozespołów. Regulację prowadzono poprzez zmiany wartości zadanej prędkości obrotowej hydrozespołów (zmniejszenie prędkości na 2GA i zwiększenie na 1GA), osiągając tym samym po ok. 6 minutach rozkład obciążenia mocą poszczególnych generatorów (tab. 3).

Praca równoległa dwóch hydrozespołów w EW Dychów i turboszespołu TG6, w Elektrowni Turów, obciążonych potrzebami ogólnymi EW Dychów i potrzebami własnymi bloku nr 6 utrzymana została przez ok. 20 minut do godz. 12.54. W tym czasie rozpoczęte zostały już działania zmierzające do zakończenia próby systemowej, których pierwszym elementem była realizacja odstawiania jednej z pomp akumulacyjnych 34GA. Ubytek obciążenia w układzie wydzielonym na poziomie ok. 5,5 MW spowodował wzrost częstotliwości w układzie wydzielonym z początkowych ok. 50,17 Hz do wartości 50,24 Hz, przy czym okres regulacji wyniósł ok. 3...4 s. Po ustabilizowaniu pracy wyspy częstotliwość w układzie wydzielonym wyniosła ok. 50,2 Hz, obciążenie hydrozespołów pozostało na praktycznie niezmiennym poziomie, natomiast obciążenie G6 ustaliło się na wartości  $P_{G6} \approx 5,7$  MW. Cała zmiana zapotrzebowanej mocy czynnej została skompensowana przez turboszepeł TG6.

Proces planowego odstawiania hydrozespołów 1GA i 2GA rozpoczął się o godzinie 12.53 i został zrealizowany w czasie ok. 1,5 min, co spowodowało wzrost obciążenia mocą czynną i bierną generatora G6 do poziomu  $P_{G6} \approx 16,5$  MW

i  $Q_{G6} \approx -12,5$  Mvar. Częstotliwość w układzie wydzielonym po odstawieniu hydrozespołów 1GA i 2GA wyniosła ok. 50,11 Hz, napięcie na zaciskach turbogeneratora G6 praktycznie nie uległo zmianie, natomiast napięcie na końcu ciągu rozruchowego, tj. na szynach R-110 kV SE DYCI, wzrosło i wyniosło ok. 117,8 kV ( $\Delta U_{DYCI} \approx 3,4$  kV) – co przełożyło się na wartość napięcia na potrzebach własnych EW Dychów równą ok. 410 V.

Wyłączenie drugiej pompy akumulacyjnej oraz przełączenie zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów z zasilania z G6 na zasilanie z KSE zakończyły udział tej elektrowni w próbie.

Po odstawieniu pompy akumulacyjnej 33GA obciążenie mocą czynną i bierną G6 kształtowało się na poziomie  $P_{G6} \approx 11$  MW i  $Q_{G6} \approx -13,7$  Mvar, przy częstotliwości równej ok. 50,16 Hz i niezmiennym poziomie napięcia na zaciskach generatora G6 równym ok. 15 kV. Poziom napięcia na szynach R-110 kV SE DYCI wyniósł ok. 118,6 kV.

Po przełączeniu zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów na zasilanie z KSE przystąpiono do likwidacji toru rozruchowego. Wyłączenia poszczególnych wyłączników w stacjach uczestniczących w próbie realizowano od SE Dychów do SE Mikułowa. Ostatnią operacją łączeniową w torze było wyłączenie wyłącznika blokowego w polu nr 16 w R-220 kV MIK2 i przejście bloku nr 6 do pracy na potrzeby własne (PPW). Po tej operacji blok został przyłączony do systemu zasilanego z KSE i po przywróceniu strefy nieczułości regulatora prędkości obrotowej zsynchronizowany z KSE.

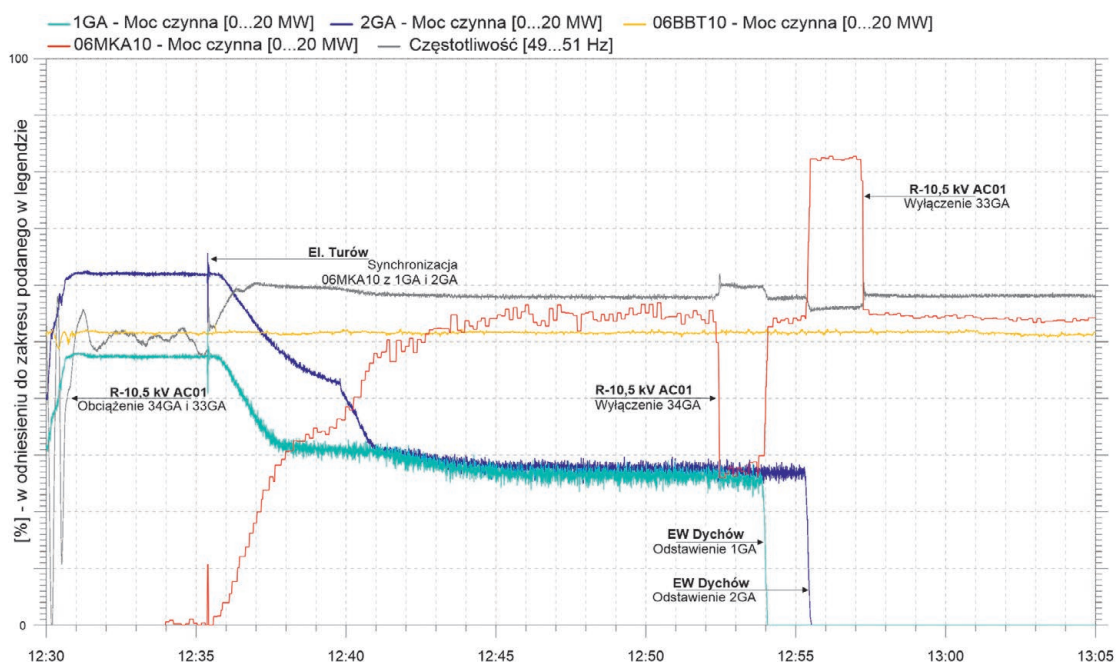
Podczas likwidacji toru dwoma kluczowymi momentami było wyłączenie spod napięcia linii 220 kV LSN – MIK oraz przejście bloku do stanu PPW. Wyłączenie

linii spowodowało skokową zmianę mocy biernej z ok.  $-15,2$  na  $-8,8$  Mvar. Zmiana ta nie spowodowała zaburzeń w pracy bloku – napięcie na zaciskach generatora pozostało na niezmiennym poziomie.

Zmiany obciążenia wyspy z układem trójmaszynowym pozwoliły dobrze zobrazować zdolność regulacyjną częstotliwości przez TG6 w Elektrowni Turów. Regulator prędkości obrotowej pracujący w trybie regulacji proporcjonalnej RO(P) prawidłowo utrzymywał częstotliwość sieci elastycznej, regulacja prowadzona była z wysoką dokładnością w zakresie  $\pm 0,1$  Hz wokół wartości zadanej. Próba pokazała korzystne właściwości działania układów regulacji w wariancie ROR na bloku nr 6 w Elektrowni Turów. W tym trybie kocioł wytwarzał założoną nadwyżkę pary ponad aktualne parowe zapotrzebowanie turbiny, która przez stacje obejściowe turbiny kierowana była do skraplacza. Przed turbiną utrzymywane było stałe ciśnienie pary równe ciśnieniu nominalnemu. Takie prowadzenie bloku nr 6 zapewniło jego zdolność do bieżącego reagowania na zmiany częstotliwości powodowane zmianami obciążenia w wyspie, stwarzając jednocześnie korzystne warunki pracy dla układów automatycznej regulacji. Na rys. 3–5 przedstawiono omówione powyżej zmiany parametrów elektrycznych i parametrów technologicznych jednostek wytwórczych biorących udział w próbie systemowej w czasie synchronizacji generatora G6 z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów.

## 5. Wnioski

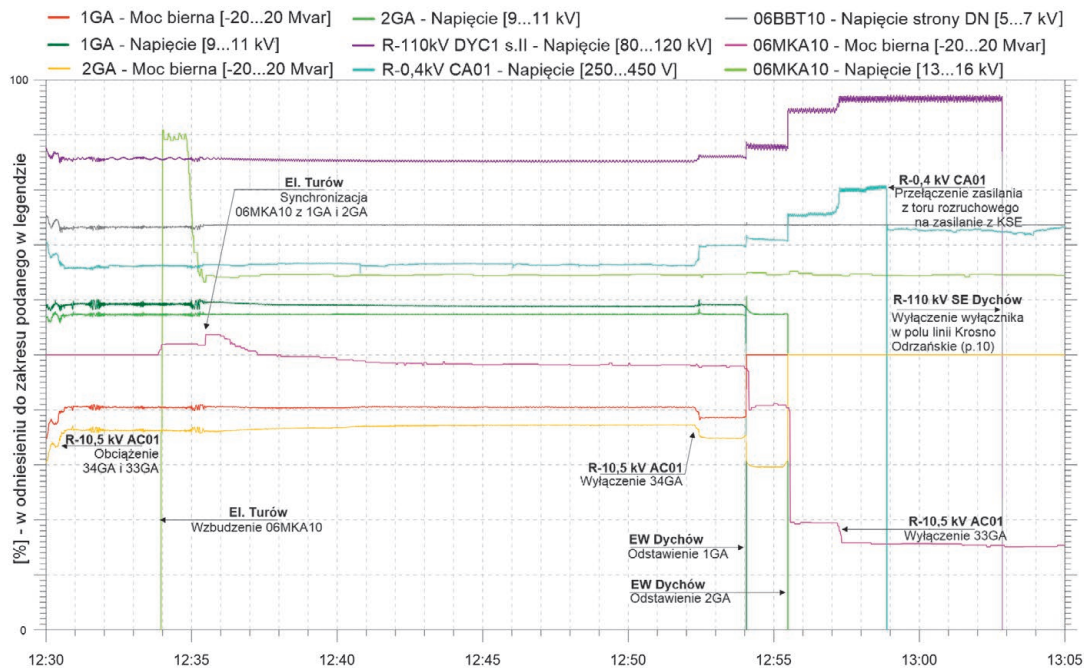
1. Przeprowadzona próba systemowa uruchomienia bloku nr 6 w Elektrowni Turów pokazała rzeczywisty obraz procesów regulacji częstotliwości



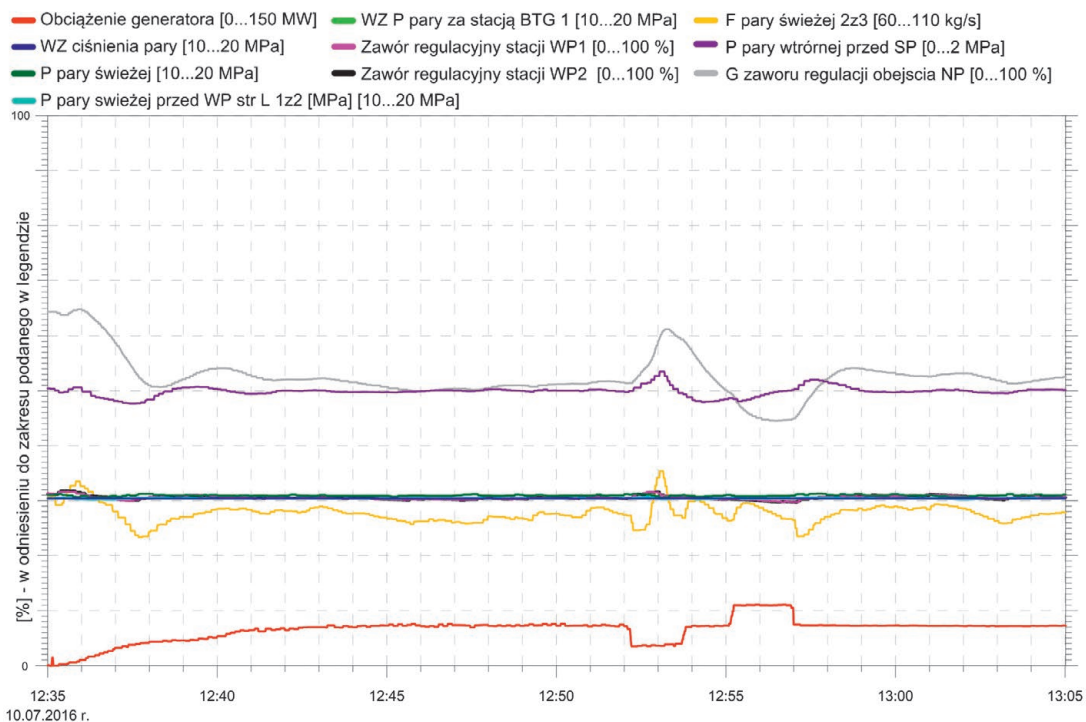
Rys. 3. Bilans mocy czynnej hydrozespołów 1GA i 2GA i generatora G6 (06MKA10) oraz obciążenie transformatora 06BBT10 w czasie synchronizacji G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 4. Parametry elektryczne hydrozespołów 1GA i 2GA i generatora G6 (06MKA10) oraz na R-110 kV DY1, R-0,4 kV CA01 i na transformatorze 06BBT10 w czasie synchronizacji G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów



Rys. 5. Parametry technologiczne bloku nr 6 w Elektrowni Turów w czasie synchronizacji generatora G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów

i napięcia realizowanych z udziałem układów automatycznej regulacji hydrozespołów 1GA i 2GA oraz bloku nr 6, tj. regulatorów prędkości obrotowej RO(P) pracujących w trybie regulacji proporcjonalnej, oraz regulatorów napięcia

generatorów działających w trybie automatycznej regulacji. Regulatory RO(P) w sposób pewny i stabilny utrzymywały częstotliwość w układzie wydzielonym.  
2. Po automatycznej synchronizacji bloku nr 6 z torem rozruchowym na wyłączniku

generatorowym obciążenie bloku ustabilizowało się na poziomie ok. 6,8 MW, a częstotliwość w układzie wzrosła o ok. 200 mHz i ustabilizowała się na poziomie 50,20 Hz. Równoległa praca trzech jednostek wytwórczych o łącznej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 69–76. When referring to the article please refer to the original text.

PL

mocy znamionowej równej 321 MW z obciążeniem wynoszącym ok. 22 MW i załączonym na każdej jednostce trybie regulacji prędkości obrotowej RO(P) była bardzo stabilna.

- Przeprowadzona automatyczna synchronizacja bloku z układem wydzielonym została zrealizowana w stosunkowo krótkim czasie. Zgodny z oczekiwaniami był też nabór mocy TG6 po synchronizacji (mniejszy od zapotrzebowania potrzeb własnych bloku), zapewniając stabilną pracę trójfazowego układu rozdzielonego. Elektrownia Turów potwierdziła

tym samym zdolność do jej uruchomienia ze źródła samostartującego oraz możliwość przeprowadzenia synchronizacji i pracy równoległej uruchomionego bloku ciepłego z układem wydzielonym.

#### Bibliografia

- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – Wersja 2.0 [online], [http://www.pse.pl/index](http://www.pse.pl/index.php?modul=10&gid=405)

php?modul=10&gid=405 [dostęp: 9.02.2017]

- Raport z „Próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów”, opracowanie wykonane na zlecenie PSE SA przez Konsorcjum Politechniki Poznańskiej Instytut Elektroenergetyki i ZPBE Energopomiar-Elektryka Gliwice, Poznań, wrzesień 2016.

#### Ireneusz Andrzej Grządzielski

dr inż.

Politechnika Poznańska Instytut Elektroenergetyki

e-mail: [ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl](mailto:ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej w 1973 roku, na kierunku elektrotechnika. Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności OZE, do systemu elektroenergetycznego.

#### Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki

e-mail: [krzysztof.sroka@put.poznan.pit.pl](mailto:krzysztof.sroka@put.poznan.pit.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1986). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zainteresowania naukowe obejmują: zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni oraz elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

#### Adam Kurzyński

mgr inż.

ZPBE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.

e-mail: [adam.kurzynski@elektryka.com.pl](mailto:adam.kurzynski@elektryka.com.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (1994), na kierunku budowa maszyn i urządzeń elektrycznych. Obecnie pracuje w ZPBE Energopomiar-Elektryka w Dziale Sieci, na stanowisku inżynier specjalista. Jego zainteresowania zawodowe obejmują m.in.: problematykę obrony i odbudowy zasilania KSE z wykorzystaniem hydrozespółów oraz bloków gazowych i cieplnych zainstalowanych w elektrociepłowniach i elektrowniach, bezpieczeństwo energetyczne zakładów przemysłowych oraz własności regulacyjne i ruchowe źródeł odnawialnych.

#### Marcin Kaczmarek

mgr inż.

ZPBE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o.

e-mail: [marcin.kaczmarek@elektryka.com](mailto:marcin.kaczmarek@elektryka.com)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (2002). Obecnie pracuje w ZPBE Energopomiar-Elektryka w Dziale Sieci, na stanowisku inżynier specjalista. Jego zainteresowania zawodowe obejmują m.in.: problematykę obrony i odbudowy zasilania KSE z wykorzystaniem hydrozespółów oraz bloków gazowych i cieplnych zainstalowanych w elektrociepłowniach i elektrowniach, bezpieczeństwo energetyczne zakładów przemysłowych oraz własności regulacyjne i ruchowe źródeł odnawialnych.

#### Daria Radsak

mgr inż.

Politechnika Poznańska Instytut Elektroenergetyki

e-mail: [daria.radsak@put.poznan.pl](mailto:daria.radsak@put.poznan.pl)

Asystentka i doktorantka na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej. W roku 2016 ukończyła kierunek energetyka na Politechnice Poznańskiej. Jej zainteresowania naukowe obejmują bezpieczeństwo energetyczne, a także skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.