

# Study of Transient Phenomena at a Thermal Unit's Starting Circuit Set-up and Auxiliary Equipment Start-up

## Authors

Ireneusz Andrzej Grządzielski  
 Krzysztof Sroka  
 Mikołaj Zakrzewski

## Keywords

catastrophic failure, starting circuits, recovery process simulation tests

## Abstract

As a result of the power system's catastrophic failure, thermal power plant units should proceed to the house load operation (HLO). Due to the catastrophic failure process dynamics, many units may be subject to emergency outage. It is therefore necessary to restart these units by powering them from blackstart sources with self-propulsion capability. The applicable Transmission Network Code (IRiESP) provides for periodic screening and system tests for such sources. Each system test before, and after, requires a simulation test to evaluate the capacity to supply power to the blackstarted plant through a starting circuit, as well as to restart the concerned unit's most powerful auxiliary equipment. This paper presents selected results of the simulation studies of transient phenomena in the starting circuit from Dychów Hydropower Plant to Turów Power Plant, related to the system test conducted in July 2016.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017206**

Received: 29.03.2017

Accepted: 27.04.2017

Available online: 30.06.2017

## 1. Introduction

When an attempt to defend a power system has failed, it is necessary to recover it afterwards, which is the responsibility of the grid operators (TSO and DSO) and of the generating plants [1]. It is up to them to have pre-prepared and tested system recovery plans. An important system recovery step is to provide starting voltage and power to the thermal units that have been shut-down in an emergency. In order to supply power to a thermal power plant unit, a power source capable of self-propulsion (e.g. hydrogenerators in hydroelectric power plant) must be available, as well as a dedicated portion of the power grid, so called starting circuit [2].

The proper performance of a starting circuit is verified by cyclic system tests organized by the TSO in accordance with the provisions of the IRiESP TNC [3]. A very helpful solution of the performance evaluation of a starting circuit when it, and then the blackstarted unit, are powered, is computer simulation. The application of appropriate programs and detailed data on the tested starting circuit's components allows for a sufficiently accurate analysis of the starting circuit's performance when it is supplied with starting voltage and power for restarting the

auxiliaries of an emergency shutdown unit. Computer simulation allows for detailed analysis of emergency situations arising during system testing. It also allows one to model hazardous scenarios for power equipment and analyse the results without the risk of damaging the actual equipment.

One of the programs that can be used for modelling and analysing fixed, as well as transient (electromagnetic and electromechanical), phenomena in a starting circuit is PSCAD v.4.2.1. by Canadian Manitoba HVDC Research Centre [4]. This is a graphical interface of the EMTDC simulation (computational) program. The paper presents selected results of the simulation studies of transient phenomena in the starting circuit from Dychów Hydropower Plant to Turów Power Plant related with the systematic test of thermal unit 6 in July 2016.

## 2. Development of the starting circuit from Dychów Hydropower Plant to Turów Power Plant in PSCAD program

An actual diagram of the starting circuit from Dychów Hydropower Plant to Turów Power Plant is presented in references [5, 6]. The modelled starting circuit's components are listed

Location	No.	Item		Basic data
		type	name	
DYC	1.	hydro power generator	1GA	34.5 MVA; 10.5 kV
	2.	hydro power generator	2GA	34.5 MVA; 10.5 kV
	3.	transformer	1GB	125±12.5%/10.5 kV; 40 MVA
	4.	transformer	2GB	125±12.5%/10.5 kV; 40 MVA
	5.	transformer	GF02	120±10%/10.5 kV; 25 MVA
	6.	synchronous motor	33GA	5.9 MW; 10.5 kV
	7.	synchronous motor	34GA	5.9 MW; 10.5 kV
DYC-KOD	8.	line	L1	110 kV; 5.1 km
KOD-LSN	9.	line	L2	110 kV; 18.3 km
LSN	10.	autotransformer	AT-2	230(±12 x 1.01%)/120 kV; 160 MVA
LSN-MIK	11.	line	L3	220 kV; 107.1 km
MIK-TUE	12.	line	L4	220 kV; 24 km
TUE	13.	transformer	06BAT10	230(±8 x 1.25%)/15.75 kV; 305 MVA
	14.	transformer	06BBT10	15.75(±8 x 1.25%)/6.3 kV; 50 MVA
	15.	induction motor	LAC10	4.5 MW; 6.3 kV
	16.	induction motor	PAC10	1.25 MW; 6.3 kV
	17.	induction motor	LCB10	0.63 MW; 6.3 kV
	18.	induction motor	HLB10	2.5 MW; 6.3 kV
	19.	induction motor	obc	1.3 MW; 6.3 kV

Tab. 1. Components of modelled starting circuit

in Tab. 1, while Fig. 1–4 show fragments of the circuit's model developed in the PSCAD program.

## 2.1. Models of hydro power units 1GA and 2GA

The 1GA and 2GA hydro power units were modelled with the same model. The model consists of the following components: synchronous generator (S), hydro turbine (Hydro Tur1), rotating mass dynamics model (Multimass – SyncM/c), static exciter (Exciter ST1A), and PID turbine governor (Hydro Gov2). Fig. 1 shows the graphical symbols of individual components of the 2GA hydro power unit. The configuration panels of individual models were supplemented on the basis of data acquired from Dychów Hydro Power Plant.

The basic component of the hydrodynamic model is generator. Input and output signals are denominated consistently with [4]. The hydro power turbine is modelled by the model denominated as Hydro Tur1. Input and output signals are denominated consistently with [4]. The basic parameters introduced by the configuration panel are presented in Tab. 2.

For dynamics tests, a rotating mass model adopted for synchronous machines (Multimass-SyncM/c) was selected. Input and output signals are denominated consistently with [4]. The basic data introduced by the configuration panel are presented in Tab. 3.

The exciter was modelled with static exciter Exiter ST1A, appropriate to the exciters actual installed in Dychów Hydro Power Plant. Input and output signals are denominated consistently with [4].

Quantity	Value
Elastic water column	no
Expansion tank	no
Nominal gate valve position	50.8 cm (1 p.u.)
Nominal output power	28.5 MW (1 p.u.)
Nominal head	26 m (1 p.u.)
Idle flow at nominal water column	10 m <sup>3</sup> /s
Initial output power	10 MW
Initial head	29.8 m

Tab. 2. Input data for Hydro Tur 1 model of water turbine at Dychów Hydro Power Plant

Quantity	Value
Number of rotating turbines on the shaft	1
Rotary exciter	no
Apparent power of attached machine (generator)	34.5 MVA
Frequency	50 Hz
Synchronous speed of machine (generator)	187.5 rpm
Inertia constant	default
Inertia constant of machine (generator)	default
Shaft elasticity constant	default

Tab. 3. Input data for Multimass-SyncM/c model of rotating mass dynamics

The hydro power generator model was paired with a model of hydro turbine's PID governor, Hydro Gov 2. Input and output signals are denominated consistently with [4]. The basic data introduced by the configuration panel are presented in Tab. 4.

## 2.2. Models of accumulation pumps 33GA and 34GA

The synchronous motors of the accumulation pumps in EW Dychów in the starting circuit serve as a means of hydro power generator's additional active power load. The pumps are started very smoothly, because the so-called soft start is employed. In the starting circuit model, fixed power loads were used for 10.5 kV supply voltage at 50 Hz and with active and reactive power intakes 5.7 MW and 1.1 MVar, respectively.

## 2.3. Models of 1GB and 2GB unit transformers and of GF02 auxiliary transformers in Dychów Hydro Power Plant

The 1GB and 2GB unit transformers with rated power 40 MVA in Dychów Hydro Power Plant were modelled on the basis of the classical transformer model used in the PSCAD program [4]. Based on data obtained from Dychów Hydro Power Plant (Tab. 5) the model configuration data were supplemented. The tap changer was implemented by means of slider panels and an algorithm processing their signal into the transformer ratio. The GF02 25 MVA auxiliary transformer was similarly modelled. The main parameters listed in the configuration panel are also shown in Tab. 5.

Quantity	Value
Dead zone of governor	0 p.u.
Permanent droop $R_p$	0.04 p.u.
Maximum gate valve position $G_{max}$	50.8 cm (1 p.u.)
Minimum gate valve position $G_{min}$	0.0 cm (0 p.u.)
Maximum gate valve opening rate	15 s
Maximum gate valve closing rate	10 s
Time constants and gains	default

Tab. 4. Input data for Hydro-Gov 2 water turbine governor model

Quantity	Value	
Apparent power	40 MVA	25 MVA
Frequency	50 Hz	50 Hz
Connection	YNd11	YNd11
Short-circuit voltage	0.15 p.u.	0.15 p.u.
Losses in iron	0.000575 p.u.	0.000575 p.u.
Losses in copper	0.00625 p.u.	0.00625 p.u.
Upper voltage	125 kV	120 kV
Lower voltage	10.5 kV	10.5 kV
Tap changer side	upper	upper
Tap changer range	$\pm 5 \times 2.5\%$	$\pm 12 \times 0.83\%$

Tab. 5. Input data of 1GB and 2GB unit transformers and GF02 auxiliary transformer

In this transformer, the tap changer was implemented in a different way, the transformer ratio remained at the pre-set level.

## 2.4. Model of AT-2 autotransformer in Leśniów substation and of 06BAT10 unit transformer and 06BBT10 auxiliary transformer in Turów Power Plant

The AT-2 autotransformer was modelled as a transformer with a star-star connection, using the classic transformer model [4]. This is due to the lack of a tap changer in the standard autotransformer model. The main parameters listed in the configuration panel are shown in Tab. 6. The tap changer was implemented by algorithm blocks, which allowed to change the ratio during the simulation. This reflects the actual possibility of changing the tap changer position on-load in this autotransformer. The autotransformer's graphic diagram is shown in Fig. 3.

The basic parameters of the 06BAT10 305 MVA unit transformer entered in the configuration panel, are specified also in Tab. 6. The tap changer was implemented using blocks of a suitable algorithm. The transformer's graphic diagram is shown in Fig. 4. The 06BBT10 three-winding 50 MVA auxiliary transformer was modelled as a two-winding transformer (no use of third winding in the test). This transformer's tap exchanger was also implemented using algorithm blocks to be able to control the ratio during the simulation. The transformer's graphic diagram is shown in Fig. 4.

## 2.5. Models of 110 kV and 220 kV power lines in starting circuit Dychów – Krosno Odrzańskie – Leśniów – Mikułowa-Turów

In the modelled starting circuit the 110 and 220 kV power lines were modelled using the distributed Bergeron model, based on the unit line data. Listed in Tab. 7 are unit data of the modelled lines in pu/m and line lengths in the starting circuit. Their graphic diagrams are shown in Fig. 2–4.

## 2.6. Induction motors of auxiliaries of unit 6 at Turów Power Plant

The auxiliaries are usually driven by short-circuited induction motors with high starting currents. Due to their large number, it was decided to model the four largest ones, which were the first to be started during the starting circuit set-up.

Because only basic load details had been obtained, all loads were modelled with the simplest PSCAD model available, the so called typical model [4].

A separate problem of induction motors modelling is the representation of these machines' starting. The model in the program has two control modes in the process. Initially, the motors should be modelled in speed control mode, and then in mechanical torque control mode. The starting process was modelled using the appropriate algorithm blocks. The modelled loads on 6.3 kV buses of unit 6 auxiliaries in Turów Power Plant include: LAC10 4.5 MW water supply pump, PAC10 1.25 MW cooling water pump, LCB20 0.63 MW condensate pump, and HLB10 2.5 MW (Fig. 4) primary air fan.

Quantity	Value		
Apparent power	160 MVA	305 MVA	50 MVA
Frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Connection	YNd11	YNd11	Yy0
Short-circuit voltage	0.1 p.u.	0.1 p.u.	0.1 p.u.
Losses in iron	0.0002 p.u.	0.0005 p.u.	0.0005 p.u.
Losses in copper	0.002 p.u.	0.003 p.u.	0.004 p.u.
Upper voltage	230 kV	230 kV	15.75 kV
Lower voltage	120 kV	15.75 kV	6.3 kV
Tap changer side	upper	upper	upper
Tap changer range	$\pm 10 \times 1\%$	$\pm 8 \times 1.25\%$	$\pm 8 \times 1.25\%$

Tab. 6. Input data for model of AT-2 autotransformer in Leśniów substation and of 06BAT10 unit transformer and 06BBT10 auxiliary transformer in Turów Power Plant

Name	Route	U	R	X	B	I
		kV	p.u./m	p.u./m	p.u./m	km
L1	DYC-KOD	110	2.025	3.533	0.337	5.1
L2	KOD-LSN	110	1.978	3.463	0.334	18.3
L3	LSN-MIK	220	0.116	0.852	1.339	107.1
L4	MIK-TUE	220	0.116	0.852	1.339	24.0

Tab. 7. Unit parameters of power lines 110 and 220 kV (pu/m) of the test starting circuit in PSCAD program

### 2.7. Connectors for starting circuit set-up, simulation control panel

In order to control the simulation throughout the model, connectors were installed to switch the circuit's individual components on with a pre-set delay. In addition, to facilitate their setting, a control panel was set up to adjust their time delay settings (to set a connector's switch on time).

### 3. Scope of simulation tests of the Dychów Hydro Power plant – Turów Power Plant starting circuit

The use of PSCAD program v.4.2.1. [4] enables relatively simple but accurate simulation of the supply of voltage and starting power

from the starting source to the started thermal power plant unit. Temporary (electromagnetic and electromechanical) transients, such as switching on transformers and power lines at idle, as well as switching on the unit auxiliaries can be concurrently monitored. The adopted switching sequences during the simulation tests when powering the 6 kV switchgear for unit 6 auxiliaries in Turów Power Plant are listed in Tab. 8 (second column). Further switching sequences in the model were always implemented after suppressing the electromagnetic and electromechanical phenomena. In the first stage, the primary objective of the simulation tests was to determine the voltages on the busbars of the main power supply substations and substation during the starting circuit's set-up, i.e. the circuit's components were

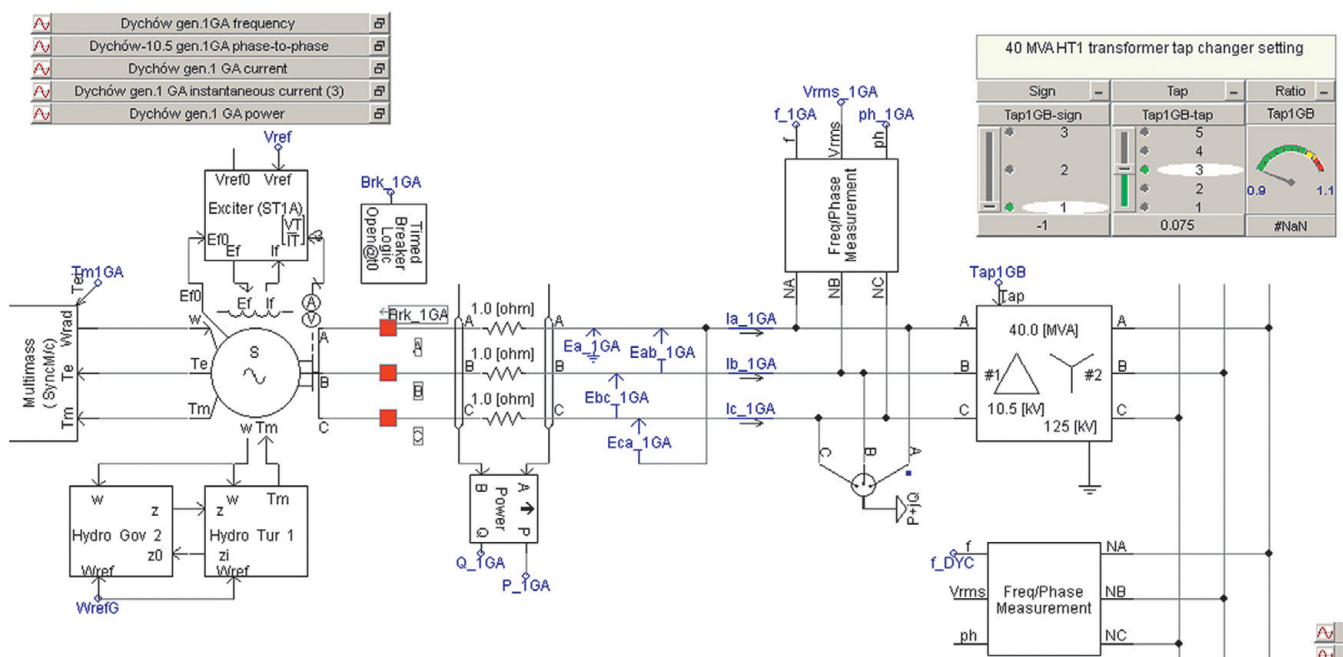


Fig. 1. Model of 2GA hydro power unit and 2GB unit transformer in Dychów Hydro Power Plant with measuring points indicated

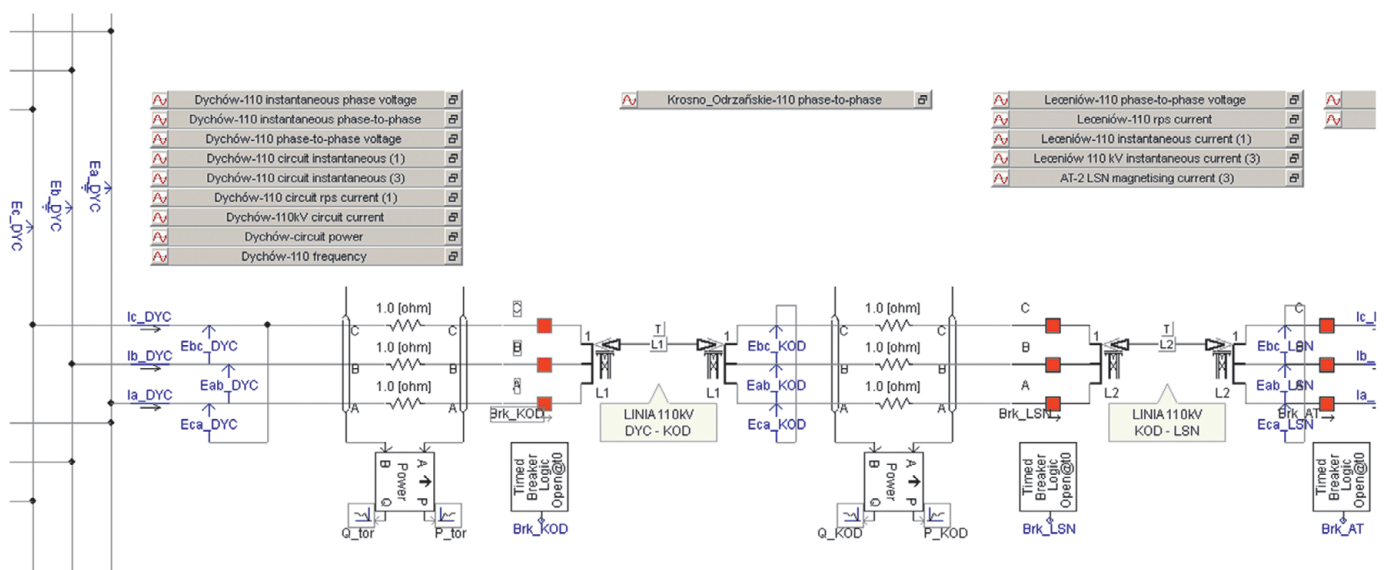


Fig. 2. Model of 110 kV lines from Dychów main power supply substation to Leśniów substation in the Dychów Hydro Power Plant – Turów Power Plant starting circuit

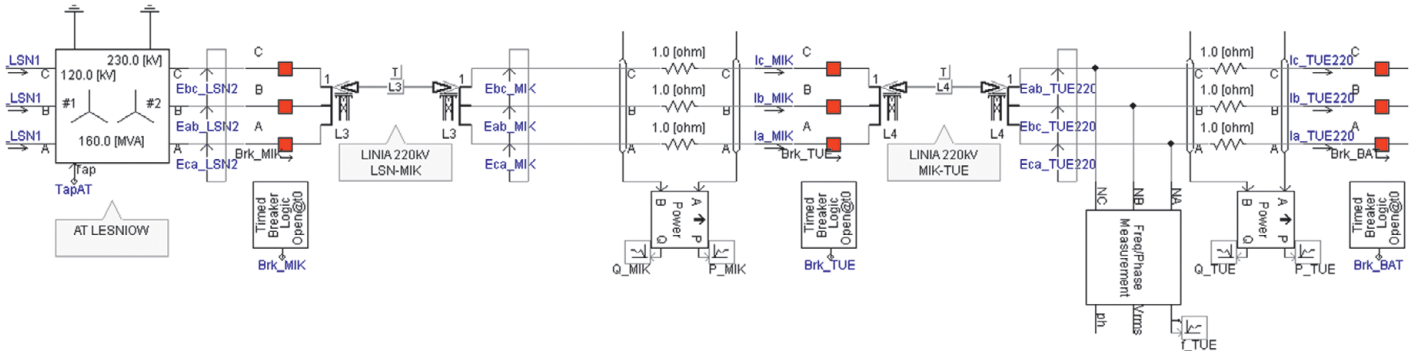


Fig. 3. Model of 220 kV lines from Leśniów substation to Mikołowa substation (without 06BAT10 transformer) in the Dychów Hydro Power Plant – Turów Power Plant starting circuit

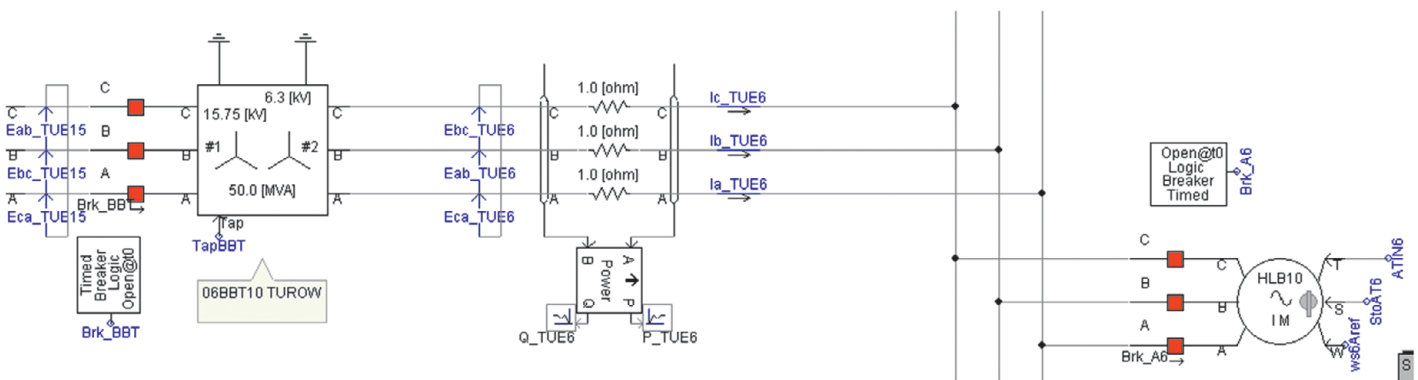


Fig. 4. Model of 06BBT10 auxiliary transformer, and of HLB10 2.5 MW primary air fan as an example auxiliary load

	Turn-on time in simulation [s]	After switching-on	Dychów Hydro Power Plant			Dychów main power supply substation	Krosno Odrz. main power supply substation	Leśniów substation		Mikołowa substation	Turów Power Plant 6,3 kV auxiliaries
			U <sub>HZ1</sub>	U <sub>HZ2</sub>		UR110kV	UR110kV	UR110kV	UR220kV	UR220kV	UR6.3kV
			[kV]	[kV]	[MVar]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
DYC-TUE starting circuit set-up	1.2	Generators 1GA and 2GA	10.50	10.50	0.00	115.60	-	-	-	-	-
	3.6	DYC-KOD-LSN 110 kV lines (L1 and L2)	10.50	10.50	-0.65	115.70	115.90	115.90	-	-	-
	5.2	AT-2 LSN 120/230 autotransformer	10.50	10.50	-0.65	115.70	115.90	115.90	215.30	-	-
	6.0	Generator voltage reduction	10.05	10.05	-0.60	111.20	111.30	111.30	206.80	-	-
	6.8	LSN-MIK 220 kV line (L3)	10.05	10.05	-16.50	114.60	115.70	116.20	218.20	220.00	-
	8.4–9.4	MIK-TUE 220 kV line (L4), 06BAT10 unit tr., 06BBT10 aux. tr.	10.05	10.05	-19.70	114.40	115.60	116.20	218.80	221.20	5.92
	-	BBT10 tap change to 12	10.05	10.05	-19.70	114.40	115.60	116.20	218.80	221.20	6.30

Tab. 8. Voltages in main power supply substations and substations determined during switching sequence

powered one after another. The calculations also enabled the selection of the tested transformers' voltage ratios, thus facilitating and streamlining the test. The calculation results are listed in Tab. 8. During the test, the numbers were determined of the taps recommended for AT-2 autotransformer in Leśniów substation, and 06BBT10 auxiliary transformer. It was assumed that

initially the 1GB and 2GB unit transformers in Dychów Hydro Power Plant were set to tap 9, the 06BAT10 unit transformer in Turów Power Station also to tap 9, and the 06BBT10 auxiliary transformer to tap 7.

Fig. 5–7 show selected results of the simulation of the starting circuit's operation during its set-up and supplying voltage from

Dychów Hydro Power Plant to Turów Power Plant, and supplying the starting power needed to start up the selected unit 6 auxiliaries [6].

During the starting circuit set-up – i.e. switching on the DYK-KRO-LSN 110 kV lines and the AT-2 autotransformer in Leśniów substation – the voltage on the Dychów main power supply substation's 110 kV busbars was 115.5 kV (in simulation test 115.59 kV, Fig. 6). After voltage

reduction on the generator bars to ca. 10 kV (Fig. 5), 111.2 kV and 112.25 kV voltages were obtained, respectively. So, the differences were minimal.

After the generator voltage reduction, the Leśniów – Mikułowa 220 kV (LSN-MIK) lines and the Mikułowa-Turów Power Plant (MIK-TUUE) unit line were switched on. The capacitive reactive power flow caused an increase in the voltage on the 110 kV bars of Dychów main power supply

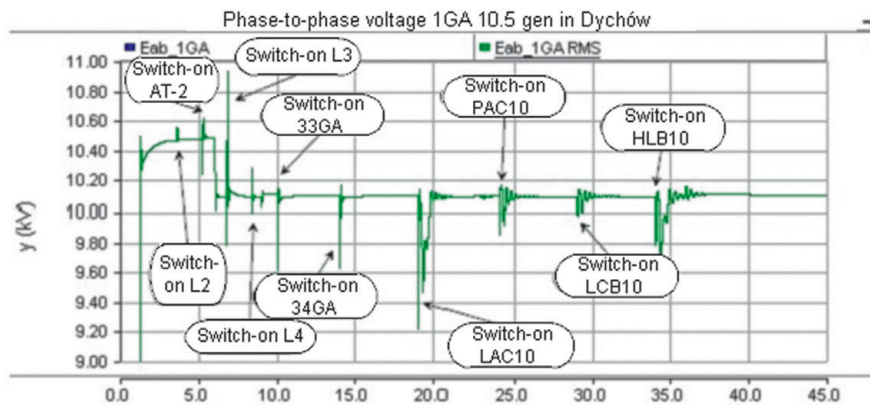


Fig. 5. Voltage changes on 10.5 kV bars of 1GA generator in Dychów Hydro Power Plant recorded in the simulation process (at supplying voltage and starting power); switch-on voltages marked L3 – Switching L3 line on

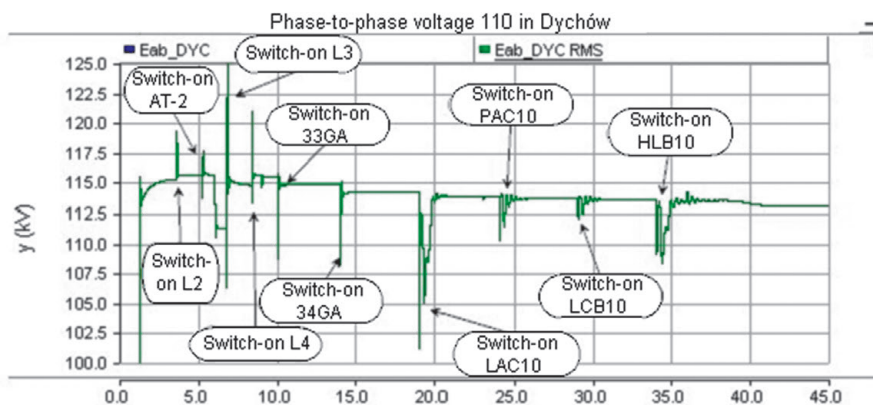


Fig. 6. Voltage changes on 110 kV busbars generator in Dychów main power supply substation recorded in the simulation process (at supplying voltage and starting power)

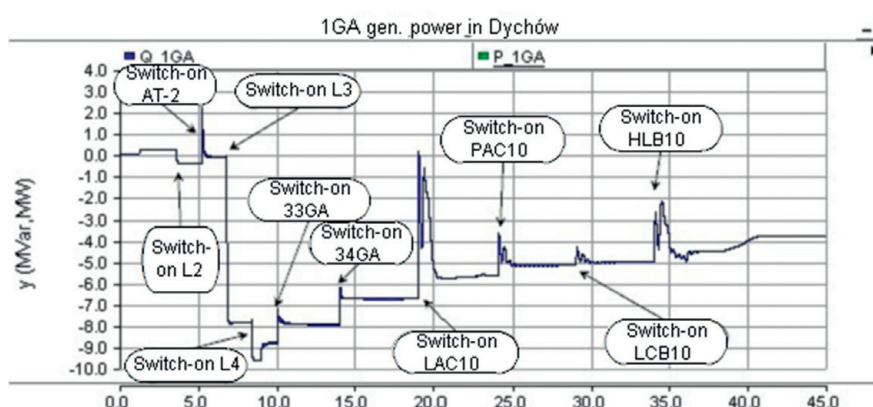


Fig. 7. Changes in reactive power load of 1GA generator on 10.5 kV bars in Dychów Hydro Power Plant recorded in the simulation process (at supplying voltage and starting power to selected unit 6 auxiliaries in Turów Power Plant)

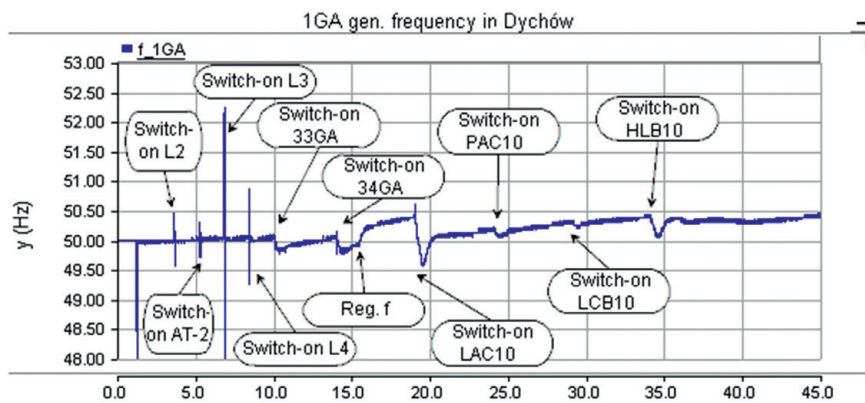


Fig. 8. Changes in frequency on 10.5 kV bars of 1GA generator in Dychów Hydro Power Plant recorded in the simulation process (at supplying voltage and starting power to selected unit 6 auxiliaries in Turów Power Plant)

substation – after the LSN-MIK line was switched on, to 114.4 kV (114.7 kV in Fig. 6), after the MIK-TUE was switched on the voltage increased to 114.8 kV (in the simulation test up to 115.4 kV, Fig. 6). The resulting slightly larger differences might have been due to the adopted 220 kV line parameters, which may differ from actual ones.

The next step in the starting circuit set-up was switching on the accumulation pumps in Dychów Hydro Power Plant. As mentioned in point 2, they were modelled in a simplified way. The reactive power intake from the two units was set at 3 MVar (Fig. 7), the voltage on the 110 kV side decreased by ca. 0.6 kV (in the system test and the simulation test alike). Thus, after the two pumps were switched on, the voltage level in the actual test was 114.5 kV, while in the simulation tests 114.2 kV (Fig. 6).

Once the starting circuit had been set up and the voltage on the 6 kV auxiliary buses of unit 6 adjusted, in Turów Power Plant the starting power required to start the unit's auxiliaries was supplied. Only some of the auxiliaries, i.e. those accounting for the circuit's largest load, were modelled (Fig. 5 and 6). After the recorded significant instantaneous voltage dips (Fig. 5 and 6), steady states followed. Finally, after the last of the modelled loads had been switched on, the voltage recorded during the test on the 110 kV buses of Dychów main power supply substation was 113.5 kV, while in the corresponding moment of the simulation it was 113.4 kV.

In the simulation tests a uniform reactive power load of the generators was assumed. Visible at the beginning of the starting circuit set-up process (Fig. 7, refers to loading 1GA generator with reactive power) is a slight inductive load resulting from the house load and transverse losses in the 1GB and 2GB unit transformers. In the system test, this amounted to ca. 0.4 MVar, while in the simulation to 0.5 MVar. When the DYC-KRO-LSN 110 kV lines had been switched on, the generators were charged with capacitive reactive power at the level of  $-0.65$  MVar (system test) and about  $-0.56$  MVar (simulation). Switching the LSN-MIK 220 kV line on caused loading the generators with capacitive reactive power at the level of  $-16.5$  MVar (system test) and ca.  $-16$  MVar (simulation).

Switching the 220 kV unit line on increases the generators' capacitive load up to  $-19.5$  kV. This result was recorded in the system

test, similar to that was obtained in the simulation. Computer simulation gives a very good approximation. In the further course of loading the 1GA generator with reactive power, the effects were visible of switching the accumulation pumps and selected unit 6 auxiliaries on in Turów Power Plant.

Fig. 8 shows frequency changes throughout the system test duration, obtained in the simulation. They were recorded on the 10.5 kV bars of the 1GA generator. In turn, Fig. 9 shows the frequency changes, and it can be seen that they were recorded during the actual system test. Comparing the frequency variations shown, the difference consists in the high frequency peaks in the simulated waveform when switching the starting circuit on. The peak values during simulation are dependent on sampling time. Sampling time of  $50 \mu\text{s}$  was adopted. The same applies to digital measurements. No such peaks were recorded in actual measurements. However, it should be noted that the steady state frequencies in both recordings are very close. Until the accumulation pumps were switched on, the level was stable at ca. 50 Hz. On the other hand, the pumps' switching on caused a small dip, which was adjusted by the 1GA and 2GA hydro generators' controls. Switching the unit 6 auxiliaries on caused much larger frequency changes. They were, however, correctly and efficiently adjusted by the unit governors in Dychów Hydro Power Plant.

#### 4. Comparison of selected instantaneous voltages and currents recorded in the system test and in simulation at switching on starting circuit components

During the system test in July 2016, many waveforms were recorded of instantaneous voltages and currents in the transients caused by switching the starting circuit's components on. This made it possible to compare the actual values with those recorded during the simulations. Fig. 10 and 11 show the changes in the instantaneous current in 1GA generator bars at switching on the DYC-KOD-LSN 110 kV lines, recorded during the system test and as a result of the simulation.

Whereas Fig. 12 and 13 show the changes in the instantaneous voltage on 1GA generator bars at switching on the same DYC-KOD-LSN 110 kV lines. The nature of the instantaneous

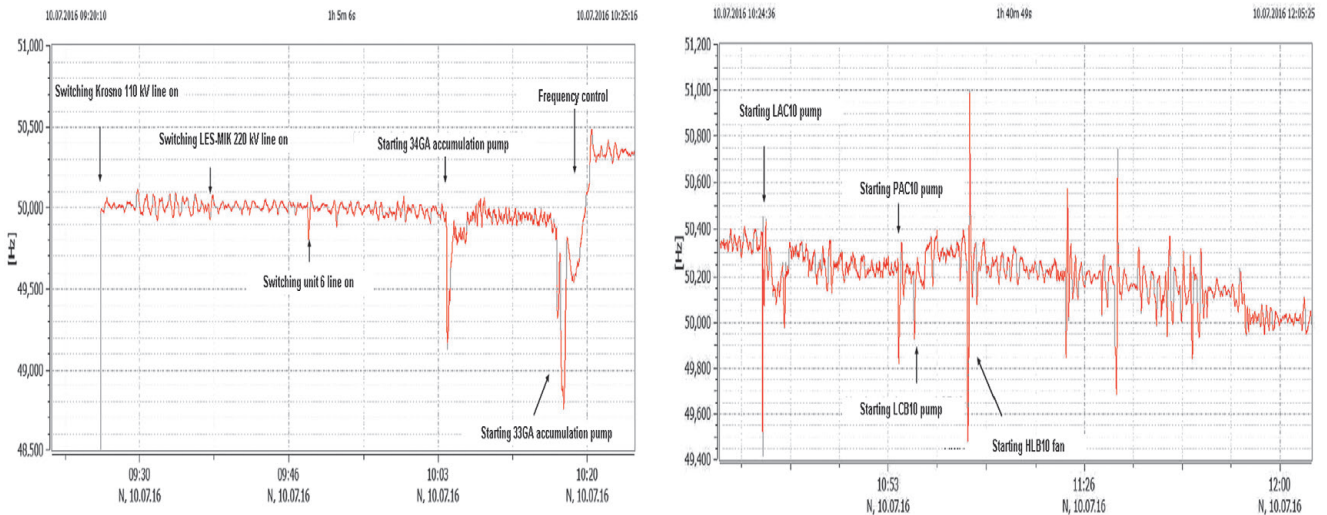


Fig. 9. Frequency changes on 10.5 kV bars of 1GA generator in Dychów Hydro Power Plant recorded in the system test (at supplying voltage and starting power)

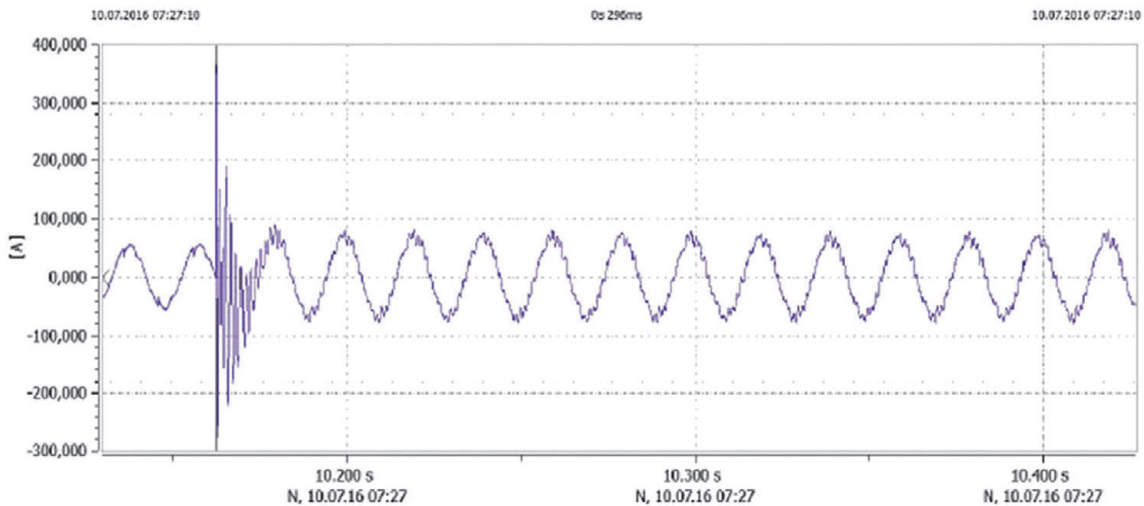


Fig. 10. Oscillogram of 1GA generator current at switching DYC-KOD-LSN 110 kV lines on, recorded in the system test

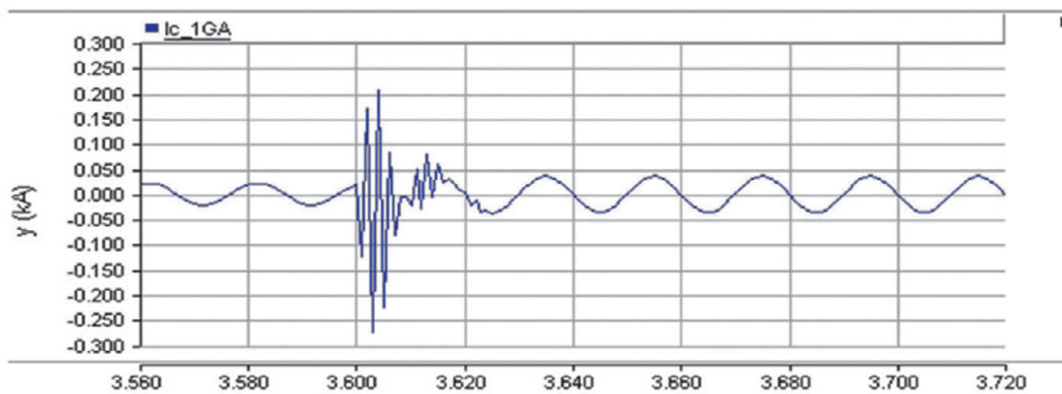


Fig. 11. Oscillogram of 1GA generator current at switching DYC-KOD-LSN 110 kV lines on, recorded in the simulation (phase C)

waveforms accompanying transitional states is very similar. The voltages are practically identical. Whereas the current surge recorded during the system test is higher. This is certainly due

to the switching-on moment, as well as the higher current for steady state. Similar results were obtained when the remaining lines were switched on.



Another important component switched on at idle for the starting circuit set-up are the transformers. During this transient, large current surges can be generated by transformer core magnetizing. Modelling this phenomenon requires the availability of data describing the magnetization curve of a given transformer, and these data are extremely difficult to obtain. They are not included in the scope of basic transformer catalogue specification. The results of the attempted mapping of

this process are presented in Fig. 14. The results obtained from the simulation were compared with those recorded during the system test, which are shown in Fig. 15.

It follows from the comparison of the instantaneous 1GA generator currents shown in Fig. 14 and 15 that the PSCAD program can accurately reproduce the nature of the electromagnetic transient waveform that accompanies such a switch-on.

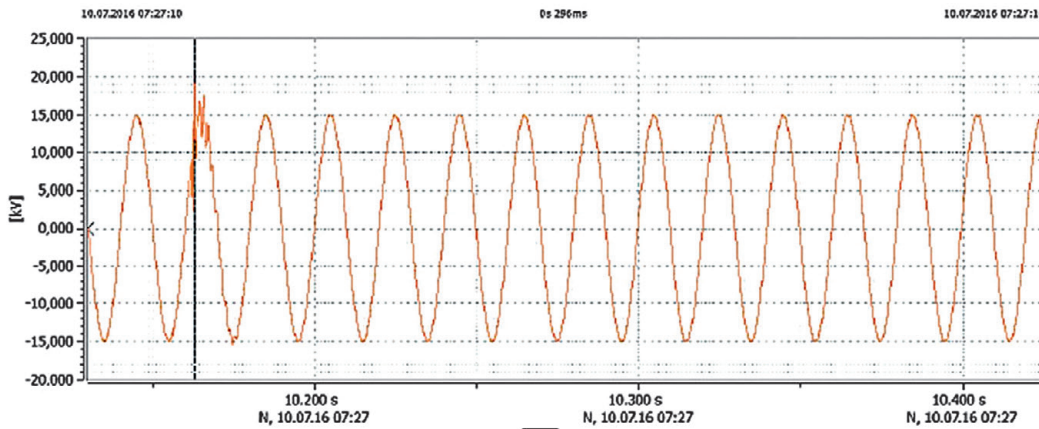


Fig. 12. Oscillogram of 1GA generator's phase-to-phase voltage at switching DYK-KOD-LSN 110 kV lines on, system test

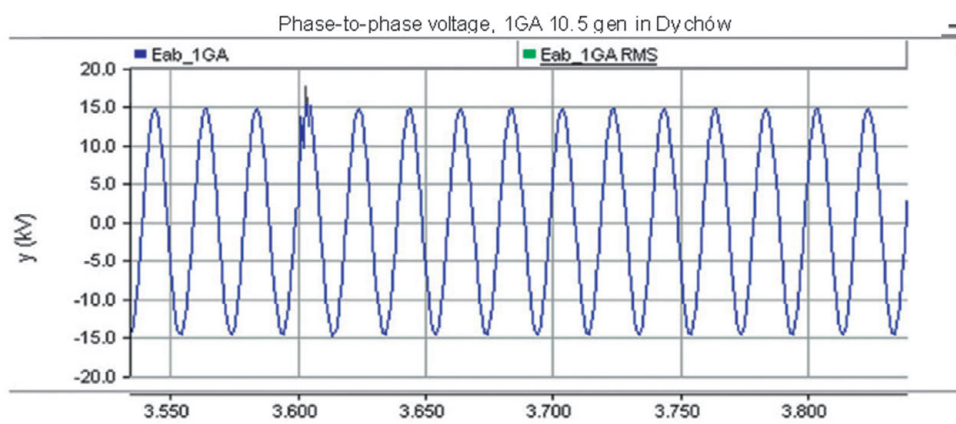


Fig. 13. Oscillogram of 1GA generator's phase-to-phase voltage at switching DYK-KOD-LSN 110 kV lines on, simulation

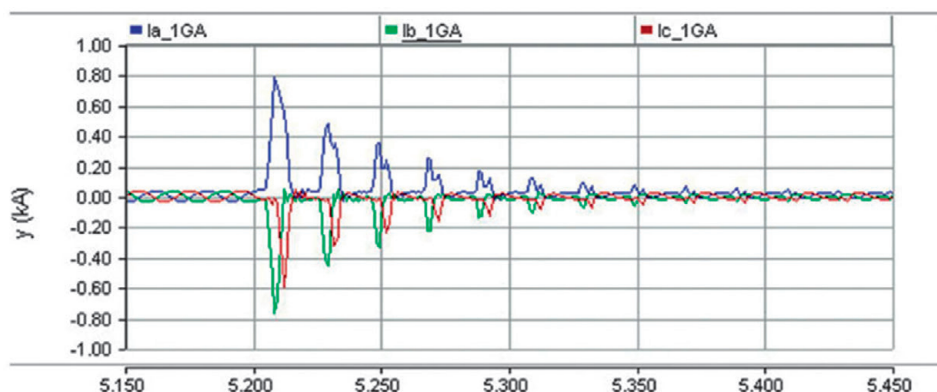


Fig. 14. Changes in instantaneous currents in 1GA generator's three phases at switching AT-2 autotransformer on in Leśniów substation - simulation

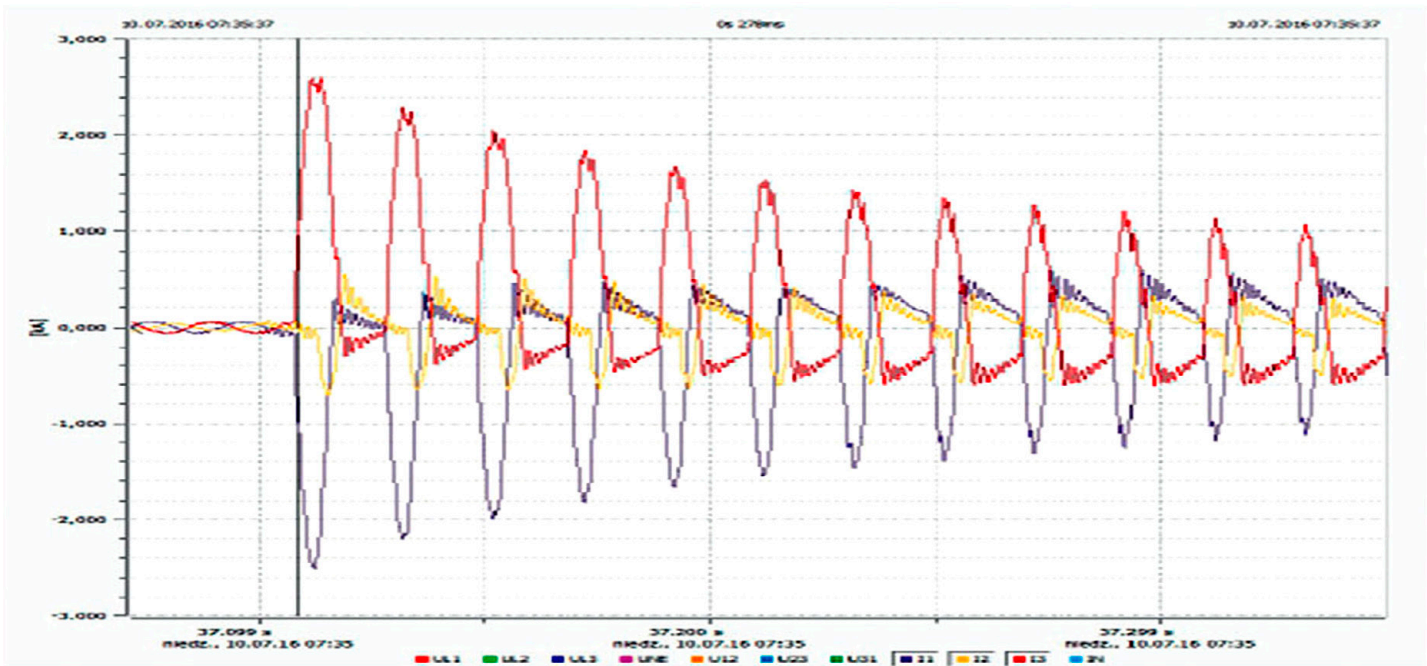


Fig. 15. Changes in instantaneous currents in 1GA generator's three phases at switching AT-2 autotransformer on in Leśniów substation – system test

However, the surge currents obtained by simulation are ca. 2–3 times lower than actual ones. These waveforms are strongly dependent on the phase shift angle at the moment of switching on. Also detailing is needed of the details of transformer unit's magnetization hysteresis. This requires additional research.

## 5. Conclusions

Based on the results of the simulation results, the following conclusions can be made:

1. In order to ensure the secure set-up of the starting circuit from Dychów Hydro Power Plant to Turów Power Plant, it was recommended to maintain the generator voltage  $U_g = 10.0$  kV by means of the excitation control.
2. Voltage in the tested starting circuit can be controlled by manual adjustment of the on-load tap changer on AT-2 autotransformer in Leśniów substation (the simulation showed that the changer once set to position 14 would not need to be altered). The 6.3 kV voltage on the unit 6 auxiliaries' busbars can be maintained by the 06BBT10 tap transformer. Its tap changer should be initially set to position 12.
3. The simulation tests have identified numerous electromagnetic and electromechanical transient processes associated with switching the lines and transformers on when setting up the flexible circuit, as well as starting the accumulation pumps and other unit 6 auxiliaries. However, they do not jeopardize the starting circuit's efficient set-up, and the powered auxiliaries. The voltage and frequency changes were properly and quickly adjusted by the voltages and rotational speed controls of 1GA and 2GA hydro power units. These results were confirmed during the system test in July 2016 [6].

## REFERENCES

1. R. Kuczyński, R. Paprocki, J. Strzelbicki, "Obrona i odbudowa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego" [Defense and recovery of the National Power System], *Elektroenergetyka*, No. 1, 2005, pp. 17–26.
2. I. Grządzielski, K. Sroka, "Elektrownia wodna Dychów jako źródło rozruchowe do odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni ciepłych" [Dychów Hydro Power Plant as a starting source for the recovery of thermal power plant generation capacity], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 10, 2016, pp. 190–198.
3. "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej" [IRIESP Transmission Network Code] developed PSE SA w part: „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci” [Conditions for using and operating the grid, and planning its development], version of January 1, 2012, as currently amended.
4. PSCAD v4.2.1, Winnipeg, Manitoba, Canada 2006, updated on July 13, 2006, Manitoba HVDC Research Centre.
5. K. Sroka et al., "Praca równoległa turbozespołu parowego i hydrozespołów w układzie wyspowym tworzonym w warunkach odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej" [Parallel operation of a steam turbine set and hydro power sets in the island layout created under conditions of the recovery of the National Electric Power System after catastrophic failure], XVIII Conference "Current Problems in Power Engineering", June 7–9, 2017.
6. Report of "Próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów" [System test at starting an unit in Turów Power Plant from Dychow Hydro Power Plant], commissioned by PSE SA and developed by a 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

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

Graduated in electrical engineering from the Electrical Engineering Faculty of Poznań University of Technology, where he is now employed as assistant professor. His research interests include issues related to the operation of a power system in transient states, issues of power system defence and recovery, and connection of distributed sources to power system.

### **Krzysztof Sroka**

Poznań University of Technology

Institute of Electrical Power Engineering

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.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 a 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.

### **Mikołaj Zakrzewski**

Poznań University of Technology

Institute of Electrical Power Engineering

e-mail: mikolaj-zakrzewski@o2.pl

Second-degree electrical engineering student at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology, and first-degree mechatronics student at the Faculty of Mechanical Engineering and Management of the same university. He completed his first-degree studies in energy engineering at Poznań University of Technology (2017). His research interests include modelling of dynamic phenomena in a power system, and the process of power system recovery.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Badanie zjawisk przejściowych podczas tworzenia toru rozruchowego oraz uruchamiania urządzeń potrzeb własnych bloku ciepłego

### Autorzy

Ireneusz Andrzej Grządziński  
Krzysztof Sroka  
Mikołaj Zakrzewski

### Słowa kluczowe

awaria katastrofalna, tory rozruchowe, badania symulacyjne procesu odbudowy

### Streszczenie

W wyniku awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego (SE) bloki elektrowni ciepłych powinny przechodzić do pracy na potrzeby własne (PPW). Ze względu na dynamikę procesu awarii katastrofalnej wiele bloków może zostać odstawionych awaryjnie. Istnieje zatem konieczność ponownego uruchomienia tych bloków ze źródeł rozruchowych, posiadających zdolność do samostartu. Obowiązująca Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) wprowadza dla takich źródeł okresowe testy sprawdzające i próby systemowe. Każda próba systemowa przed, a także po, wymaga przeprowadzenia badań symulacyjnych pozwalających ocenić możliwości podania napięcia do uruchamianej elektrowni torem rozruchowym, a także uruchomienia największych ze względu na moc urządzeń potrzeb własnych uruchamianego bloku. W artykule przedstawiono wybrane wyniki badań symulacyjnych zjawisk przejściowych w torze rozruchowym z EW Dychów do Elektrowni Turów, związanych z przeprowadzoną próbą systemową w lipcu 2016 roku.

Data wpływu do redakcji: 29.03.2017

Data akceptacji artykułu: 27.04.2017

Data publikacji online: 30.06.2017

### 1. Wprowadzenie

W przypadku nieudanej próby obrony systemu elektroenergetycznego (SE) konieczna jest późniejsza jego odbudowa, za którą odpowiedzialni są operatorzy sieciowi (OSP i OSD) wraz z wytwórcami [1]. W ich gestii leży posiadanie wcześniej przygotowanych i sprawdzonych planów odbudowy systemu. Jednym z istotnych etapów odbudowy systemu jest podanie napięcia i mocy rozruchowej do bloków ciepłych, które zostały odstawione awaryjnie. Chcąc zasilić blok elektrowni ciepłej w energię elektryczną, konieczne jest źródło zdolne do samostartu (np. hydrogeneratory w elektrowniach wodnych) oraz wydzielony fragment sieci elektroenergetycznej, tzw. tor rozruchowy [2].

Sprawdzenie poprawności pracy torów rozruchowych odbywa się poprzez przeprowadzanie cyklicznych prób systemowych, organizowanych przez OSP zgodnie z zapisami IRiESP [3]. Bardzo pomocnym rozwiązaniem oceny pracy toru rozruchowego podczas podania napięcia, a następnie mocy rozruchowej do uruchamianego bloku jest symulacja komputerowa. Zastosowanie odpowiednich programów oraz szczegółowych danych dotyczących elementów badanego toru rozruchowego pozwala z wystarczającą dokładnością określić pracę toru rozruchowego w czasie podania napięcia oraz mocy rozruchowej do uruchomienia urządzeń potrzeb własnych odstawionego awaryjnie bloku. Symulacja komputerowa umożliwia szczegółową analizę sytuacji awaryjnych powstałych w czasie próby systemowej. Pozwala również na modelowanie scenariuszy niebezpiecznych dla urządzeń elektroenergetycznych i analizę wyników

Lokalizacja	Lp.	Element		Podstawowe dane
		typ	nazwa	
DYC	1	hydrogenerator	1GA	34,5 MVA; 10,5 kV
	2	hydrogenerator	2GA	34,5 MVA; 10,5 kV
	3	transformator	1GB	125±12,5%/10,5 kV; 40 MVA
	4	transformator	2GB	125±12,5%/10,5 kV; 40 MVA
	5	transformator	GF02	120±10%/10,5 kV; 25 MVA
	6	silnik synchroniczny	33GA	5,9 MW; 10,5 kV
	7	silnik synchroniczny	34GA	5,9 MW; 10,5 kV
DYC-KOD	8	linia	L1	110 kV; 5,1 km
KOD-LSN	9	linia	L2	110 kV; 18,3 km
LSN	10	autotransformator	AT-2	230(±12 x 1,01%)/120 kV; 160 MVA
LSN-MIK	11	linia	L3	220 kV; 107,1 km
MIK-TUE	12	linia	L4	220 kV; 24 km
TUE	13	transformator	06BAT10	230(±8 x 1,25%)/15,75 kV; 305 MVA
	14	transformator	06BBT10	15,75(±8 x 1,25%)/6,3 kV; 50 MVA
	15	silnik indukcyjny	LAC10	4,5 MW; 6,3 kV
	16	silnik indukcyjny	PAC10	1,25 MW; 6,3 kV
	17	silnik indukcyjny	LCB10	0,63 MW; 6,3 kV
	18	silnik indukcyjny	HLB10	2,5 MW; 6,3 kV
	19	silnik indukcyjny	obc	1,3 MW; 6,3 kV

Tab. 1. Zestawienie elementów modelowanego toru rozruchowego

bez ryzyka uszkodzenia rzeczywistych urządzeń.

Jednym z programów mogących posłużyć do modelowania i analizy zjawisk ustalonych, a także nieustalonych (elektromagnetycznych oraz elektromechanicznych) w torze rozruchowym jest program PSCAD

v.4.2.1. kanadyjskiej firmy Manitoba HVDC Research Centre [4]. To graficzny interfejs programu symulacyjnego (obliczeniowego) EMTDC. W artykule przedstawiono wybrane wyniki badań symulacyjnych zjawisk nieustalonych w torze rozruchowym z EW Dychów do Elektrowni Turów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

związanych z przeprowadzoną próbą systemową bloku ciepłego nr 6, w lipcu 2016 roku.

## 2. Opracowanie modelu toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów w programie PSCAD

Schemat rzeczywisty toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów przedstawiono w artykule [5, 6]. Zestawienie elementów modelowanego toru rozruchowego podano w tab. 1, natomiast na rys.1–4 pokazano fragmenty modelu tego toru rozruchowego, opracowanego w programie PSCAD.

### 2.1. Modele hydrozespołów 1GA i 2GA

Dla hydrozespołów 1GA i 2GA zastosowano modele jednakowe. W skład modelu hydrozespołu wchodzi następujące elementy: generator synchroniczny (S), turbina wodna (Hydro Tur1), model dynamiki mas wirujących (Multimass – SyncM/c), wzbudnica statyczna (Exciter ST1A) oraz regulator turbiny typu PID (Hydro Gov2). Na rys. 1 pokazano graficzne symbole poszczególnych elementów dla hydrozespołu 2GA. Panele konfiguracyjne poszczególnych modeli uzupełniono na podstawie danych uzyskanych z EW Dychów.

Podstawowym elementem zamodelowanego hydrozespołu jest generator. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4].

Jako model turbiny wodnej zastosowano model oznaczony jako Hydro Tur1. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. Wprowadzone podstawowe parametry przez panel konfiguracyjny przedstawiono w tab. 2.

Do badań dynamiki wybrano model mas wirujących przystosowany do maszyn synchronicznych (Multimass-SyncM/c). Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. Podstawowe dane, jakie zostały wprowadzone przez panel konfiguracyjny, przedstawiono w tab. 3.

Wielkość	Wartość
Sprężysty słup wody	nie
Zbiornik wyrównawczy	nie
Nominalna pozycja zasuw	50,8 cm (1 p.u.)
Nominalna moc wyjściowa	28,5 MW (1 p.u.)
Nominalny spad	26 m (1 p.u.)
Przepływ biegu jałowego przy nominalnym słupie wody	10 m <sup>3</sup> /s
Początkowa moc wyjściowa	10 MW
Początkowy spad	29,8 m

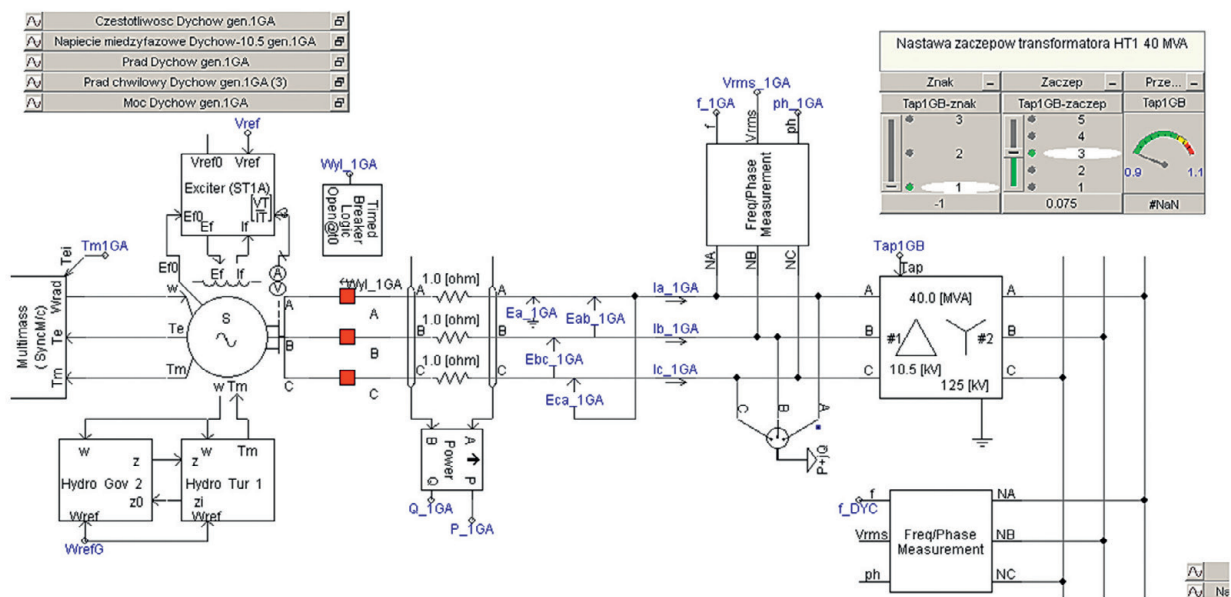
Tab. 2. Wprowadzone dane do modelu turbiny wodnej EW Dychów Hydro Tur 1

Wielkość	Wartość
Liczba turbin wirujących na wale	1
Wzbudnica wirująca	nie
Moc pozorna dołączonej maszyny (generatora)	34,5 MVA
Częstotliwość	50 Hz
Prędkość synchroniczna maszyny (generatora)	187,5 obr./min
Stała inercji turbiny	domyślna
Stała inercji maszyny (generatora)	domyślna
Stała sprężystości wału	domyślna

Tab. 3. Wprowadzone dane do modelu dynamiki mas wirujących Multimass-SyncM/c

Wielkość	Wartość
Strefa nieczułości regulatora	0 p.u.
Trwały statyzm $R_p$	0,04 p.u.
Maksymalne położenie zasuw $G_{max}$	50,8 cm (1 p.u.)
Minimalne położenie zasuw $G_{min}$	0,0 cm (0 p.u.)
Maksymalna prędkość otwarcia zasuw	15 s
Maksymalna prędkość zamknięcia zasuw	10 s
Stale czasowe i wzmocnienia	domyślne

Tab. 4. Wprowadzone dane do modelu regulatora turbiny wodnej Hydro-Gov 2



Rys. 1. Model hydrozespołu 2GA oraz transformatora blokowego 2GB w EW Dychów; wskazano miejsca rejestracji pomiarów

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Jako model wzbudnicy wybrano wzbudnicę statyczną Exiter ST1A, adekwatną do rzeczywistych wzbudnic zainstalowanych w EW Dychów. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. W modelu hydrogeneratorów zastosowano model regulatora turbiny wodnej typu PID-Hydro Gov 2. Oznaczenia sygnałów wejściowych i wyjściowych są zgodne z [4]. Podstawowe dane, które zostały wprowadzone przez panel konfiguracyjny, przedstawiono w tab. 4.

## 2.2. Modele pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA

Silniki synchroniczne pomp akumulacyjnych w EW Dychów w utworzonym torze rozruchowym pełnią rolę dociążenia hydrogeneratorów mocą czynną. Start pomp odbywa się bardzo łagodnie, ponieważ stosowany jest tzw. soft start. W modelu toru rozruchowego zastosowano odbiory o stałej mocy o napięciu zasilania 10,5 kV, przy częstotliwości 50 Hz oraz poborze mocy czynnej 5,7 MW i mocy biernej 1,1 MVar.

## 2.3. Modele transformatorów blokowych 1GB i 2GB oraz potrzeb własnych GF02 w EW Dychów

Transformatory blokowe 1GB i 2GB o mocy znamionowej 40 MVA w EW Dychów zostały zamodelowane na podstawie modelu klasycznego transformatora stosowanego w programie PSCAD [4]. Na podstawie danych uzyskanych z EW Dychów (tab. 5) uzupełniono dane konfiguracyjne modelu. Przełącznik zaczepek został zrealizowany za pomocą paneli suwakowych oraz algorytmu przetwarzającego sygnał na przekładnię transformatora. W podobny sposób zamodelowano transformator potrzeb własnych GF02 o mocy znamionowej 25 MVA. Główne parametry podane w panelu konfiguracyjnym przedstawiono także w tab. 5. W tym transformatorze przełącznik zaczepek został zrealizowany w inny sposób, przekładnia transformatora pozostaje na zadanym poziomie.

## 2.4. Model autotransformatora AT-2 w stacji Leśniów oraz transformatora blokowego 06BAT10 i potrzeb własnych 06BBT10 w Elektrowni Turów

Autotransformator AT-2 został zamodelowany jako transformator w układzie połączeń gwiazda-gwiazda z wykorzystaniem modelu klasycznego transformatora [4]. Jest to związane z brakiem przełącznika zaczepek w standardowym modelu autotransformatora. Główne parametry podane w panelu konfiguracyjnym przedstawiono w tab. 6. Przełącznik zaczepek został zrealizowany poprzez bloki algorytmów, co pozwala na zmianę przekładni w trakcie trwania symulacji. To odzwierciedlenie rzeczywistej możliwości zmiany położenia przełącznika zaczepek pod obciążeniem w przypadku tego autotransformatora. Schemat graficzny autotransformatora widoczny jest na rys. 3. Podstawowe parametry transformatora blokowego 06BAT10 o mocy znamionowej 305 MVA, wpisane do panelu konfiguracyjnego, podano także w tab. 6. Przełącznik zaczepek został zrealizowany przy użyciu bloków odpowiedniego algorytmu. Schemat graficzny transformatora widoczny jest

Wielkość	Wartość	
Moc pozorna	40 MVA	25 MVA
Częstotliwość	50 Hz	50 Hz
Układ połączeń	YNd11	YNd11
Napięcie zwarcia	0,15 p.u.	0,15 p.u.
Straty w żelazie	0,000575 p.u.	0,000575 p.u.
Straty w miedzi	0,00625 p.u.	0,00625 p.u.
Napięcie górne	125 kV	120 kV
Napięcie dolne	10,5 kV	10,5 kV
Strona przełącznika zaczepek	górna	górna
Zakres przełącznika zaczepek	$\pm 5 \times 2,5\%$	$\pm 12 \times 0,83\%$

Tab. 5. Wprowadzone dane transformatorów blokowych 1GB i 2GB oraz potrzeb własnych GF02

Wielkość	Wartość		
Moc pozorna	160 MVA	305 MVA	50 MVA
Częstotliwość	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Układ połączeń	YNd0yn0	YNd11	Yy0
Napięcie zwarcia	0,1 p.u.	0,1 p.u.	0,1 p.u.
Straty w żelazie	0,0002 p.u.	0,0005 p.u.	0,0005 p.u.
Straty w miedzi	0,002 p.u.	0,003 p.u.	0,004 p.u.
Napięcie górne	230 kV	230 kV	15,75 kV
Napięcie dolne	120 kV	15,75 kV	6,3 kV
Strona przełącznika zaczepek	górna	górna	górna
Zakres przełącznika zaczepek	$\pm 10 \times 1\%$	$\pm 8 \times 1,25\%$	$\pm 8 \times 1,25\%$

Tab. 6. Wprowadzone do modelu dane autotransformatora AT-2 w stacji Leśniów oraz transformatora blokowego 06BAT10, a także potrzeb własnych 06BBT10 w Elektrowni Turów

Nazwa	Trasa	U	R	X	B	I
		kV	p.u./m	p.u./m	p.u./m	km
L1	DYC-KOD	110	2,025	3,533	0,337	5,1
L2	KOD-LSN	110	1,978	3,463	0,334	18,3
L3	LSN-MIK	220	0,116	0,852	1,339	107,1
L4	MIK-TUE	220	0,116	0,852	1,339	24,0

Tab. 7. Parametry jednostkowe linii elektroenergetycznych 110 i 220 kV (w p.u./m) badanego toru rozruchowego zastosowane w programie PSCAD

na rys. 4. Transformator trójzwojowy potrzeb własnych 06BBT10, o mocy znamionowej 50 MVA, zamodelowano natomiast jako transformator dwuzwojowy (brak wykorzystania uzwojenia trzeciego w próbie). W przypadku tego transformatora przełącznik zaczepek również został zrealizowany przy użyciu bloków algorytmu, aby móc regulować przekładnię w trakcie trwania symulacji. Schemat graficzny transformatora widoczny jest na rys. 4.

## 2.5. Modele linii elektroenergetycznych 110 kV i 220 kV toru rozruchowego Dychów – Krosno Odrzańskie – Leśniów – Mikułowa-Turów

W modelowanym torze rozruchowym linie elektroenergetyczne 110 i 220 kV zostały zamodelowane za pomocą modelu rozproszonego Bergerona, na podstawie danych jednostkowych linii. W tab. 7 przedstawiono

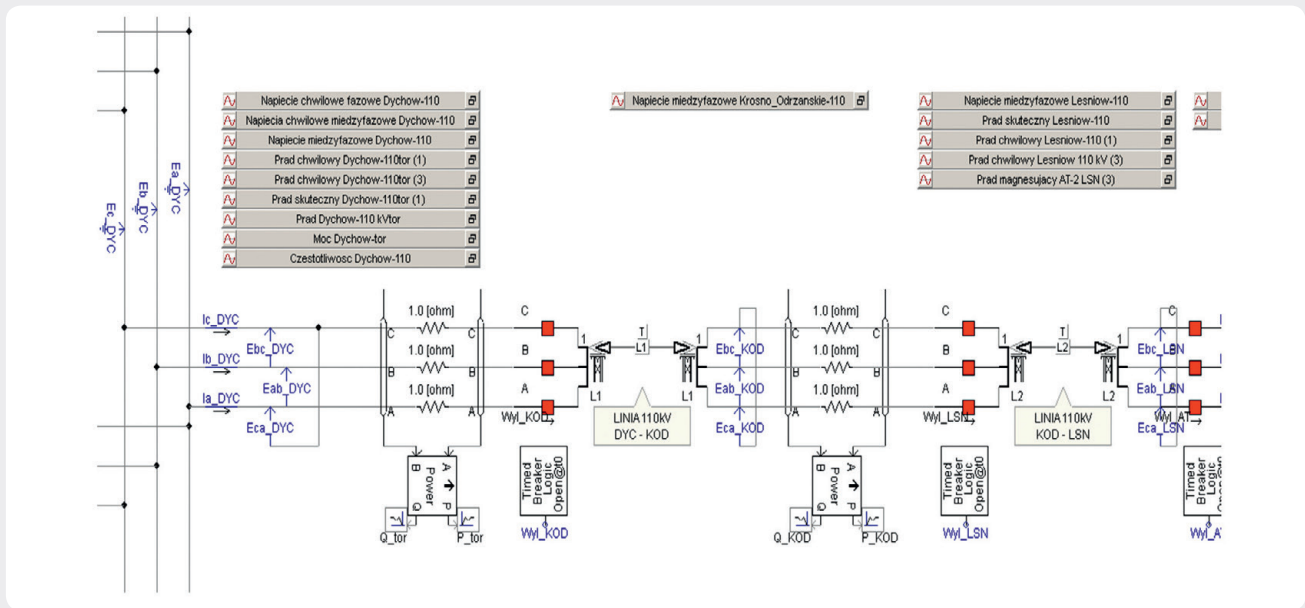
dane jednostkowe modelowanych linii w p.u./ oraz długości linii tworzących tor rozruchowy. Ich schematy graficzne widoczne są na rys. 2–4.

## 2.6. Silniki indukcyjne odbiorów potrzeb własnych (PW) bloku nr 6 w Elektrowni Turów

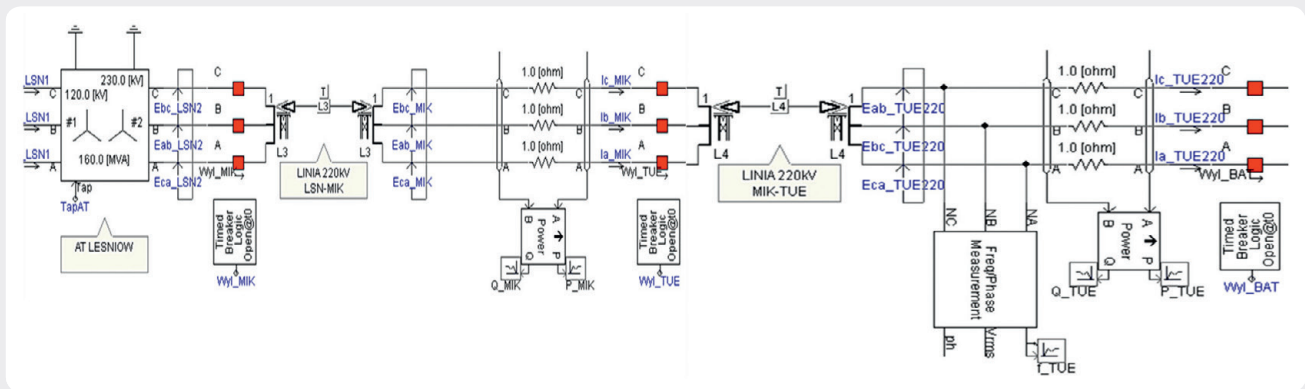
Odbiory potrzeb własnych zasilane są z reguły przez silniki indukcyjne zwarte o dużych prądach rozruchu. W związku z dużą ich liczbą zdecydowano się na zamodelowanie czterech największych uruchamianych w pierwszej kolejności podczas budowy toru. Ze względu na uzyskanie tylko podstawowych informacji o odbiorach wszystkie z nich zostały zamodelowane najprostszym z dostępnych w programie PSCAD modeli, tzw. modelem typowym [4]. Osobnym problemem modelowania silników indukcyjnych jest odwzorowanie

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

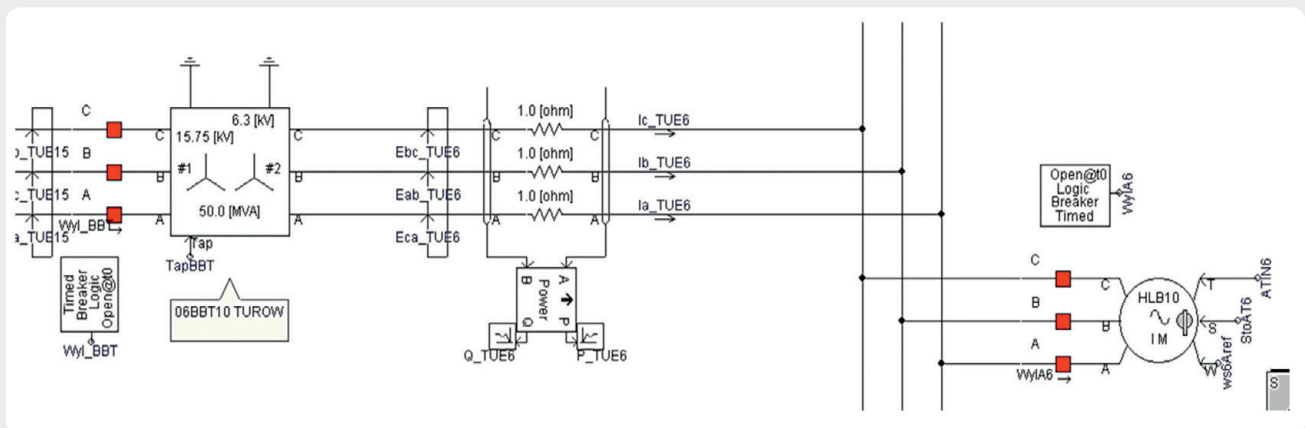
PL



Rys. 2. Model ciągu liniowego 110 kV z GPZ Dychów do SE Leśniów toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów



Rys. 3. Model ciągu liniowego 220 kV z SE Leśniów do SE Mikulowa (bez transformatora 06BAT10) toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów



Rys. 4. Model transformatora potrzeb własnych 06BBT10 oraz przykładowego odbioru urządzeń potrzeb własnych - wentylatora powietrza pierwotnego - HLB10 o mocy 2,5 MW

rozruchu tych maszyn. Model w programie ma dwa tryby regulacji w tym procesie. Na początku silniki powinny być modelowane w trybie kontroli prędkości, następnie

należy przejść do kontroli momentu mechanicznego. Proces rozruchu został zamodelowany przy wykorzystaniu odpowiednich bloków algorytmu. Poszczególne

zamodelowane odbiory na szynach 6,3 kV potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów (na rys. 4 pokazano dwa z nich) to: pompa wody zasilającej - LAC10 o mocy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

4,5 MW, pompa wody chłodzącej – PAC10 o mocy 1,25 MW, pompa kondensatu – LCB20 o mocy 0,63 MW, wentylator powietrza pierwotnego – HLB10 o mocy 2,5 MW.

### 2.7. Łączniki do tworzenia toru rozruchowego, panel sterowania symulacją

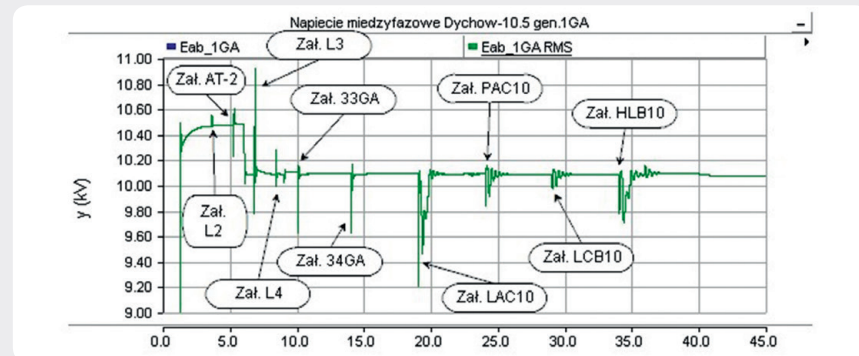
W celu sterowania symulacją w całym modelu zainstalowano łączniki, których zadaniem jest załączanie poszczególnych elementów toru z zadaniem opóźnieniem. Ponadto, aby ułatwić sprawę ich nastawiania, skonstruowano panel sterowania do regulacji nastaw ich zwłoki czasowej (zadania chwili załączenia danego łącznika).

### 3. Zakres badań symulacyjnych pracy toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów

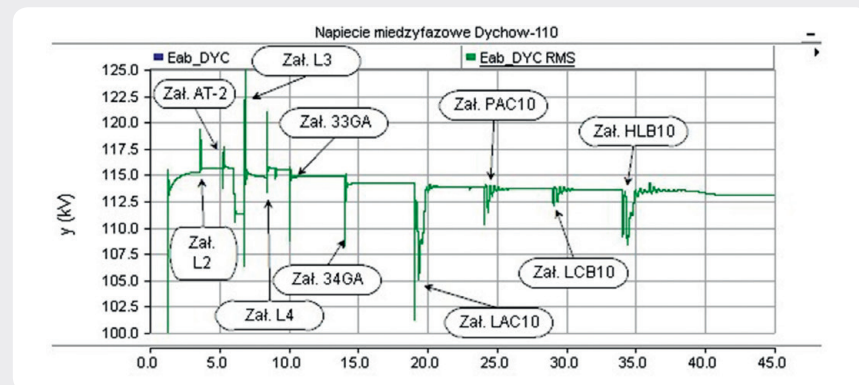
Zastosowanie programu PSCAD v.4.2.1. [4] daje możliwość przeprowadzenia w sposób stosunkowo prosty, a jednocześnie dokładny, badań symulacyjnych podania napięcia i mocy rozruchowej ze źródła rozruchowego do uruchamianego bloku elektrowni cieplnej. Istnieje jednocześnie możliwość obserwacji chwilowych zjawisk przejściowych (elektromagnetycznych i elektromechanicznych), np. przy załączaniu transformatorów i linii elektroenergetycznych na biegu jałowym, a także załączania urządzeń potrzeb własnych bloku itp. Przyjęte sekwencje łączeniowe w trakcie badań symulacyjnych podczas podania napięcia do rozdzielni potrzeb własnych 6 kV bloku nr 6 Elektrowni Turów podano w tab. 8 (kolumna druga). Kolejne sekwencje łączeniowe w modelu realizowano zawsze po wytłumieniu występujących zjawisk elektromagnetycznych i elektromechanicznych. W etapie pierwszym podstawowym celem badań symulacyjnych było określenie wartości napięć na szynach rozdzielni GPZ i stacji w trakcie tworzenia toru rozruchowego, tzn. w czasie załączania pod napięcie kolejnych elementów toru rozruchowego. Obliczenia pozwoliły

również na dobór przekładni transformatorów uczestniczących w próbie, umożliwiając sprawne przeprowadzenie próby. Podsumowanie wyników obliczeń zamieszczono w tab. 8. W trakcie badań ustalono numer zalecanego zaczeplu dla AT-2 w SE Leśniów, a także potrzeb własnych

06BBT10. Przyjęto, że początkowo transformatory blokowe w EW Dychów 1GB i 2GB pracują na zaczeplu nr 9, transformator blokowy w 06BAT10 w Elektrowni Turów ustawiony jest także na zaczeplu nr 9, natomiast transformator potrzeb własnych 06BBT10 na zaczeplu nr 7.



Rys. 5. Rejestracja zmian napięcia na szynach 10,5 kV generatora 1GA w EW Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej); oznaczono np. Zał. L3 – Załączenie linii L3



Rys. 6. Rejestracja zmian napięcia na szynach 110 kV GPZ Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej)

	Chwila czasowa załączenia w symulacji [s]	Po załączeniu	EW Dychów			GPZ Dychów	GPZ Krosno Odrz.	SE Leśniów		SE Mikułowa	PW El.Turów 6,3 kV
			U <sub>HZ1</sub>	U <sub>HZ2</sub>	ΣQ <sub>HZ</sub>	U <sub>R110kV</sub>	U <sub>R110kV</sub>	U <sub>R110kV</sub>	U <sub>R220kV</sub>	U <sub>R220kV</sub>	U <sub>R6.3kV</sub>
			[kV]	[kV]	[Mvar]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
Tworzenie toru rozruchowego DYC-TUE.	1,2	Generatory 1GA i 2GA	10,50	10,50	0,00	115,60	–	–	–	–	–
	3,6	Ciąg liniowy 110 kV DYC-KOD-LSN (L1 i L2)	10,50	10,50	–0,65	115,70	115,90	115,90	–	–	–
	5,2	autotransformator AT-2 LSN 120/230	10,50	10,50	–0,65	115,70	115,90	115,90	215,30	–	–
	6,0	Obniżenie napięcia na generatorach	10,05	10,05	–0,60	111,20	111,30	111,30	206,80	–	–
	6,8	Linia 220 kV LSN-MIK (L3)	10,05	10,05	–16,50	114,60	115,70	116,20	218,20	220,00	–
	8,4–9,4	Linia 220 kV MIK-TUE (L4), blokowy 06BAT10, potrzeb własnych 06BBT10	10,05	10,05	–19,70	114,40	115,60	116,20	218,80	221,20	5,92
	–	Zmiana zaczeplu BBT10 na 12	10,05	10,05	–19,70	114,40	115,60	116,20	218,80	221,20	6,30

Tab. 8. Zestawienie poziomów napięć wyznaczonych na szynach GPZ-ów i stacji w trakcie realizacji sekwencji łączeniowych



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

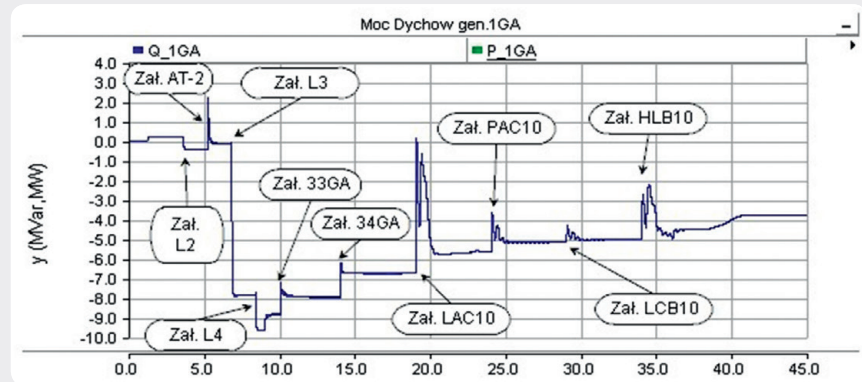
Na rys. 5–7 zamieszczono wybrane wyniki badań symulacyjnych pracy toru rozruchowego, podczas jego tworzenia i podania napięcia z EW Dychów do Elektrowni Turów oraz podania mocy rozruchowej potrzebnej do rozruchu wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 [6].

Podczas tworzenia toru rozruchowego – załączenie ciągu liniowego 110 kV DYK-KRO-LSN oraz autotransformatora AT-2 w SE Leśniów – napięcie na szynach 110 kV GPZ Dychów wynosiło 115,5 kV (w badaniach symulacyjnych 115,59 kV, rys. 6). Po obniżeniu napięcia na szynach generatorowych do ok. 10 kV (rys. 5) uzyskano odpowiednio 111,2 kV i 112,25 kV. Zatem różnice były minimalne. Po obniżeniu napięcia generatorowego załączono linie 220 kV Leśniów – Mikułowa (LSN-MIK) oraz blokową Mikułowa – Elektrownia Turów (MIK-TUE). Przepływ mocy bierniej pojemnościowej spowodował wzrost napięcia na szynach 110 kV GPZ Dychów – po załączeniu linii LSN-MIK do 114,4 kV (w badaniach symulacyjnych zarejestrowano 114,7 kV, rys. 6), po załączeniu linii MIK-TUE napięcie wzrosło do 114,8 kV (w badaniach symulacyjnych do 115,4 kV, rys. 6). Powstałe nieco większe różnice mogą być spowodowane przyjętymi parametrami linii 220 kV, które mogą różnić się od rzeczywistych.

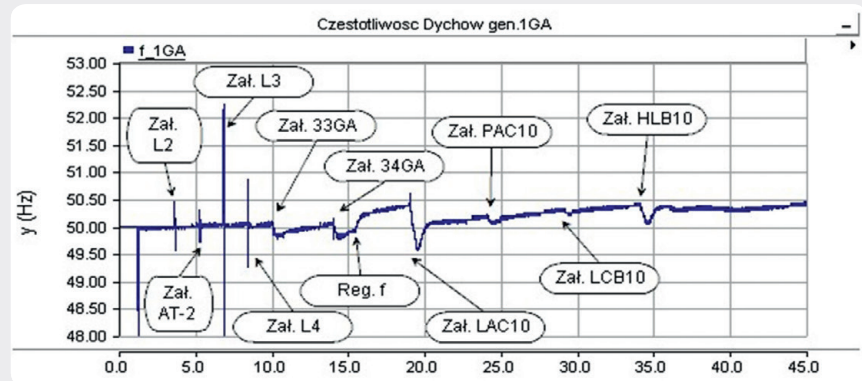
Następnym etapem tworzenia badanego toru rozruchowego było załączenie pomp akumulacyjnych w EW Dychów. Jak zaznaczono w rozdziale 2, zamodelowano je w sposób uproszczony. Pobór mocy bierniej z dwóch jednostek ustalił się na poziomie 3 Mvar (rys. 7), napięcie obniżyło się po stronie 110 kV o ok. 0,6 kV (zarówno w próbie systemowej, jak i podczas badań symulacyjnych). Zatem po załączeniu obu pomp akumulacyjnych poziom napięcia w rzeczywistej próbie wynosił 114,5 kV, natomiast w badaniach symulacyjnych 114,2 kV (rys. 6).

Po utworzeniu toru rozruchowego i regulacji napięcia na szynach 6 kV potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Pątnów nastąpiło podanie mocy rozruchowej potrzebnej do uruchomienia urządzeń potrzeb własnych uruchamianego bloku. Zamodelowano tylko część z nich, stanowiącą największe obciążenie toru (rys. 5 i 6). Po zarejestrowanych znacznych chwilowych zapadach napięcia (rys. 5 i 6) następują stany ustalone. Ostatecznie po załączeniu ostatniego z modelowanych odbiorów napięcie zarejestrowane w trakcie próby na szynach 110 kV GPZ Dychów wynosiło 113,5 kV, natomiast w adekwatnym momencie symulacji 113,4 kV.

W badaniach symulacyjnych założono równomierne obciążenie generatorów mocą bierną. Na początku procesu tworzenia toru rozruchowego widoczne jest (rys. 7, dotyczy obciążenia szyn mocą bierną generatora 1GA) nieznaczne obciążenie mocą indukcyjną, wynikającą z potrzeb własnych i strat poprzecznych w transformatorach blokowych 1GB i 2GB. W próbie systemowej wartość ta wynosiła ok. 0,4 MVar, natomiast w badaniach symulacyjnych 0,5 MVar. Po załączeniu ciągu liniowego 110 kV DYK-KRO-LSN generatory zostały obciążone pojemnościową mocą bierną



Rys. 7. Rejestracja zmian obciążenia mocą bierną generatora 1GA na szynach 10,5 kV w EW Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej do wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów)



Rys. 8. Rejestracja zmian częstotliwości na szynach 10,5 kV generatora 1GA w EW Dychów uzyskana w procesie symulacji (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej do wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów)

na poziomie  $-0,65$  MVar (rejestracja podczas próby systemowej) oraz ok.  $-0,56$  MVar (wynik uzyskany w badaniach symulacyjnych). Załączenie linii 220 kV LSN-MIK powoduje dociążenie generatorów mocą bierną pojemnościową na poziomie  $-16,5$  MVar (rejestracja podczas próby systemowej) i ok.  $-16$  MVar (wynik uzyskany w badaniach symulacyjnych). Załączenie linii blokowej 220 kV powoduje zwiększenie obciążenia generatorów mocą bierną pojemnościową do poziomu  $-19,5$  kV. Wynik taki zarejestrowano w próbie systemowej, podobny uzyskano w badaniach symulacyjnych. Symulacja komputerowa daje bardzo dobre przybliżenie. W dalszym przebiegu obciążania generatora 1GA mocą bierną widoczne są efekty załączania pomp akumulacyjnych oraz wybranych urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów.

Na rys. 8 przedstawiono zmiany częstotliwości w czasie całej próby systemowej, uzyskane w badaniach symulacyjnych. Zarejestrowane zostały na szynach 10,5 kV generatora 1GA. Z kolei na rys. 9 pokazano zmiany częstotliwości, można zauważyć, że zarejestrowane podczas rzeczywistej próby systemowej. Porównując przedstawione przebiegi zmian częstotliwości wyraźną różnicę stanowią duże piki częstotliwości na przebiegu symulowanym, podczas załączania elementów tworzonego

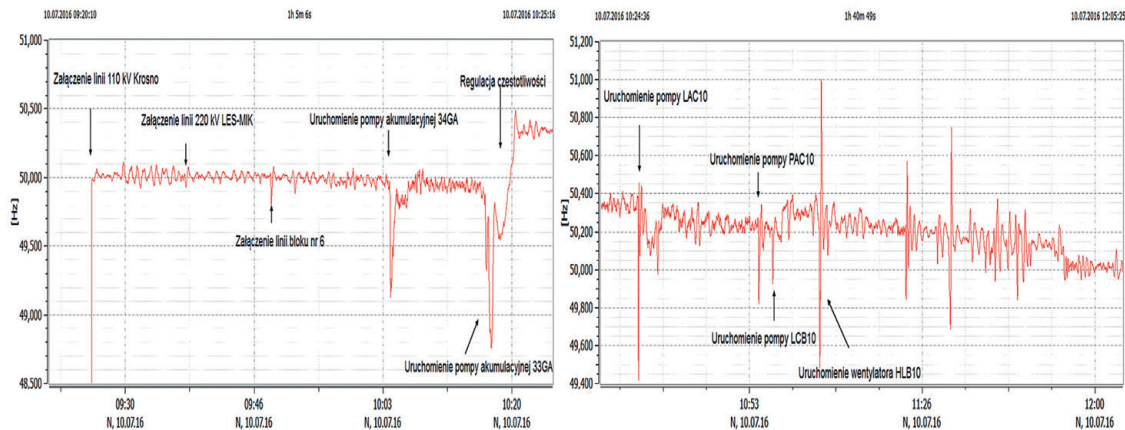
toru rozruchowego. Wartości pików podczas symulacji są uzależnione od czasu próbkowania. Przyjęto czas próbkowania  $50 \mu s$ . Podobnie sprawa dotyczy pomiarów cyfrowych. W rzeczywistych pomiarach nie rejestrowano takich pików. Należy jednak zauważyć, że poziom częstotliwości stanów ustalonych jest bardzo zbliżony do siebie dla obu rejestracji. Do momentu załączenia pomp akumulacyjnych poziom ten był stabilny i równy ok. 50 Hz. Z kolei załączenie pomp spowodowało nieduży zapad, który został wyregulowany za pomocą regulatorów hydrogeneratorów 1GA i 2GA. Uruchamianie urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 powodowało znacznie większe zmiany częstotliwości. Były one jednak poprawnie i skutecznie regulowane przez układy regulacji prędkości obrotowej hydrosespołów w EW Dychów.

#### 4. Porównanie wybranych wartości chwilowych napięć i prądów podczas załączania elementów toru rozruchowego zarejestrowanych w próbie systemowej oraz w badaniach symulacyjnych

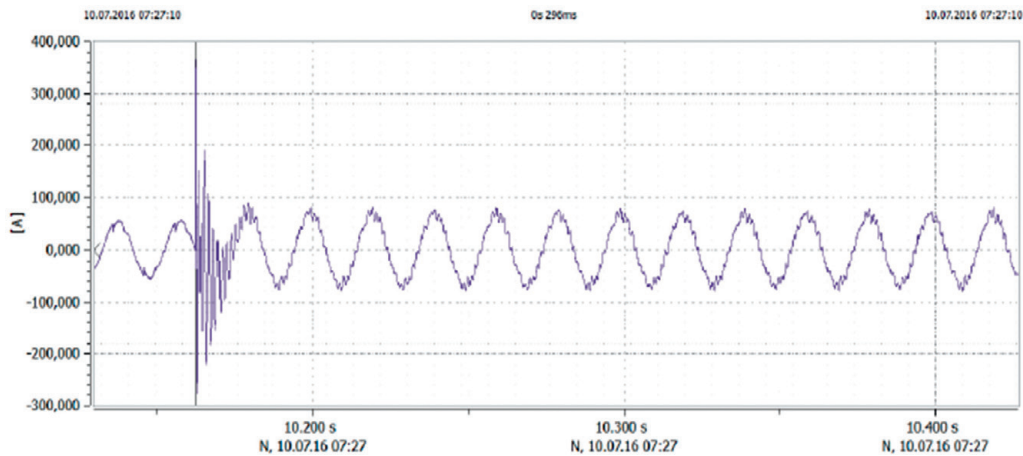
Podczas próby systemowej w lipcu 2016 roku zarejestrowano wiele przebiegów wartości chwilowych napięć i prądów w stanach przejściowych, powodowanych załączaniem elementów przedmiotowego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

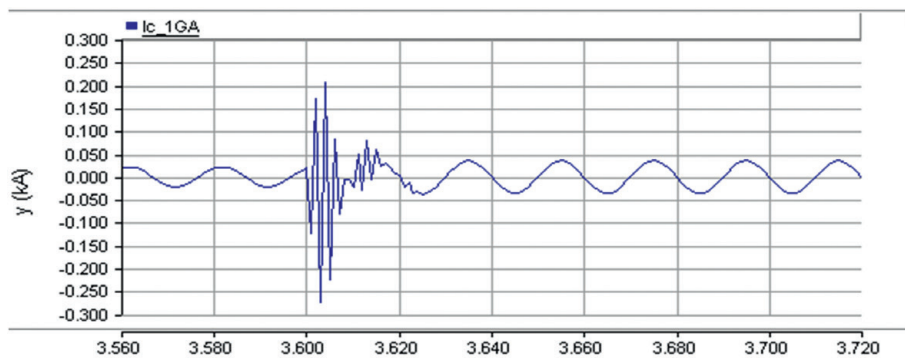
PL



Rys. 9. Rejestracja zmian częstotliwości na sznycach 10,5 kV generatora 1GA w EW Dychów, zarejestrowanych podczas próby systemowej (etap podania napięcia oraz mocy rozruchowej)



Rys. 10. Oscylogram prądu generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego linii 110 kV DYC-KOD-LSN – pomiar zarejestrowany w próbie systemowej



Rys. 11. Oscylogram prądu generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego linii 110 kV DYC-KOD-LSN – uzyskany w badaniach symulacyjnych (faza C)

toru rozruchowego. Umożliwiło to porównanie rzeczywistych wartości z wartościami zarejestrowanymi podczas prowadzonych badań symulacyjnych. Na rys. 10 i 11 pokazano przebieg zmian chwilowych wartości prądu na sznycach generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego 110 kV DYC-KOD-LSN, zarejestrowany podczas

próby systemowej oraz jako wynik badań symulacyjnych. Natomiast na rys. 12 i 13 pokazano przebieg zmian chwilowych wartości napięcia na sznycach generatora 1GA, podczas załączania tego samego ciągu liniowego 110 kV DYC-KOD-LSN. Charakter przebiegów chwilowych towarzyszących stanom

przejściowym jest bardzo podobny. W przypadku przebiegu napięć mamy praktycznie identyczne wartości. Natomiast w przypadku prądu zarejestrowanego w czasie próby systemowej wartość udaru jest większa. To na pewno kwestia momentu załączenia, a także większej wartości prądu dla stanu ustalonego. Podobne wyniki

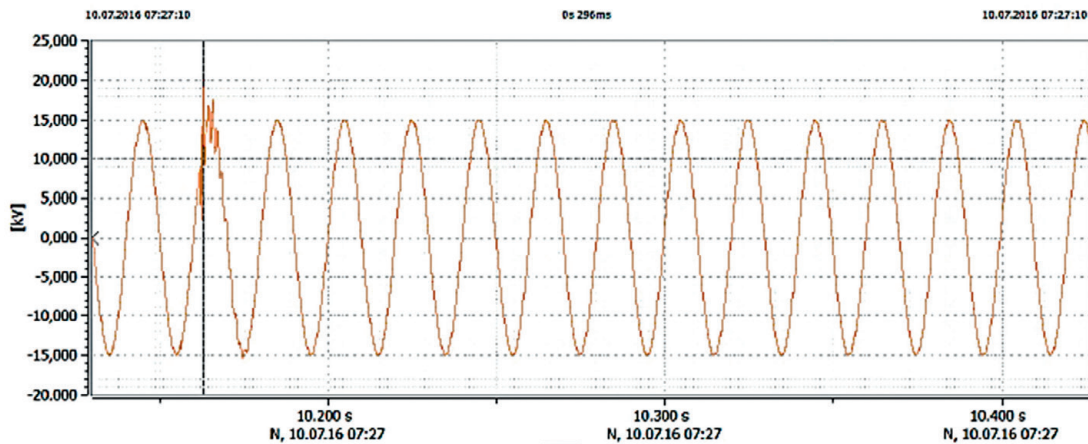
This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

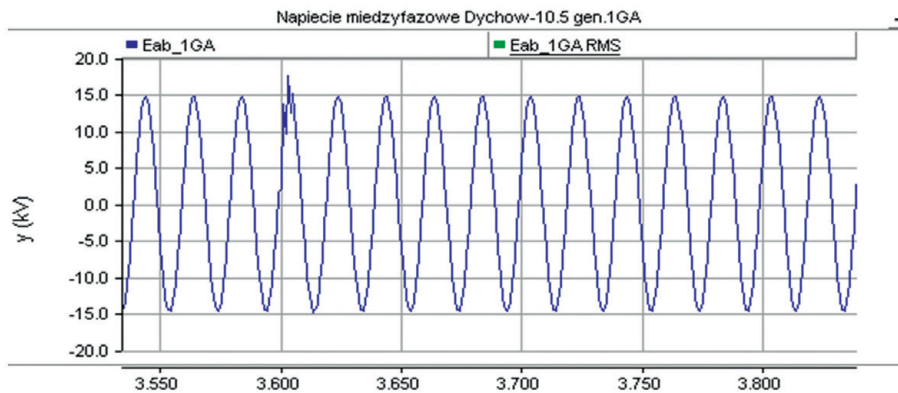
uzyskano przy załączeniu pozostałych linii. Drugim ważnym elementem załączanym przy tworzeniu toru rozruchowego na biegu jałowym są transformatory. Podczas tego procesu przejściowego mogą powstać duże udary prądowe spowodowane magnesowaniem rdzenia transformatora. Modelowanie tego zjawiska wymaga podania wielkości opisujących krzywą magnesowania danego

transformatora, a dane te są niezwykle trudne do uzyskania. Nie wchodzi one w zakres podstawowych danych katalogowych transformatorów. Efekty podjętej próby odwzorowania tego procesu przedstawiono na rys. 14. Wyniki uzyskane z badań symulacyjnych porównano z wynikami zarejestrowanymi podczas próby systemowej, które przedstawiono na rys. 15.

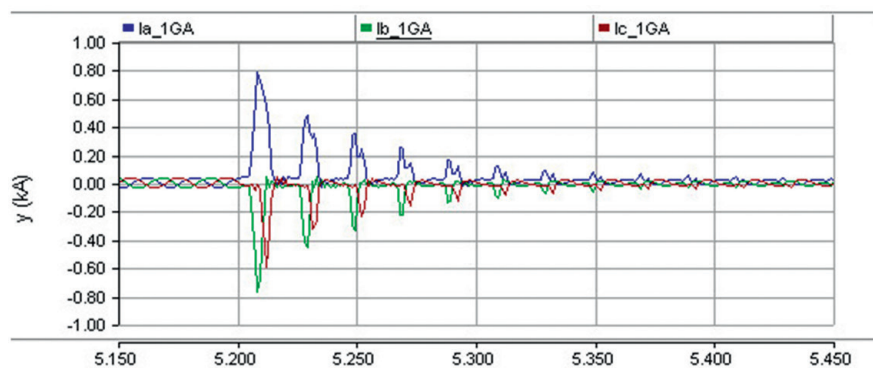
Z porównania przebiegów chwilowych prądu generatora 1GA, pokazanych na rys. 14 i 15, wynika, że w programie PSCAD można prawidłowo odwzorować charakter elektromagnetycznego przebiegu przejściowego, które towarzyszy takiemu załączeniu. Jednak wartości udarowe prądu uzyskane na drodze symulacji są ok. 2–3 razy mniejsze od przebiegów rzeczywistych. Przebiegi te



Rys. 12. Oscylogram napięcia międzyfazowego generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego 110 kV DYK-KOD-LSN – próba systemowa



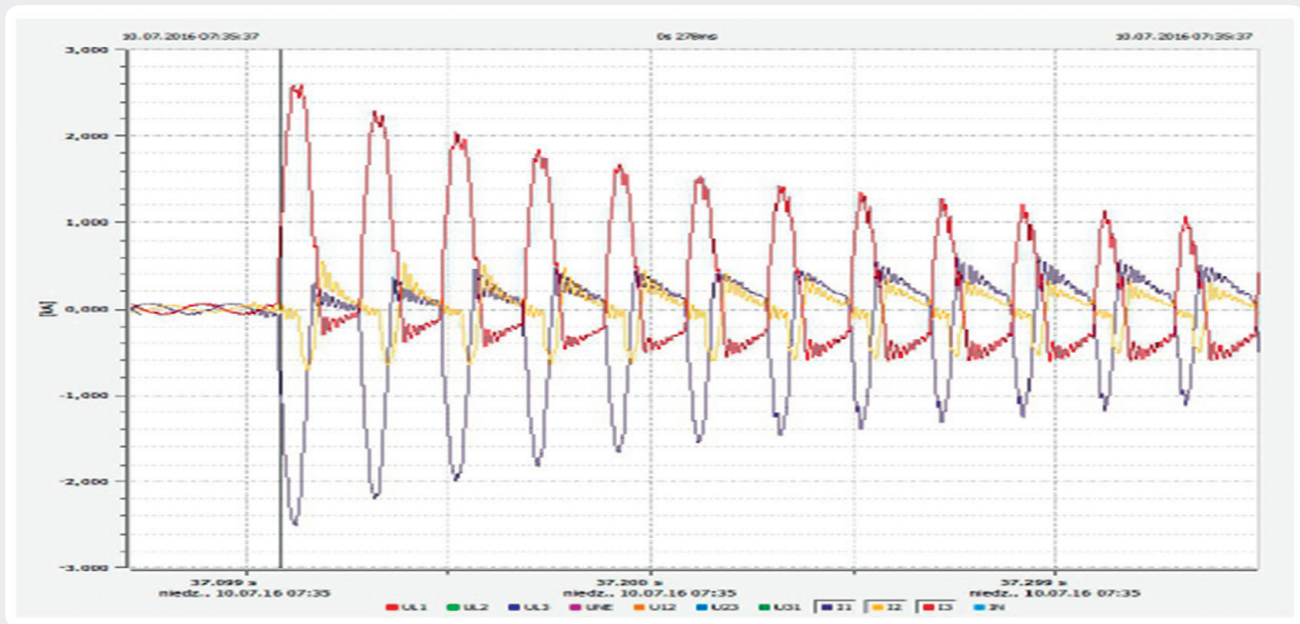
Rys. 13. Oscylogram napięcia międzyfazowego generatora 1GA podczas załączania ciągu liniowego 110 kV DYK-KOD-LSN – uzyskany w badaniach symulacyjnych



Rys. 14. Zmiany wartości chwilowych prądu generatora 1GA w trzech fazach podczas załączania autotransformatora AT-2 w SE Leśniów – wyniki z badań symulacyjnych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 15. Zmiany wartości chwilowych prądu generatora 1GA w trzech fazach podczas załączania autotransformatora AT-2 w SE Leśniów – wyniki z pomiarów w czasie próby systemowej

silnie zależą od kąta fazowego przesunięcia w chwili dokonania załączenia. Także uszczegółowienia wymagają dane jednostki transformatorowej w zakresie histerezy magnesowania. Wymaga to przeprowadzenia dodatkowych badań.

##### 5. Wnioski

Na podstawie wyników badań symulacyjnych można przedstawić następujące wnioski:

1. W celu zapewnienia bezpiecznego tworzenia toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów zalecono utrzymywanie przez układ regulacji wzbudzenia generatorów napięcia na poziomie  $U_g = 10,0$  kV;
2. Regulację napięcia w badanym torze rozruchowym można zapewnić za pomocą ręcznej zmiany pozycji przełącznika zacsepów na autotransformatorze AT-2 w SE Leśniów (badania symulacyjne wskazały, że po ustawieniu przełącznika na zacsepie nr 14 nie będzie konieczności zmiany jego położenia). Utrzymanie napięcia na szynach potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów na poziomie 6,3 kV zapewni odczepowy transformator 06BBT10. Początkowe położenie powinno być na zacsepie nr 12;

3. Badania symulacyjne wskazały na liczne procesy przejściowe elektromagnetyczne i elektromechaniczne związane z załączeniem linii i transformatorów w tworzonym układzie elastycznym, a także podczas uruchamiania pomp akumulacyjnych i urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6. Nie stanowią one jednak zagrożenia dla sprawnego tworzenia toru rozruchowego i uruchamiania urządzeń potrzeb własnych. Zmiany napięcia oraz częstotliwości były poprawnie i szybko regulowane przez układy regulacji napięcia i prędkości obrotowej hydrozespołów 1GA i 2GA. Wyniki te zostały potwierdzone podczas przeprowadzonej próby systemowej w lipcu 2016 roku [6].

##### Bibliografia

1. Kuczyński R., Paprocki R., Strzelbicki J., Obrona i odbudowa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Elektroenergetyka* 2005, nr 1, s. 17–26.
2. Grządzielski I., Sroka K., Elektrownia wodna Dychów jako źródło rozruchowe do odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni ciepłych, *Przegląd Elektrotechniczny* 2016, nr 10, s. 190–198.

3. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) opracowana przez PSE SA w części: „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”, w treści obowiązującej od 1 stycznia 2012 r. ze zmianami.
4. PSCAD v4.2.1, Winnipeg, Manitoba, Canada 2006, data aktualizacji: 13.07.2006 Manitoba HVDC Research Centre.
5. Sroka K. i in., Praca równoległa turbozespołu parowego i hydrozespołów w układzie wyspowym tworzonym w warunkach odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po awarii katastrofalnej, XVIII Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, 7–9.06.2017.
6. 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.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 68–78. When referring to the article please refer to the original text.

PL

**Ireneusz Andrzej Grządzielski**

dr inż.

Politechnika Poznańska

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

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, gdzie obecnie pracuje na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach nieustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego, przyłączaniem źródeł rozproszonych do systemu elektroenergetycznego.

**Krzysztof Sroka**

dr inż.

Politechnika Poznańska

Instytut Elektroenergetyki

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

**Mikołaj Zakrzewski**

inż.

Politechnika Poznańska

Instytut Elektroenergetyki

e-mail: mikolaj-zakrzewski@o2.pl

Student studiów drugiego stopnia na kierunku elektrotechnika na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej oraz pierwszego stopnia na kierunku mechatronika na Wydziale Budowy Maszyn i Zarządzania również Politechniki Poznańskiej. Ukończył studia pierwszego stopnia na kierunku energetyka na Politechnice Poznańskiej (2017). Jego zainteresowania naukowe to modelowanie zjawisk dynamicznych w systemie elektroenergetycznym oraz proces odbudowy systemu elektroenergetycznego.