

Operation of a BC50 Cogeneration Unit of a CHP Plant in an Isolated Island System

Authors

Ireneusz Grządziński
Krzysztof Sroka
Arkadiusz Łacny
Daria Radsak

Keywords

power system defence and restoration, island system separation, system experiment

Abstract

In a paper presented at the previous APE,13 conference [1] results of a concept of separating an island system with a BC50 thermal unit in VEOLIA ENERGY Poznań ZEC SA's power plant (hereinafter ECII Karolin) were presented. The following loads were selected for supply in the separated island system: EC II Karolin's auxiliaries and general purpose loads, industrial loads in the plant's immediate vicinity, and, in the future, municipal consumers. The concept of separation of the island supplied from BC50 unit requires comprehensive verification of the adopted assumptions through system experiments before the appropriate separation automation implementation. The paper presents selected results of the first experiment of the operation of the separated island system with a BC50 unit and the plant's auxiliaries and general purpose loads plus an external consumer, i.e. a waste water treatment plant in the conurbation of Poznań.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016102

1. Introduction

According to the Polish Grid Code [2] the process of adapting generating units to participation in the defence and reconstruction of the National Power System (NPS) is currently proceeding in two directions, aimed at achieving:

- black start capabilities, i.e. an ability to start the power station up without power supply from the NPS, according to a plan approved by the transmission system operator (TSO) and continuous operation in island mode, as well as readiness to comply with the TSO's orders concerning starting up consecutive power stations and enlarging the island
- ability to operate within an island, i.e. an ability to switch to island mode operation (house load operation and then island operation) in a contingency situation, in case no power supply from the NPS is available, according to a plan approved by the TSO, and sustained island mode operation, along with a readiness to comply with the TSO's orders concerning enlargement of the island

In the authors' opinion, these two essential solutions used in the plan of NPS defence and reconstruction may be supplemented by defining small islands of some 20-30 MW, supplied from steam cycle combined heat and power units operating in municipal CHP stations.

Currently, the defence strategy adopted by ENTSO-E does not prescribe preventive isolation of individual generating units for

island mode operations, separating sections of systems or separating national systems [3–5] before critical system parameters – voltage or frequency – are achieved during contingencies in the European power system. Earlier, automated isolation of island systems, including isolation of national systems, had been prescribed by defence plans developed for UCTPE and then UCTE. A return to the idea of prompt isolation of proposed island systems of low power loads may be a very important defence measure in the context of the subsequent reconstruction of the NPS. This solution is primarily justified by improvement of security of supplies to large urban areas. Isolation of urban islands could be of great importance, as loss of power supply proves particularly dangerous in large urban areas, both due to the paralysing effect on the municipal and industrial infrastructure, and the created threat for human life. This kind of operation should ensure power supply for critical process equipment of a CHP plant, which would guarantee protection of the process against damage, protection of the district heating system and the creation of conditions for active participation of the CHP plant in the NPS rebuilding process. Of course each case of isolating a municipal CHP unit for island operation (as an exception to the general plan of NPS defence and reconstruction) should be preceded by thorough analyses, including studies determining the impact of switching the CHP plant into island operation on the remaining part of the power system.

VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (formerly DALKIA Poznań ZEC SA) has undertaken measures aimed at determining the possibility of isolating an island around a BC50 CHP unit in case of a major calamity within the NPS. One of the crucial stages of those works was the development and execution – in mid-September 2013 – of the first experiment involving separation of an island with the BC50 CHP unit with a rated electrical output of 50 MW. This paper presents selected results of this experiment.

A necessary condition for enabling effective separation of an island with the BC50 unit is installation of an appropriate isolating automation system approved by VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA as well as grid operators. This is considered to be a final stage of the measures undertaken in order to considerably improve security of power supply to the EC II Karolin CHP plant itself and the whole Poznań urban area.

2. Balancing power demand in the island mode

The BC50 unit has been nominated for island mode operation due to its highest annual capacity utilisation, as presented in Fig. 1. The unit includes two steam boilers: biomass-fired BFB-110 designated 1K1, and coal-fired OP-140 designated 1K2, which operate together with an extraction-backpressure turbine thus forming a dual unit.

Currently switching to the island mode operation is only possible using the BFB-110 boiler with an electrical output of 19 MW, which is characterised by the lowest minimum load level of 14–15 MW. This creates favourable conditions for maintaining operations of critical CHP house load equipment without significant excess of output. Thus the island mode operation with the BC50 unit will not be significantly different from normal operation in terms of the output. Possible output reduction will be smooth, unlike in the case of the other two units characterised by relatively high minimum load levels. Additionally, the BC50 unit is able to cover the summer heat load on its own.

Isolation of an island system requires extremely precise power balancing within such an island to ensure protection of equipment and infrastructure of the Karolin CHP plant. As for the power consumer structure, supplying power to the two sections of the general own consumption switchgear BA 6 kV was assumed to be a priority due to the necessity of protecting critical equipment of the CHP plant, and ensuring personnel safety. Moreover, it is planned to also energise the own consumption switchgears of the units which stay in operation also from the island with the BC50 unit. Currently the only external consumer capable of stable operation within the isolated island system is the Central Sewage Treatment Plant (COŚ), which forms a connection within the 110 kV line between the EC II Karolin CHP station and GPZ Czerwonak substation, and is characterised by a stable power consumption level of some 3 MW.

Potential external consumers to be taken into account could include industrial plants connected to the MV 15 kV switching station of the EC II Karolin CHP Plant, which operatively cooperate in the power distribution process, as well as municipal and industrial consumers supplied from substations fed by 110 kV lines outgoing from the 110 kV substation of the EC II Karolin plant. This variant could be implemented in the case of adopting a very comprehensive set of automation equipment for island isolation, as the 15 kV industrial plants and 110 kV consumers have a double-sided power supply and form a connection with the NPS themselves. There is an exception of the Bridgestone plant, which is supplied exclusively from the 110 kV cable line outgoing from the EC II Karolin plant. Yet in this case there is a prohibitive technical barrier of unpredictable operating patterns of the consumer, reflected by strong fluctuations of the power load – both hourly and daily – related to switching large power consumers on and off as shown in Fig. 2.

It is possible to distinguish several operating configurations of EC II Karolin plant's boilers – 1K1, 1K2 (BC 50 unit no. 1), 2K (BC100 unit no. 2) and 3K (BK100 unit no. 3) – depending on ambient air temperature and heat demand from consumers.

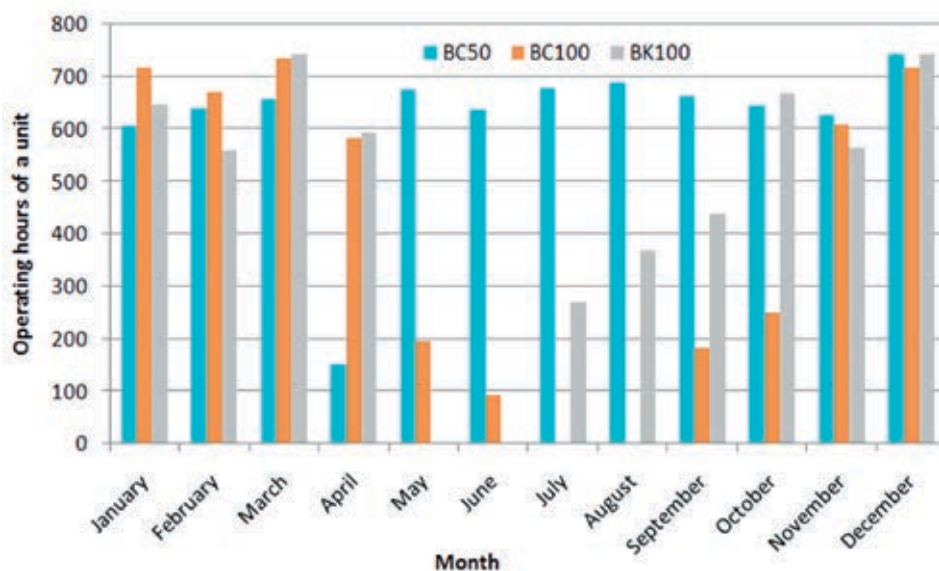


Fig. 1. Operating hours of individual units within the EC II Karolin CHP plant in 2013

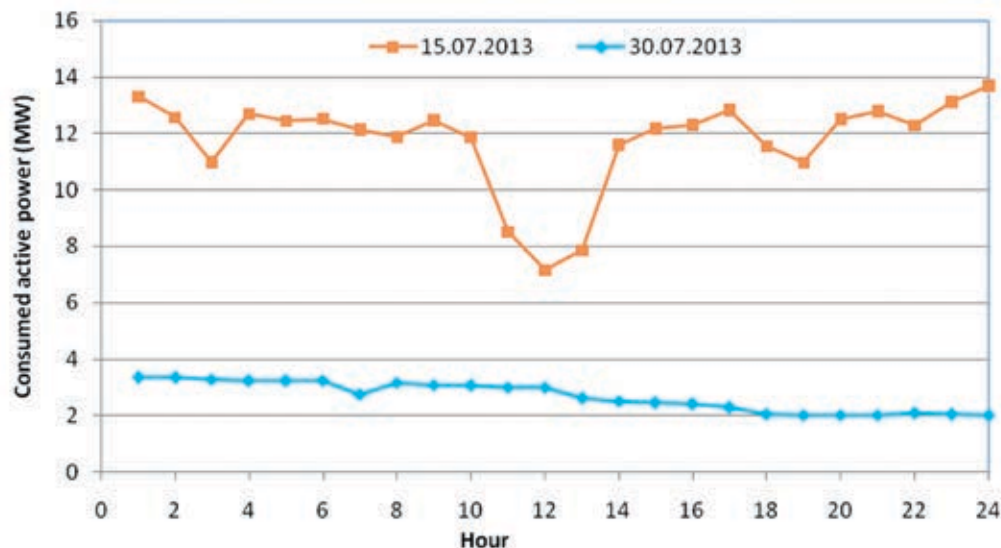


Fig. 2. Active power consumption of the Bridgestone plant during summer season

- 3K (summer season)
- 1K1 + 1K2 (summer season)
- 1K1 + 3K (summer season and intermediate periods)
- 1K1 + 2K + 3K (winter season and intermediate periods)
- 1K1 + 1K2 + 2K + 3K (winter season).

In the event of switching the BC50 no. 1 unit for island mode operation from full configuration it is proposed to immediately shut down the 1K2 boiler into reserve in order to reduce the output level. Then the own consumption of the BC50 unit is reduced by some 2 MW. It is also necessary to reduce the output of the 1K1 boiler to the minimum permissible level (14–15 MW) in order to ensure stable output reduction. In such a situation, the consumers retained within the island would include general consumers energised from the BA 6 kV switchgear, own consumption of the BC50 unit, and an external consumer – the Central Sewage Treatment Plant (COŚ).

The variant of operation of both the BK100 unit and BC50 unit with the 1K1 boiler does not require shutting down the BK100 unit in the process of island isolation, as it is planned to ensure power off-take from that unit to section 2 of the main 110 kV switchgear. Except for the general consumers, own consumption of the BC50 unit and the COŚ, also the own consumption of the BK100 unit would be connected to the island via the backup/start-up bridge from the BA 6 kV switchgear. For the island load defined in such a way, operation of the 1K1 boiler does not require output reduction or even reaching the permissible minimum load.

Configuration with all boilers of the EC II Karolin plant in operation requires emergency shut down of the second unit and, in order to enable balancing electrical output, shutting down the 1K2 boiler into reserve upon initiation of the island operation. Electrical diagrams for the proposed solutions are shown in Fig. 3 and Fig. 4.

The island separation configuration has been verified for each analysed variant, by analysing power balance for individual days of the year 2013. It has been assumed that the island created

in a proper manner should fulfil the criterion of imbalance not exceeding ± 5 MW. Exemplary results of balance calculations for the 1K1 + 3K configuration are given in Tab. 1. All the analysed cases meet the assumed criterion for balancing the created island.

3. Primary goals of the grid experiment involving creation of an island with the BC50 CHP unit

The goals of the first experiment involving creation of an island with the BC50 unit were:

- confirmation of the possibility of the BC50 unit switching into island mode operation, where the island supplies own consumption of the CHP plant and consumers connected via the 110 kV COŚ line to the 110 kV substation of the EC II Karolin plant
- evaluation of the quality of balancing of generated and consumed power within the created island
- determination of the speed control properties of the turbine-generator installed at the BC50 unit in island mode operation
- investigation of the voltage control capabilities of the turbine-generator installed at the BC50 unit required to ensure proper voltage levels within the created island
- confirmation of the possibility to resynchronise the separated island with the NPS.

4. Course of the grid experiment involving creation of an island with the BC50 CHP unit

The experiment in question had been preceded by frequent meetings of all stakeholders, i.e. VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (formerly DALKIA Poznań ZEC SA), ENEA Operator sp. z o.o., Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Poznań Division (formerly Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Zachód SA) and AQUANET SA. As a result of final arrangements between all entities involved in the experiment, it was agreed to carry out the test on 17 September 2013, and a detailed test programme was created. According

Day	Hour	BC50 output	Loads					Total load	BALANCE
			BC50 own cons.	BT1	BT2	BK100 own cons.	COŚ		
		[MW]							
26 July 2013	1	16.595	3.084	2.983	1.069	7.219	3	14.355	0.645
	2	16.538	3.098	2.851	1.003	7.154	3	14.106	0.894
	3	16.884	3.094	2.842	1.003	7.172	3	14.111	0.889
	9	15.519	3.120	2.869	1.192	7.196	3	14.377	0.623
	10	15.183	3.089	3.093	1.223	7.184	3	14.589	0.411
	11	15.85	3.127	3.058	1.179	7.91	3	15.274	-0.274
	17	17.063	3.227	2.851	1.043	7.306	3	14.427	0.573
	18	17.33	3.218	2.856	1.034	7.378	3	14.486	0.514
	19	16.91	3.192	2.939	1.030	7.282	3	14.443	0.557

Tab. 1. Active power balance in the isolated island with the BC50 unit, with consumers as for 1K1 + 3K variant

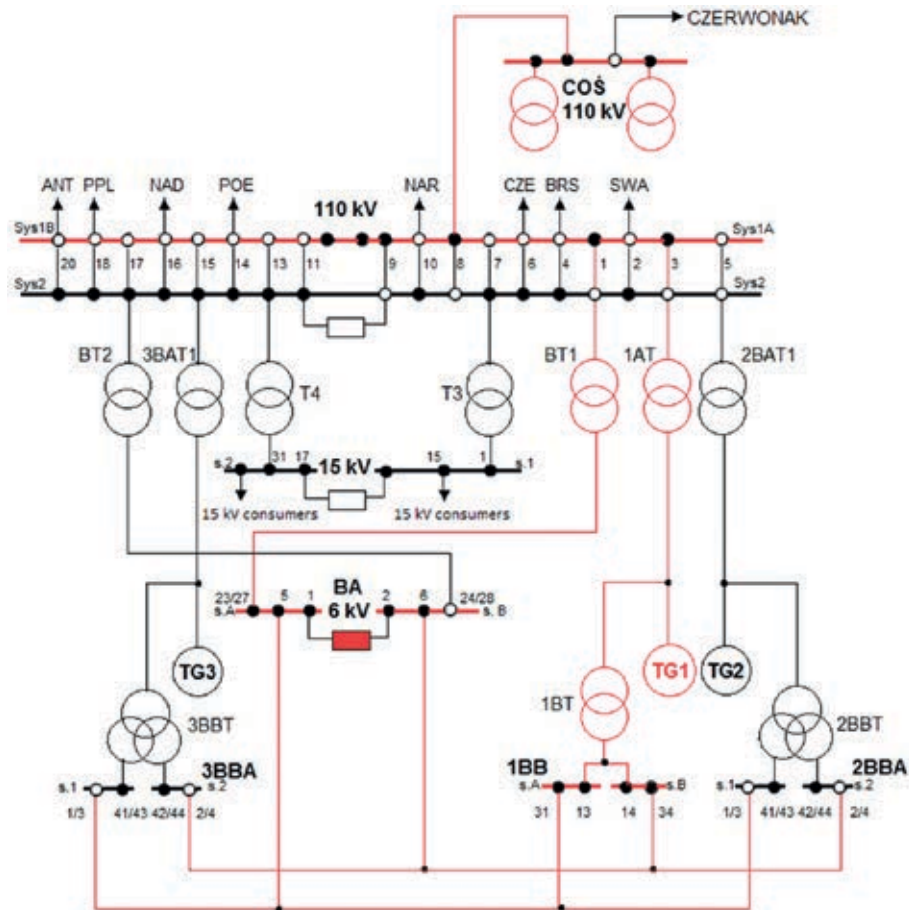


Fig. 3. Simplified electrical diagram of the EC II Karolin plant during island mode operation with the BC50 unit for the 1K1 + 1K2 variant

to the agreements, the following switching operations were performed within the 110 kV grid on the day of the experiment. Necessary switching operations were also performed within the CHP plant's own consumption system. The electric configuration of the EC II Karolin substation just before the start of the experiment is shown in Fig. 5.

The operating status of generating units at the EC II Karolin plant was as follows:

- boiler 1K1 – BFB – in operation, supplying the turbine with a load similar to the sum of power consumed through the section 1BA and 110 kV COŚ line; auxiliaries of the BFB boiler energised from the A section of the 1BB switchgear

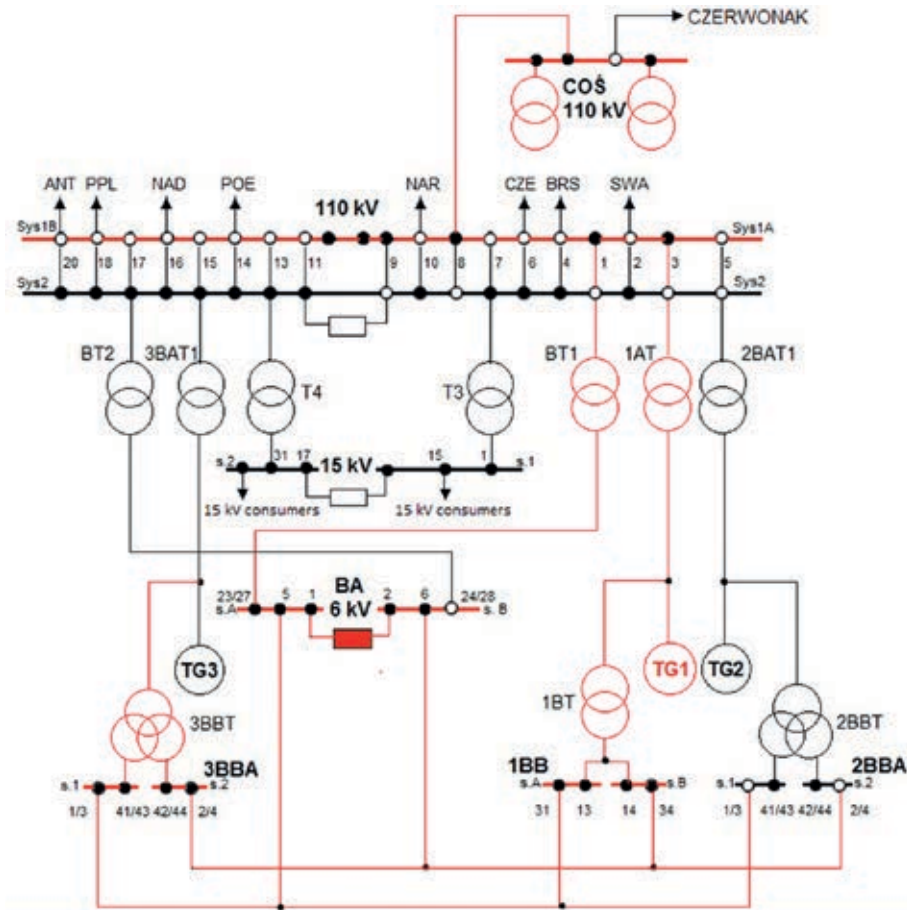


Fig. 4. Simplified electrical diagram of the EC II Karolin plant during island mode operation with the BC50 unit for the 1K1 + 3K, 1K1 + 2K + 3K, and 1K1 + 1K2 + 2K + 3K variants

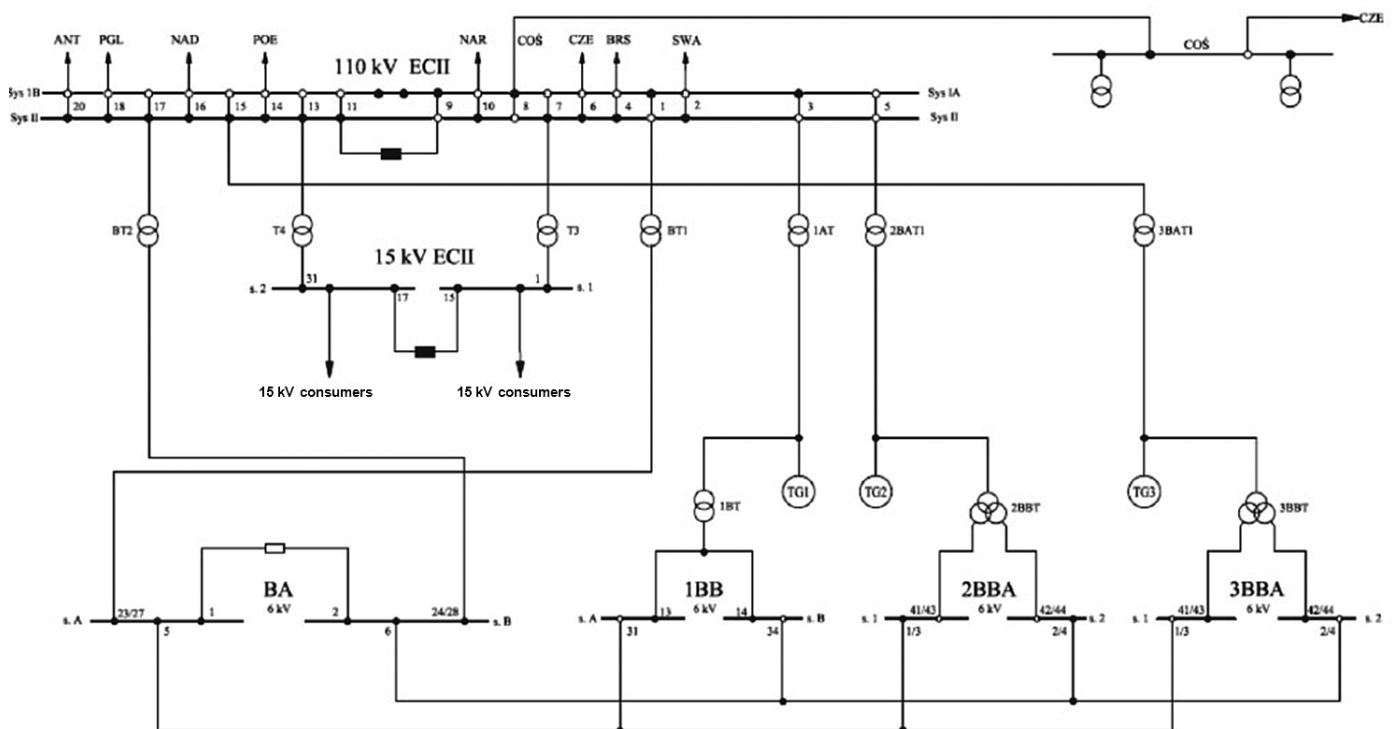


Fig. 5. Electrical configuration of the EC II Karolin plant prior to creation of the island with the BC50 unit

- unit no. 3 in operation – generation of process steam and heat for the district heating system
- unit no. 2 in reserve.

Heating load on the day of the experiment stayed within the 55–70 MW range. Demand of the Poznań district heating system was covered by the no. 1 BC50 unit and additionally by the no. 3 BK100 unit. Thanks to the operation of the no. 3 unit, the thermal load of the BC50 unit was reduced, enabling operation with the fluidised bed (BFB) boiler only. The forecasted electrical load of the BC50 unit on the day of the experiment was around 10 MW. The S1 busbar system with the 110 kV line to COŚ, and BT1 transformer energising the A section of the plant's general own consumption 6 kV BA switchgear were assigned to the island operation.

The A section of the BA switchgear was used to energise the own consumption switchgear of the shut down no. 2 BC100 unit. Consumers of that unit were chosen to create load variations within the island.

The BC50 unit was operating with the output of some 11 MW. Active and reactive power demand within the island about to be separated was as follows:

- load of the 110 kV COŚ line – 2.1 MW and 0.4 Mvar
- load of the section 1 of the 6 kV BA switchgear (via BT1) – 5.5 MW and 4.5 Mvar
- own consumption of the no. 1 unit (via 1BT) – 4.1 MW and 3.0 Mvar.

Thus the total active and reactive power load within the island was expected at 11.7 MW and 7.9 Mvar. Separation of the island was effected by opening the breaker within the 110 kV coupling in the 110 kV switching station. Electrical configuration of the created island with the BC50 unit is shown in Fig. 6. Due to variations of the turbine speed during island operation, the droop setting of the speed controller on the BC50 unit's turbine-generator was changed from 6% to 12%.

During the island mode operation, variability of the electrical parameters (power, frequency, voltage) was observed upon load changes effected by switching on and off consumers within the own consumption systems of BC100 and BC50 units.

The island operation continued for approximately 30 minutes. Resynchronisation of the island with the NPS was made through the coupling breaker, using the synchroniser of the BC50 unit. A time line of the experiment is shown in Tab. 2. During the course of the experiment, along with the normal parameter measurements performed at the EC II Karolin plant, some electrical values were measured and recorded using A-class digital recorders: PQ Box 200 and Unilyzer, installed for the duration of the experiment at the 110 kV switching station for the EC II Karolin plant, within the net output line from the BC50 unit and on the BT1 transformer on the 110 kV side.

No.	Time	Operation
1.	14:29:19	Turbine-generator of the no. 1 unit switched to RO speed control mode
2.	14:32:39	110 kV coupling breaker opened – island isolation (12.1 MW and 8.1 Mvar)
3.	14:33:15	Droop setting correction from 6% to 10%
4.	14:33:17	Droop 10%
5.	14:34:00	Droop setting correction from 10% to 12%
6.	14:34:10	Droop 1%
7.	14:35:48	Shutting down the first pulveriser fan of the no. 2 unit (200 kW)
8.	14:36:40	Shutting down the second pulveriser fan of the no. 2 unit (200 kW)
9.	14:38:12	Shutting down the primary air fan of the no. 2 unit (560 kW)
10.	14:43:09	Starting up the air fan of the no. 2 unit (560 kW)
11.	14:44:57	Starting up the first pulveriser fan of the no. 2 unit (200 kW)
12.	14:45:14	Starting up the second pulveriser fan of the no. 2 unit (200 kW)
13.	14:47:28	Shutting down the 10LAC20 feed water pump of the no. 1 unit
14.	14:57:20	Erroneous deactivation of the RO speed control
15.	14:57:38	Reactivation of the RO speed control
16.	15:00:20	Synchronisation of the island with the NPS – closing the coupling at the 110 kV switching station
17.	15:00:45	Switching automation of the no. 1 turbine-generator into the power control mode

Tab. 2. Time line of the experiment performed on 17 September 2013

5. Selected results of measurements obtained during the island operation experiment

Three phases of the experiment may be distinguished:

- isolation of the island with the BC50 unit
- operation of the island with changing loads
- synchronisation of the island with the NPS.

Voltage values significant in the context of frequency control requirements (50 Hz $\pm$ 1 Hz) and voltage control with an accuracy of $\pm$ 5% within the range of (0.8...1.1) Un of the generator as defined by the grid code were recorded throughout the experiment.

Initiation of the island isolation involved considerable frequency fluctuations. It was necessary to change the regulator droop settings twice: from 6% to 10% and then again to 12%. Frequency recorded within the power off-take line of the BC50 unit during the experiment is shown in Fig. 2. Frequency deviations during the experiment were small. The range of variations was 50.49...49.98 Hz, and any significant changes occurred only during accidental disconnection of the speed controller RO(P) just before the resynchronisation (50.49 Hz). Fig. 8 presents recorded measurements of voltage variability at the 110 kV switching station of the EC II Karolin plant, system S1 into the power off-take line

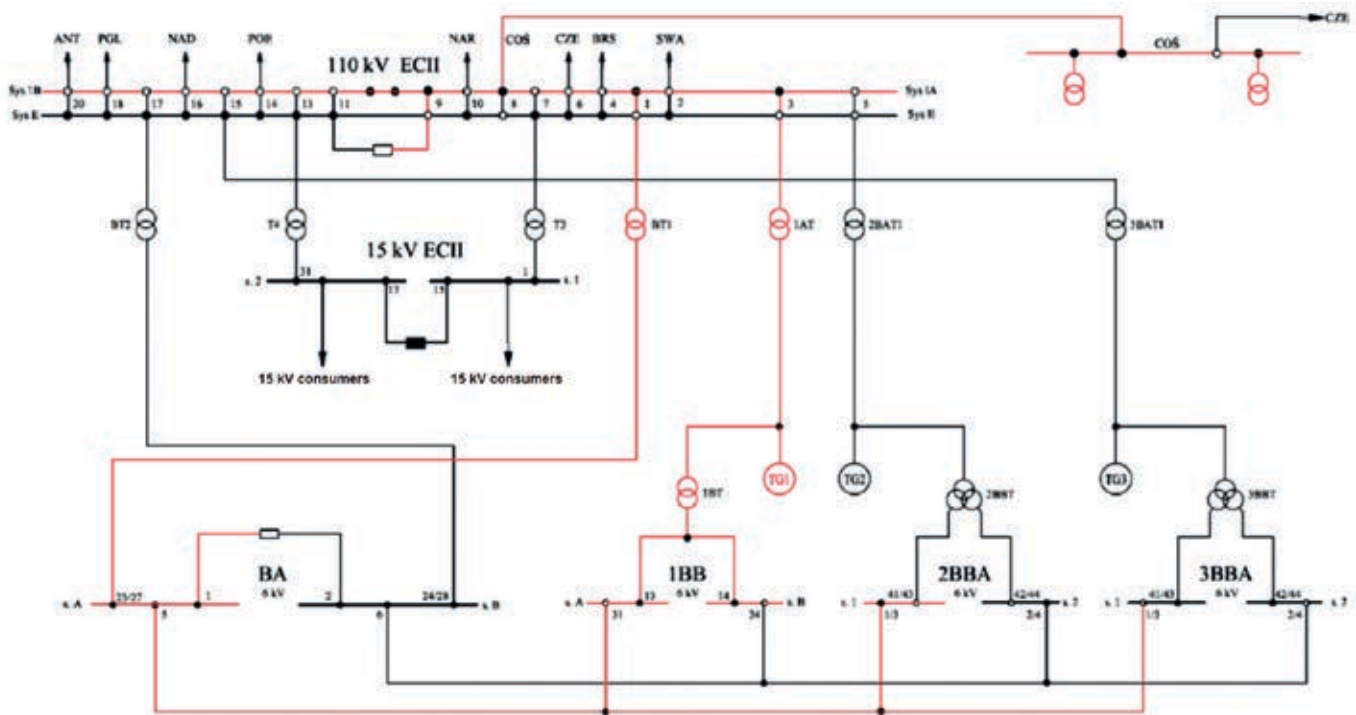


Fig. 6. Electrical configuration of the EC II Karolin plant after creation of the island with the BC50 unit

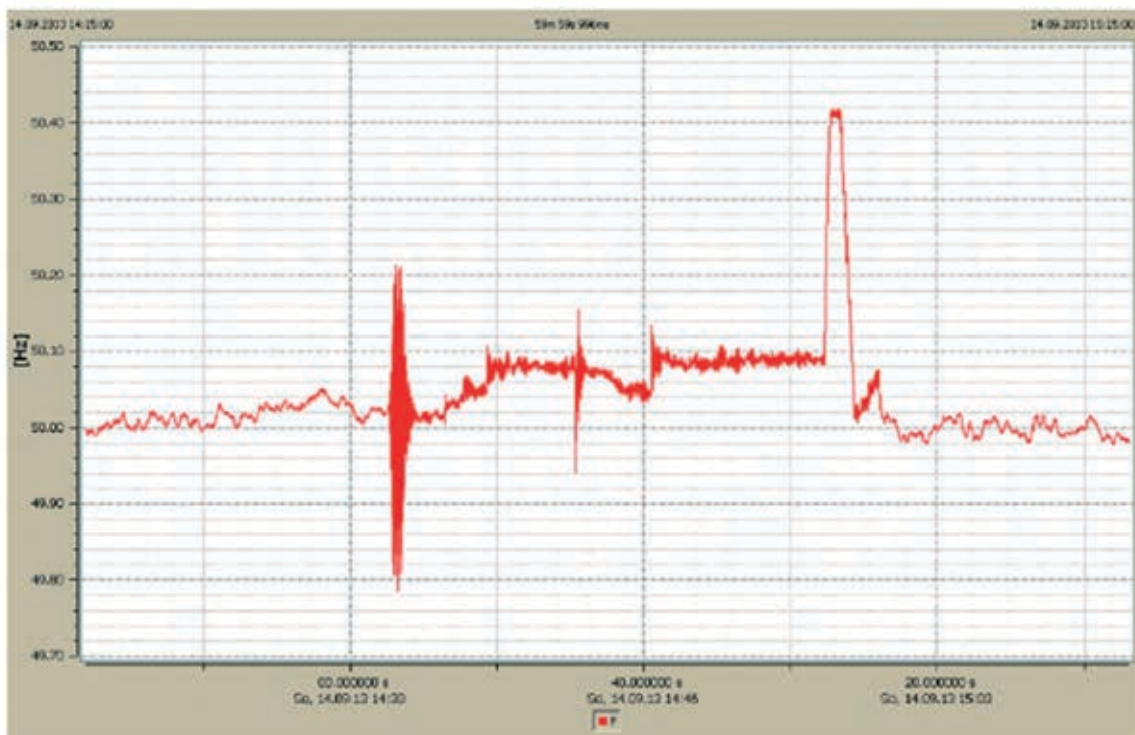


Fig. 7. Frequency variations recorded during the experiment on 17 September 2013 (central part of the chart)

from the BC50 unit. It may be stated that both frequency control (deviations by a maximum of 1%) and voltage control (variations also around 1% maximum) are fully compliant with the grid code requirements for island mode operation. Load changes caused by starting up or shutting down large consumers within the EC II Karolin plant (Fig. 9) introduced frequency deviations. Nonetheless, the speed control system managed to contain

those quickly. This is illustrated by the frequency curve in Fig 10. Results shown in Fig. 11 demonstrate that the changes of the turbine-generator load and related adjustments of position of control valves before the HP part as well as changes of steam flow from the boiler are not accompanied by significant steam pressure variants, and that the boiler parameters control system manages to effectively regulate those parameters.

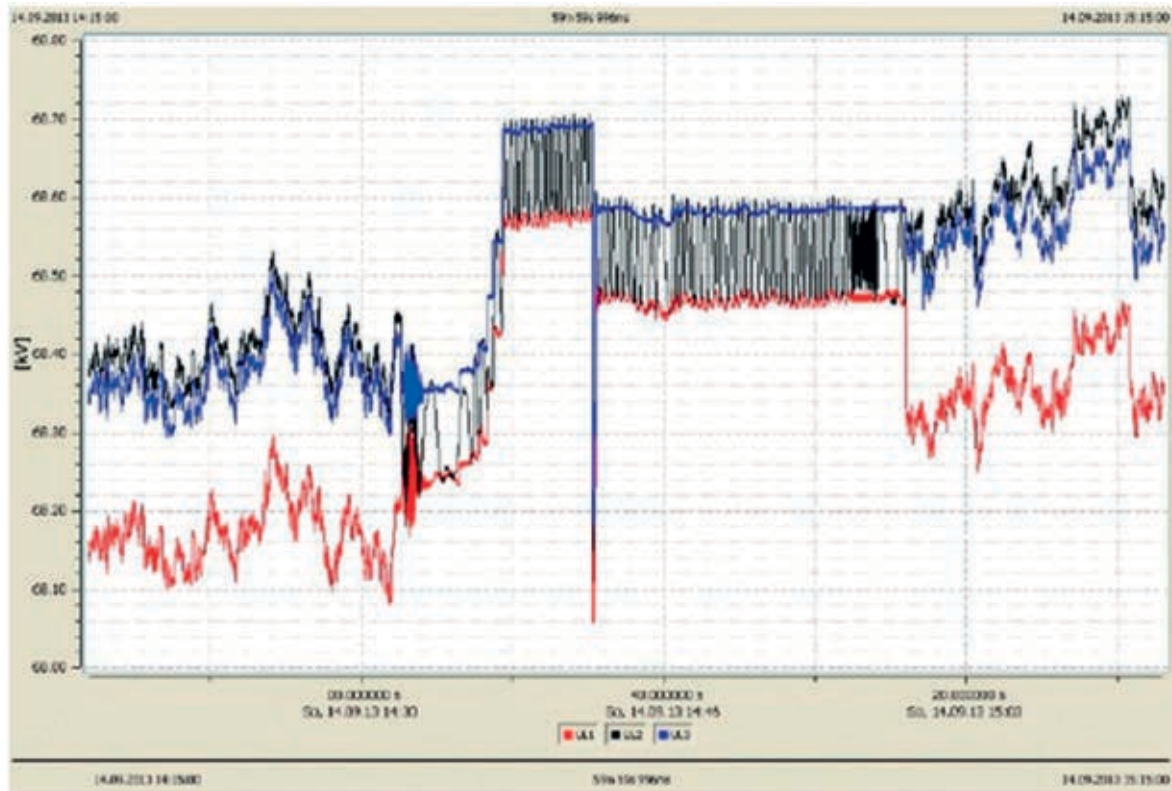


Fig. 8. Variation of phase voltage values in the power off-take line of the BC50 unit (110 kV) during the experiment

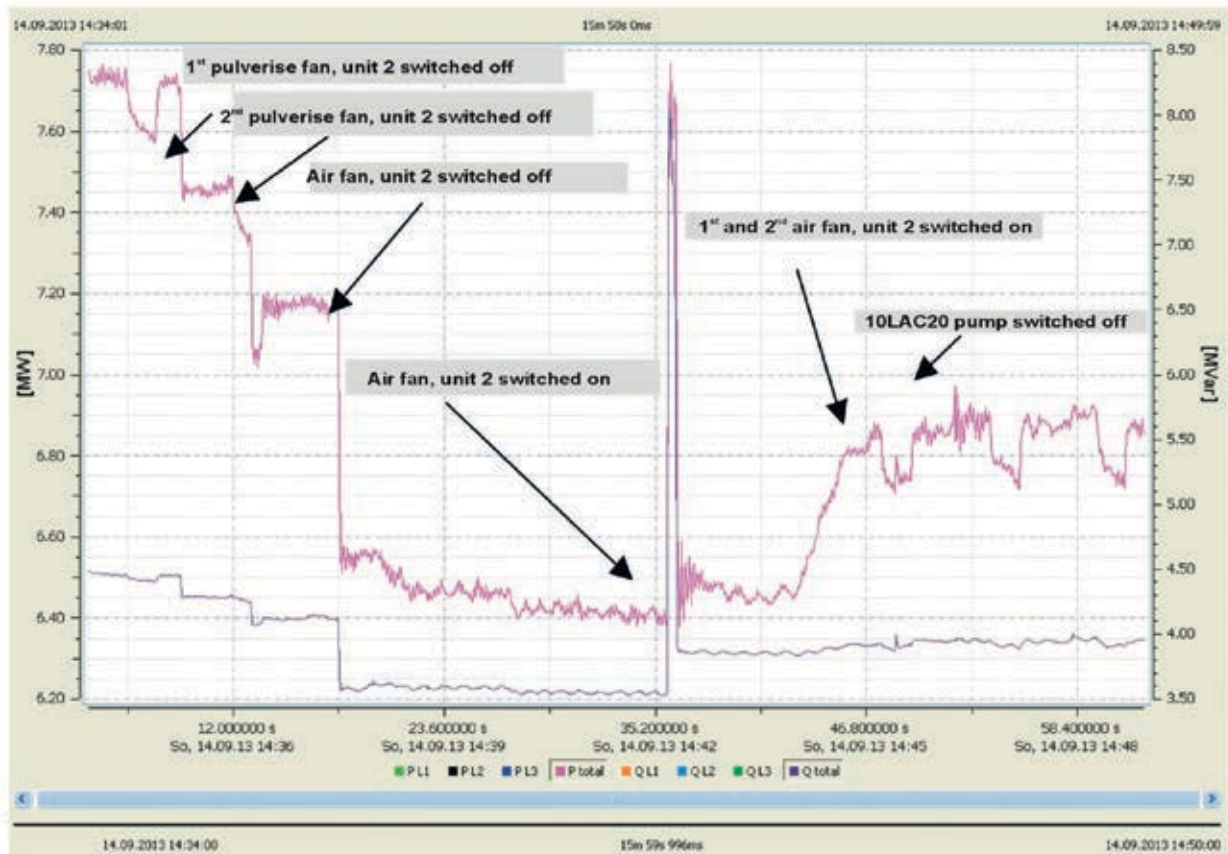


Fig. 9. Net active and reactive output in the power off-take line of the BC50 unit's generator during load changes in the isolated island

6. Further actions aimed at automation of isolating the island with no. 1 BC50 unit

Further actions will aim at creating a system for automated separation of the island upon reaching certain critical frequency and voltage values within the power system. It is proposed to install the automated isolation equipment not only within all

switchgears of the CHP plant, but also to invest in advanced isolation automation for those external consumers connected to the 15 kV and 110 kV switchgears who are interested in cooperation in the case of forming a load island.

An aspect of the island isolation process which deserves special attention is the optimal choice of the island load, which could

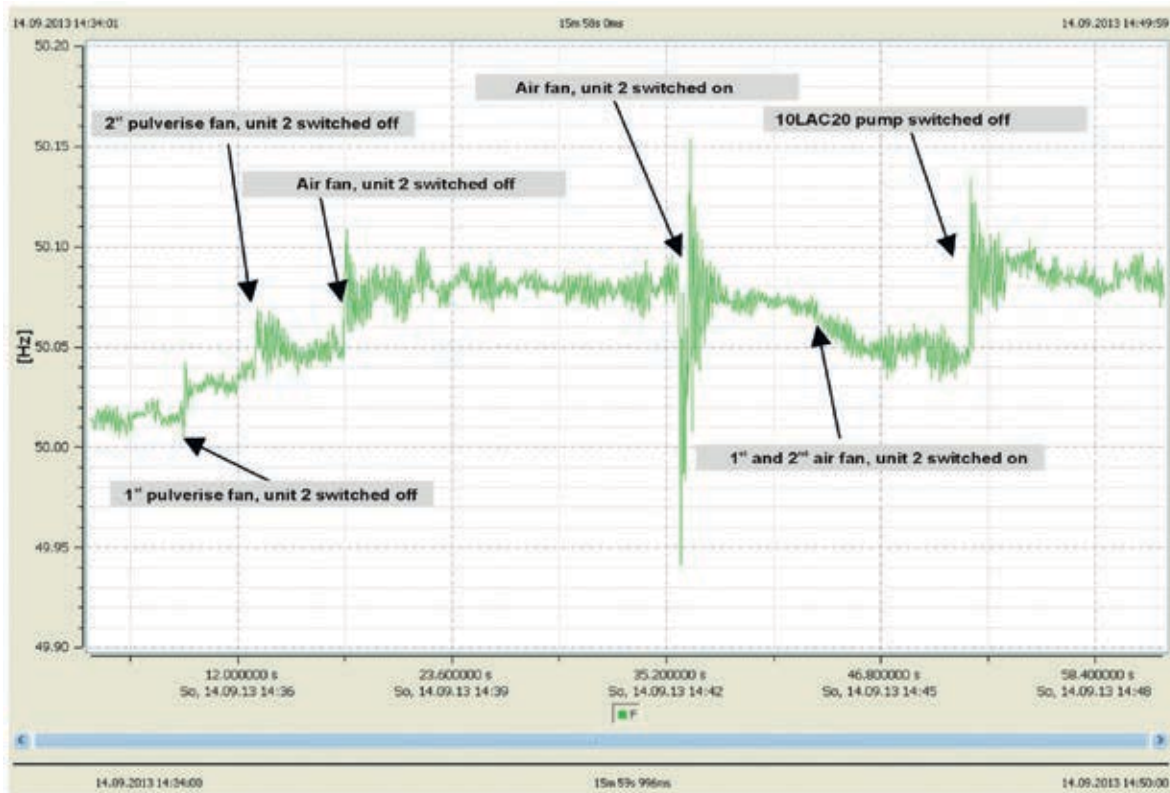


Fig. 10. Frequency in the power off-take line of the BC50 unit's generator during load changes in the isolated island

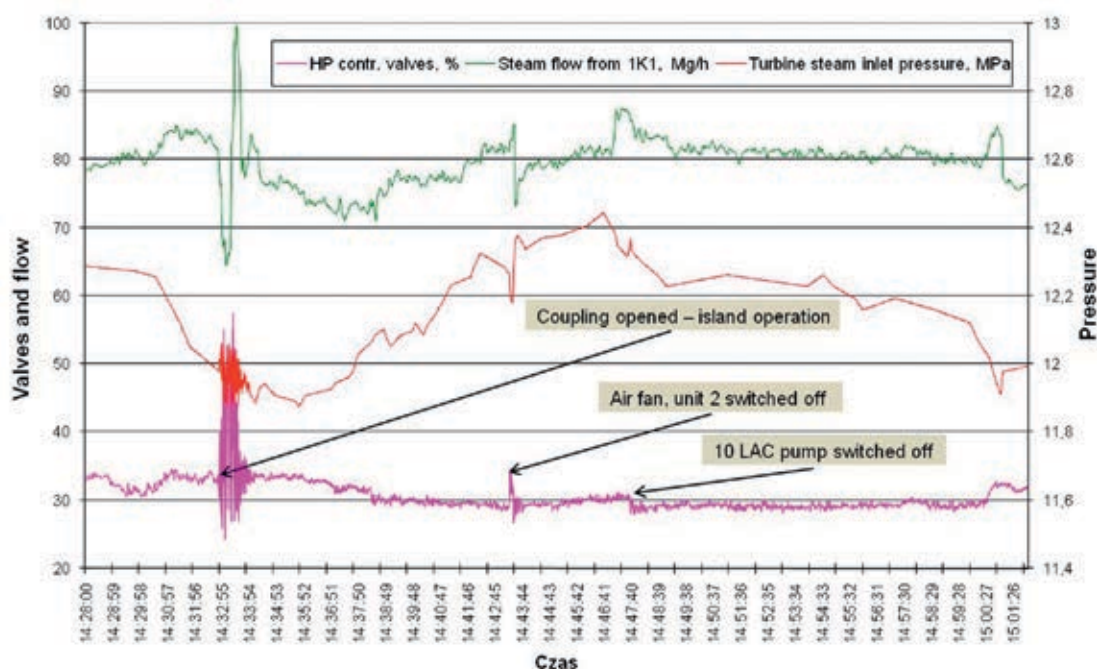


Fig. 11. Essential process parameters of the BC50 CHP unit recorded during the experimental island mode operation

be facilitated by implementing the SmartLoad system [6] at the switchgears of the EC CII Karolin plant, and at premises of the potential consumers connected to 15 kV and 110 kV switching stations. The Digital SmartLoad system, based on the synchronous measurements technique, is used for balancing and isolating islands, and tripping loads in the case of active power shortage within the monitored area. Continuous monitoring of potential consumers throughout the period of island operation enables optimised selection of loads which leads to minimisation of island imbalance.

7. Conclusions

Technical requirements concerning adaptation of generation units for participation in NPS defence and reconstruction specified in the grid code [2] are aimed at achieving such a state where in the case of a catastrophic failure power sources will be able to effectively reconstitute their generating capabilities, thus considerably shortening the time needed for restitution of the entire power system. The first experiment of “manual” transfer to island operation of the BC50 unit with internal consumers of the EC II Karolin plant and an external COŚ consumer, enables one to draw the following conclusions:

The experiment has confirmed that it is possible to execute a scenario of isolating an island with the BC50 CHP unit

Proper coordination between the control systems of the BFB boiler and the speed regulator of the turbine-generator needs to be highlighted

The experiment has demonstrated that both frequency and voltage control within the island is carried out effectively. Proper droop settings of the speed controller during island operation require further analysis.

The experiment has confirmed that such a method for validating assumptions made in the scenarios for CHP plant capacity defence allows identifying implementation barriers and subsequently elimination of those barriers.

It is worth highlighting that the companies of VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA, ENEA Operator sp. z o.o., Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Zachód SA and AQUANET SA have undertaken measures aimed at improving security of supplies of the Poznań urban area.

REFERENCES

1. I. Grządzielski et al., “Możliwości pracy wydzielonej bloków elektrociepłowni miejskiej w stanach rozległej awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego” [Dedicated Work Opportunities of Municipal CHP Blocks in a Catastrophic Failure of the Power System State], *Acta Energetica*, 1/14 (13), pp. 32–37.
2. IRIESP Transmission Grid Code. Conditions for using and operating the grid, and planning its development. Version 2.0, consolidated text in force from 1 August 2014.
3. J. Rychlak, R. Kuczyński, “Regulacyjne usługi systemowe – środki techniczne obrony i odbudowy KSE”, II Konferencja Naukowo-Techniczna “Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, kwiecień 2007 [Ancillary services – Technical means for NPS defence and reconstruction, 2nd Science and Technology Conference “Blackout and the National Power System”, Poznań, April 2007] *Energetyka*, monograph edition, Vol. X, 2007.
4. J. Dudzik, R. Kuczyński, “Strategia obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rola wytwórców w planach odbudowy”, III Konferencja Naukowo-Techniczna “Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, październik 2008 [Strategy for defence and rebuilding the National Power System; role of generators in the rebuilding plans, 3rd Science and Technology Conference “Blackout and the National Power System”, Poznań, October 2008], *Energetyka*, monograph edition, Vol. XVII, 2008.
5. G. Pasiut, Rychlik J., Kielak R., “Weryfikacja zdolności jednostek wytwórczych do udziału w procesie obrony i odbudowy zasilania KSE, w świetle zapisów IRIESP” [Verification of the ability of generating units to participate in the process of defending and rebuilding the National Power system in the context of Grid Code stipulations], *Energetyka*, monograph edition, Vol. XX, 2010.
6. M. Talaga, “Tworzenie zbilansowanych wysp jako sposób na ograniczenie skutków awarii systemowych. System SmartLoad” [Creating balanced islands as a way of reducing results of system contingencies. SmartLoad system], *Urządzenia dla energetyki*, 1/ (76), 2014.

Ireneusz Grządzielski

Poznań University of Technology

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

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology (1973). Employed as an assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. The scope of his academic interest includes problems of transient operations of the power system, defence and reconstruction of the power system upon catastrophic failures, connection of distributed generation – especially wind power – to the power system.

Krzysztof Sroka

Poznań University of Technology

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

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology (1976). Employed as 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.

Arkadiusz Łacny

VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA

e-mail: arkadiusz.lacny@veolia.com

Graduate of the Electrical Engineering Department of Poznań University of Technology (1979). Since 1981 employed at the Poznań CHP plants (currently: VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA). From the beginning of his career involved in operation of electrical power systems 110/15/6/0.4 kV of CHP plants. Currently employed as a Senior Specialist for Electrical, Protection and Instrumentation Equipment.

Daria Radsak

Student of the Poznań University of Technology.

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

Graduated from the 1st Cycle studies at the Faculty of Electrical Engineering, Poznań University of Technology (2015). Currently a student of the 2nd Cycle studies in power engineering at the same faculty. Her area of interest includes security of energy supplies, as well as combined heat and power generation.

Praca bloku ciepłowniczego BC50 elektrociepłowni w wydzielonym układzie wyspowym

Autorzy

Ireneusz Grzędziński
Krzysztof Sroka
Arkadiusz Łacny
Daria Radsak

Słowa kluczowe

obrona i odbudowa systemu elektroenergetycznego, wydzielanie układu wyspowego, eksperyment systemowy

Streszczenie

W artykule prezentowanym podczas poprzedniej konferencji APE '13 [1] przedstawiono wyniki koncepcji wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50 w elektrociepłowni VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (dalej ECII Karolin). W wydzielonym układzie wyspowym przewidziano do zasilania następujące odbiory: potrzeb własnych i ogólnych EC II Karolin, zakładów przemysłowych zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie elektrociepłowni, a także w przyszłości odbiorców komunalnych. Koncepcja wydzielania układu wyspowego zasilanego z bloku BC50 wymaga, przed wdrożeniem odpowiedniej automatyki wydzielania, wszechstronnego sprawdzenia poprzez przeprowadzenie eksperymentów systemowych weryfikujących przyjęte założenia. W artykule przedstawiono wybrane wyniki pierwszego eksperymentu pracy wydzielonego układu wyspowego z blokiem BC50 i odbiorami potrzeb własnych i ogólnych elektrociepłowni oraz zewnętrznego odbiorcy – oczyszczalni ścieków aglomeracji poznańskiej.

1. Wprowadzenie

Zgodnie z „Instrukcją ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP) [2] proces przystosowywania jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) przebiega aktualnie w dwóch kierunkach, których celem jest uzyskanie:

- zdolności do samostartu, tj. zdolności do uruchomienia elektrowni bez zasilania z KSE według uzgodnionego z operatorem systemu przesyłowego (OSP) planu i trwałej pracy w układzie wydzielonym, oraz gotowości do realizacji poleceń OSP w zakresie uruchamiania kolejnych elektrowni i zwiększania obszaru wydzielonego
- zdolności do pracy w układzie wydzielonym, tj. zdolności do awaryjnego przejścia do pracy samodzielnej (PPW, a następnie do PWE) przy braku zasilania z KSE, wg uzgodnionego z OSP planu, i trwałej pracy w tym układzie oraz gotowości do realizacji poleceń OSP w zakresie zwiększania obszaru wydzielonego.

Zdaniem autorów uzupełnieniem tych dwóch podstawowych rozwiązań, stosowanych w planie obrony i odbudowy KSE, może być również wydzielanie małych układów wyspowych o mocach rzędu 20–30 MW, zasilanych z ciepłowniczych bloków parowych w elektrociepłowniach miejskich.

Aktualnie, zgodnie ze strategią obrony przyjętą przez ENTSO-E, nie przewiduje się w stanie awaryjnym połączonego systemu europejskiego przewencyjnego automatycznego wydzielania, przed zaistnieniem krytycznych parametrów pracy systemu – napięcia lub częstotliwości, pojedynczych jednostek wytwórczych do pracy wyspowej, fragmentów systemów, a także wydzielania systemów krajowych [3–5]. Wcześniej samoczynne wydzielanie układów wyspowych, łącznie z wydzielaniem systemów krajowych, przewidywały plany obrony opracowywane dla UCTPE a następnie UCTE.

Powrót do idei szybkiego wydzielania proponowanych układów wyspowych o małych mocach może być, z punktu widzenia późniejszego procesu odbudowy KSE, bardzo ważnym elementem obrony. Rozwiązanie to ma uzasadnienie przede wszystkim z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa energetycznego dużych aglomeracji miejskich. Wydzielanie wielkomiejskich układów wyspowych może mieć ogromne znaczenie, ponieważ utrata zasilania jest szczególnie niebezpieczna w wielkich aglomeracjach, zarówno ze względu na paraliż infrastruktury komunalnej i przemysłowej, jak i zagrożenia dla życia ludzi. Praca taka powinna zapewnić zasilania newralgicznych dla elektrociepłowni urządzeń energetycznych gwarantujących ochronę jej układu technologicznego przed uszkodzeniami, ochronę systemu ciepłowniczego oraz stworzenie warunków aktywnego uczestnictwa elektrociepłowni w procesie odbudowy KSE.

Oczywiście każdy taki przypadek wydzielania do pracy wyspowej bloku elektrociepłowni miejskiej (jako wyjątek od generalnego planu obrony i odbudowy KSE) powinien być poprzedzony szczegółowymi analizami, w tym między innymi określającymi wpływ wydzielania elektrociepłowni do pracy wyspowej na pozostałą część systemu elektroenergetycznego.

W VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (dawniej DALKIA Poznań ZEC SA) podjęto działania w celu określenia możliwości wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50 w stanach rozległej awarii katastrofalnej KSE. Bardzo istotnym etapem tych prac było przygotowanie i przeprowadzenie w połowie września 2013 r. pierwszego eksperymentu wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50 o mocy elektrycznej 50 MW. W artykule przedstawiono wybrane wyniki tego eksperymentu.

Warunkiem koniecznym wykorzystania skutecznego wydzielania układu wyspowego

z blokiem BC50 będzie zainstalowanie odpowiedniego układu automatyki wydzielającej akceptowanej przez VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA oraz operatorów sieciowych. Traktuje się to jako końcowy etap podjętych działań w celu znacznej poprawy bezpieczeństwa energetycznego samej elektrociepłowni EC II Karolin, jak i aglomeracji poznańskiej.

2. Bilans mocy zapotrzebowanej w wydzielanym układzie wyspowym

Do pracy w wydzielanym układzie wyspowym dedykowany został blok BC50, z powodu największego stopnia wykorzystania w ciągu roku, co przedstawia wykres na rys. 1. Blok wyposażony jest w dwa kotły parowe: biomasowy BFB-110 nr 1K1 oraz węglowy OP-140 nr 1K2, które współpracując z turbozespołem z turbiną upustowo-przeciwprężną, tworzą duoblok.

Aktualnie wydzielanie układu wyspowego możliwe jest wyłącznie przy wykorzystaniu kotła BFB-110 o znamionowej mocy elektrycznej 19 MW, który charakteryzuje się najniższym minimum technicznym na poziomie ok. 14–15 MW. Stwarza to dogodne warunki utrzymania w ruchu kluczowych urządzeń potrzeb własnych elektrociepłowni bez znacznych nadwyżek generacji. Praca wyspowa z blokiem BC50 nie będzie zatem stanowiła drastycznej różnicy dla pracy w stanie normalnym ze względu na wielkość generowanej przez blok mocy. Ewentualny zrzut mocy będzie zatem przebiegał łagodnie, w przeciwieństwie do dwóch pozostałych bloków, posiadających stosunkowo wysokie minimum techniczne. Dodatkowo blok BC50 jest zdolny do samodzielnego pokrywania obciążeń cieplnych w okresie letnim.

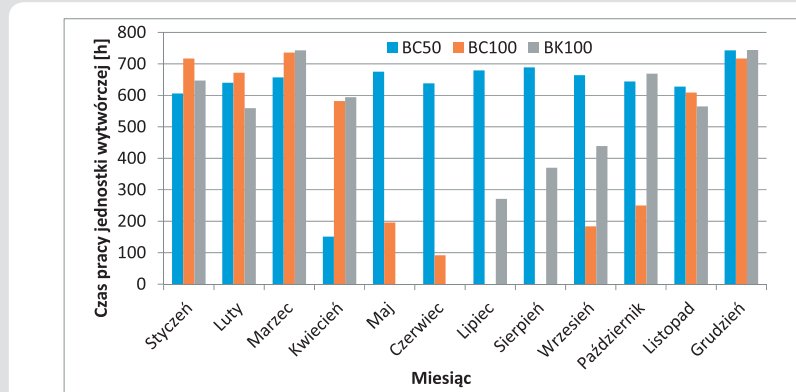
Sytuacja wydzielania układu wyspowego wymaga jak najdokładniejszego zbilansowania mocy w tym układzie, w celu ochrony urządzeń oraz infrastruktury w EC II Karolin. Jeśli chodzi o strukturę odbiorów energii elektrycznej, priorytetowo założono

zasilanie dwóch sekcji rozdzielni potrzeb własnych ogólnych BA 6 kV, ze względu na konieczność ochrony newralgicznych urządzeń elektrociepłowni, jak również zapewnienia bezpieczeństwa obsługi. Ponadto w ramach wydzielanego układu wyspowego z blokiem BC50 planuje się zasilanie rozdzielni potrzeb własnych bloków pozostających w ruchu. Obecnie jedynym odbiorcą zewnętrznym zdolnym pracować stabilnie w wydzielanym układzie wyspowym jest Centralna Oczyszczalnia Ścieków (COŚ), która stanowi połączenie w ciągu linii 110 kV pomiędzy EC II Karolin a GPZ Czerwonak i charakteryzuje się stabilnym poborem mocy na poziomie ok. 3 MW.

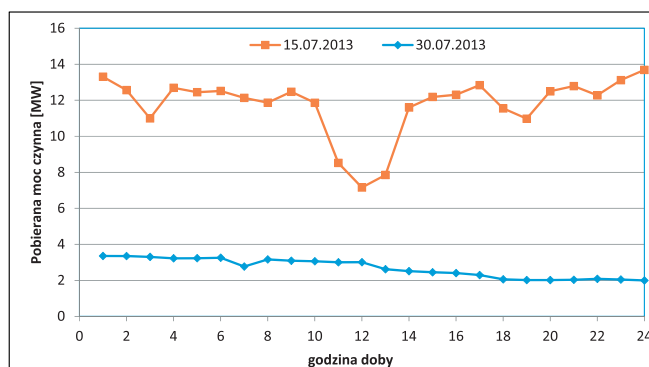
Jako odbiory zewnętrzne mogłyby zostać uwzględnione zakłady przemysłowe przyłączone do rozdzielni SN 15 kV w EC II Karolin, z którymi prowadzona jest operatywna współpraca usługi dystrybucji energii elektrycznej, oraz odbiory komunalni i przemysłowi zasilani z GPZ-ów przyłączonych do linii 110 kV wychodzących z rozdzielni 110 kV EC II Karolin. Wariant ten byłby możliwy do realizacji w przypadku zastosowania bardzo rozbudowanej automatyki wydzielania układu wyspowego, gdyż zakłady przemysłowe 15 kV czy też odbiory 110 kV posiadają podwójne zasilanie, stanowiąc połączenie z KSE. Wyjątek stanowi zakład Bridgestone, którego zasilanie bazuje wyłącznie na połączeniu linią kablową 110 kV z EC II Karolin. Wykluczającą barierą techniczną stanowi jednak nieprzewidywalny charakter pracy odbiorcy, wyrażający się silnymi fluktuacjami pobieranej mocy elektrycznej zarówno godzinowymi, jak i dobowymi, które wynikają z załączeń odbiorników dużej mocy, co pokazano na rys. 2.

W zależności od temperatury zewnętrznej oraz zapotrzebowania odbiorców na ciepło można wyróżnić kilka możliwych konfiguracji pracy kotłów 1K1, 1K2 (blok BC50 nr 1), 2K (blok BC100 nr 2) i 3K (blok BK100 nr 3) w EC II Karolin:

- 3K (sezon letni)
- 1K1 + 1K2 (sezon letni)
- 1K1 + 3K (sezon letni i okresy przejściowe)



Rys. 1. Czasy pracy bloków EC II Karolin w roku 2013



Rys. 2. Pobór mocy czynnej przez zakład Bridgestone w okresie letnim

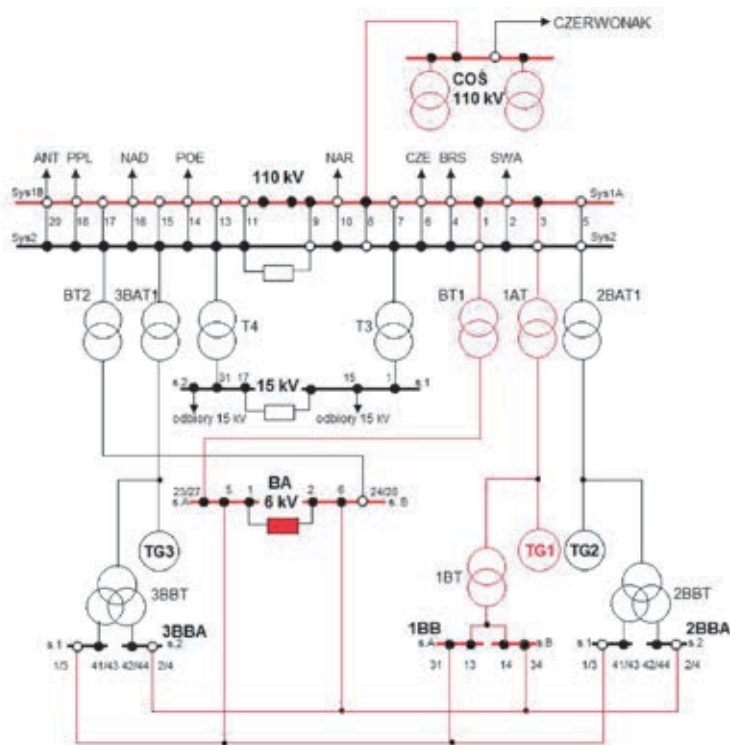
- 1K1 + 2K + 3K (sezon zimowy i okresy przejściowe)
- 1K1 + 1K2 + 2K + 3K (sezon zimowy).

W procesie wydzielania układu wyspowego przy pracy bloku nr 1 BC50 w pełnej konfiguracji proponuje się natychmiastowe odstawienie kotła 1K2 do rezerwy w celu zmniejszenia wielkości produkcji. Wówczas potrzeby własne bloku BC50 maleją o około 2 MW. Konieczna jest również

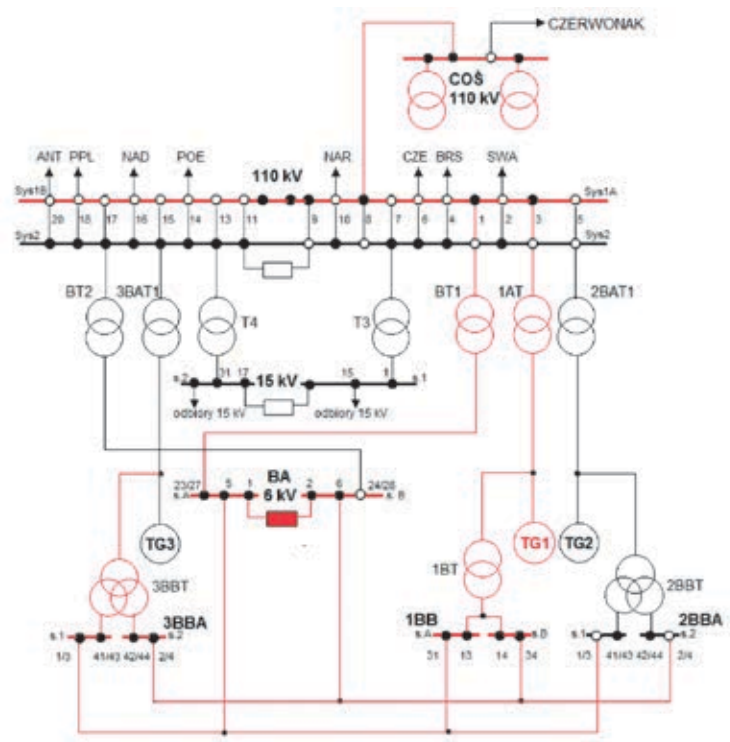
redukcja mocy wytwarzanej przez kocioł 1K1 do poziomu minimum technicznego (14–15 MW), aby zapewnić stabilny zrzut mocy. Odbiorami wchodzącymi w skład wydzielanego układu wyspowego byłyby w takiej sytuacji potrzeby ogólne zasilane z rozdzielni BA 6 kV, potrzeby własne bloku BC50, a także odbiorca zewnętrzny – Centralna Oczyszczalnia Ścieków (COŚ).

Data	Godzina	Moc bloku BC50	Odbiory					Suma odbiorów	BILANS
			PW bloku BC50	BT1	BT2	PW bloku BK100	COŚ		
		[MW]							
26.07.2013	1	16,595	3,084	2,983	1,069	7,219	3	14,355	0,645
	2	16,538	3,098	2,851	1,003	7,154	3	14,106	0,894
	3	16,884	3,094	2,842	1,003	7,172	3	14,111	0,889
	9	15,519	3,120	2,869	1,192	7,196	3	14,377	0,623
	10	15,183	3,089	3,093	1,223	7,184	3	14,589	0,411
	11	15,85	3,127	3,058	1,179	7,91	3	15,274	-0,274
	17	17,063	3,227	2,851	1,043	7,306	3	14,427	0,573
	18	17,33	3,218	2,856	1,034	7,378	3	14,486	0,514
	19	16,91	3,192	2,939	1,030	7,282	3	14,443	0,557

Tab. 1. Bilans mocy czynnej w wydzielanym układzie wyspowym z blokiem BC50 z odbiorami dla wariantu 1K1 + 3K



Rys. 3. Uproszczony schemat elektryczny EC II Karolin podczas pracy wyspowej z blokiem BC50 dla wariantu 1K1+1K2



Rys. 4. Uproszczony schemat elektryczny EC II Karolin podczas pracy wyspowej z blokiem BC50 dla wariantów 1K1+3K, 1K1+2K+3K oraz 1K1+1K2+2K+3K

Wariant pracy bloku BK100 oraz bloku BC50 z kotłem 1K1 nie wiąże się z koniecznością odstawiania bloku BK100 w procesie wydzielania układu wyspowego, bowiem

przewiduje się wyprowadzenie mocy z bloku na sekcję 2 rozdzielni głównej 110 kV. Poza potrzebami ogólnymi, potrzebami własnymi bloku BC50 i odbiorcą COŚ do struktury

odbiorów zakłada się przyłączenie potrzeb własnych bloku BK100 poprzez most rezerwowy-rozruchowy z rozdzielni BA 6 kV. Dla tak dobranej obciążenia układu wyspowego praca kotła 1K1 nie wymaga zrzućtu mocy czy też przejścia do pracy z minimum technicznym.

Konfiguracja pracy wszystkich kotłów EC II Karolin wiąże się z koniecznością awaryjnego odstawiania bloku drugiego oraz, w celu możliwości zbilansowania produkowanej mocy elektrycznej, niezbędne jest odstawienie do rezerwy kotła 1K2 po zainicjowaniu pracy wyspowej.

Schematy elektryczne dla proponowanych rozwiązań zostały przedstawione na rys. 3 oraz rys. 4.

Dla każdego analizowanego wariantu dokonano weryfikacji poprawności układu wydzielania wyspy, analizując bilans mocy w poszczególnych dobach 2013 roku. Przyjęto, że prawidłowo wydzielony układ wyspowy powinien spełniać kryterium niezbilansowania w granicach do ± 5 MW. Przykładowe wyniki obliczeń bilansowych dla wariantu pracy 1K1+3K zawarto w tab. 1. Wszystkie analizowane przypadki spełniają założone kryterium zamknięcia bilansu wydzielanego układu wyspowego.

3. Podstawowe cele eksperymentu systemowego wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50

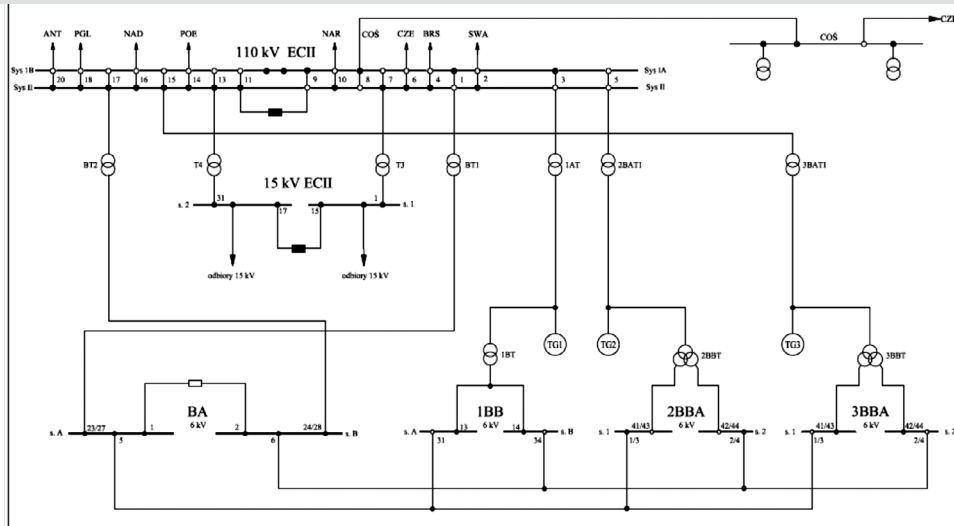
Celem przeprowadzonego pierwszego eksperymentu wydzielania układu wyspowego z blokiem BC50 było:

- potwierdzenie możliwości przejścia bloku ciepłowniczego BC50 do pracy z wyspą obciążeniową potrzeb własnych elektrociepłowni i odbiorów przyłączonych linią 110 kV COŚ do rozdzielni 110 kV EC II Karolin
- ocena stopnia zbilansowania mocy generowanej i mocy zapotrzebowanej w ramach wydzielanego układu wyspowego
- określenie możliwości regulacyjnych turbogenerators bloku BC50 w zakresie regulacji obrotów w warunkach pracy w wydzielonym układzie wyspowym
- zbadanie możliwości regulacyjnych napięcia turbogenerators bloku BC50 EC II Karolin w celu zapewnienia odpowiednich poziomów napięcia w wydzielonym układzie wyspowym
- potwierdzenie możliwości synchronizacji autonomicznie pracującego wydzielonego układu wyspowego z KSE.

4. Przebieg eksperymentu systemowego wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50

Przedmiotowy eksperyment systemowy poprzedzony był częstymi spotkaniami zainteresowanych stron, tj. VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA (dawniej DALKIA Poznań ZEC SA), ENEA Operator sp. z o.o., Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA Oddział w Poznaniu (dawniej Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Zachód SA) i AQUANET SA. W wyniku ostatecznych uzgodnień wszystkich podmiotów uczestniczących w eksperymencie zostało zawarte porozumienie o przeprowadzeniu próby w dniu 17 września 2013 r. i ustalony został jej szczegółowy program.

Zgodnie z ustaleniami w dniu eksperymentu systemowego zostały wykonane następujące przełączenia w sieci 110 kV.



Rys. 5. Układ elektryczny EC II Karolin przed wydzieleniem układu wyspowego z blokiem BC50

Wykonane zostały również niezbędne przełączenia w układzie potrzeb własnych elektrociepłowni. Układ elektryczny stacji EC II Karolin po przełączeniach, przed rozpoczęciem eksperymentu systemowego, przedstawiono na rys. 5.

Stan pracy urządzeń jednostek wytwórczych EC II Karolin był następujący:

- kocioł 1K1 – BFB – praca na turbinę z obciążeniem zbliżonym do sumy mocy pobieranych przez odbiory sekcji 1BA i linii 110 kV COŚ; urządzenia kotła BFB zasilane z sekcji A rozdzielni IBB
- blok nr 3 w ruchu – praca na parę technologiczną i miejską sieć ciepłowniczą
- blok nr 2 w rezerwie.

Obciążenie mocą cieplną w dniu eksperymentu zawierało się w przedziale 55–70 MW. Potrzeby systemu ciepłowniczego Poznania pokrywane były przez blok nr 1 BC50 i dodatkowo przez blok nr 3 BK100. Praca bloku nr 3 powodowała, że mniejsze obciążenie mocą cieplną bloku BC50 pozwalało na pracę tylko z kotłem fluidalnym (BFB). Przewidywane w dniu eksperymentu obciążenie mocą elektryczną bloku BC50 to około 10 MW. Do pracy wydzielonym układem wyspowym wskazano system szyn S1 z linią 110 kV, kierunek COŚ i transformator BT1 zasilającym sekcję A rozdzielni potrzeb ogólnych elektrociepłowni 6 kV BA.

Z sekcji A rozdzielni BA była zasilana między innymi rozdzielnia potrzeb własnych niepracującego bloku nr 2 BC100, którego odbiory wytypowane zostały do wywoływania zmian obciążenia w zastępie.

Blok BC50 pracował z obciążeniem ok. 11 MW. Zapotrzebowanie mocy czynnej i biernej w wydzielanym układzie wyspowym było następujące:

- obciążenie linii 110 kV COŚ – 2,1 MW i 0,4 Mvar
- obciążenie sekcji 1 rozdzielni 6 kV BA (z BT1) – 5,5 MW i 4,5 Mvar
- potrzeby własne bloku nr 1 (z 1BT) – 4,1 MW i 3,0 Mvar.

Przewidywane obciążenie mocą czynną i bierną w wydzielanym układzie wyspowym wynosiło zatem 11,7 MW i 7,9 Mvar.

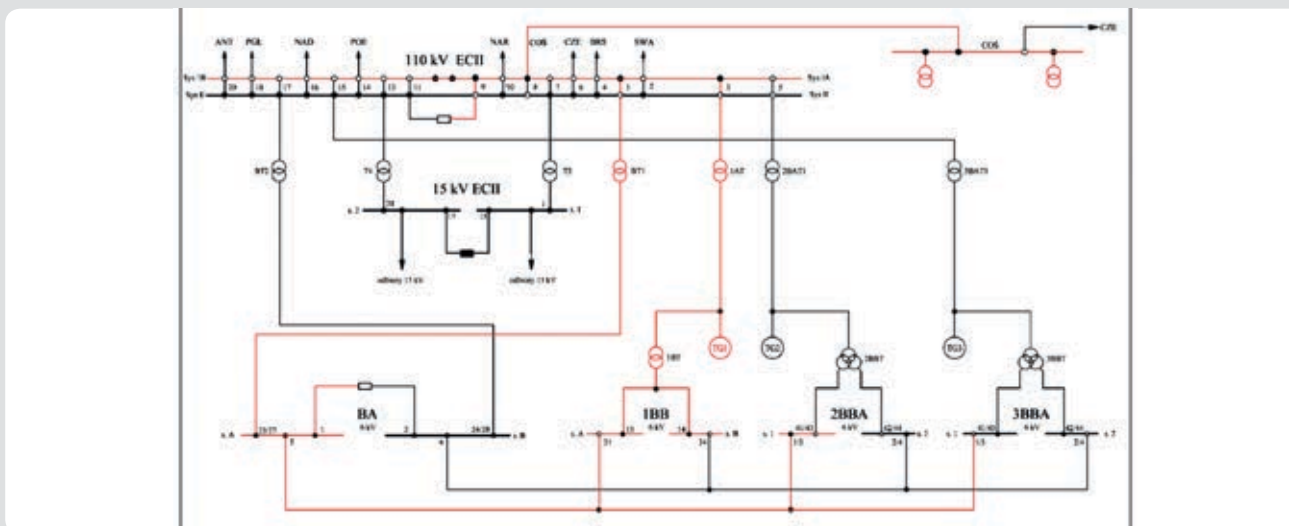
Wydzielenie układu wyspowego nastąpiło przez wyłączenie wyłącznika w sprzęgle 110 kV rozdzielni 110 kV. Układ elektryczny

Lp.	Godzina	Zrealizowane zadanie
1.	14:29:19	Przejście turbozespołu bloku nr 1 w tryb regulacji obrotów RO
2.	14:32:39	Wyłączenie wyłącznika sprzęgła 110 kV – wydzielenie układu wyspowego (12,1 MW i 8,1 Mvar)
3.	14:33:15	Korekta statyzmu z 6% na 10%
4.	14:33:17	Statyzm 10%
5.	14:34:00	Korekta statyzmu z 10% na 12%
6.	14:34:10	Statyzm 12%
7.	14:35:48	Wyłączenie pierwszego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
8.	14:36:40	Wyłączenie drugiego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
9.	14:38:12	Wyłączenie wentylatora powietrza pierwotnego bloku nr 2 (560 kW)
10.	14:43:09	Załączenie wentylatora powietrza bloku nr 2 (560 kW)
11.	14:44:57	Załączenie pierwszego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
12.	14:45:14	Załączenie drugiego wentylatora młynowego bloku nr 2 (200 kW)
13.	14:47:28	Wyłączenie pompy wody zasilającej 10LAC20 bloku nr 1
14.	14:57:20	Błędne wyłączenie regulacji obrotów RO
15.	14:57:38	Ponowne załączenie regulacji obrotów RO
16.	15:00:20	Synchronizacja wydzielonego układu wyspowego z KSE – załączenie sprzęgła w rozdzielni 110 kV
17.	15:00:45	Przełączenie pracy automatyki turbozespołu nr 1 z regulacji obrotów na regulację mocy

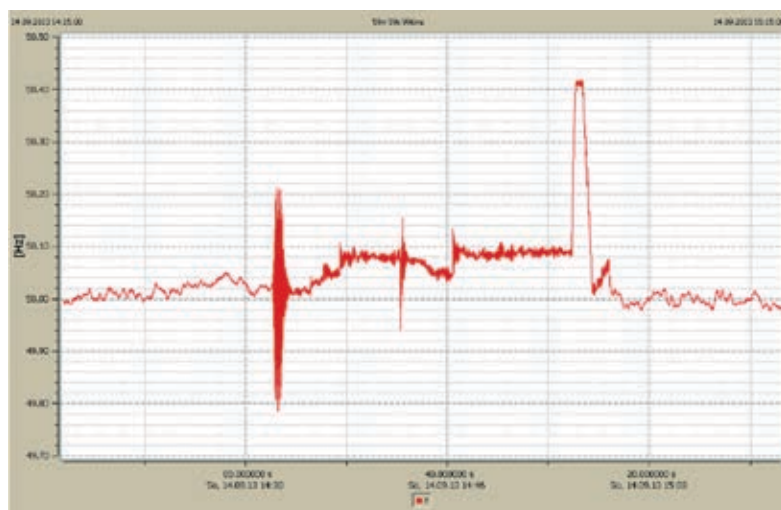
Tab. 2. Harmonogram przebiegu eksperymentu w dniu 17 września 2013 roku

wydzielonego układu wyspowego z blokiem BC50 przedstawiono na rys. 6. Ze względu na wahania obrotów turbozespołu w trakcie pracy wyspowej zmieniony został statyzm regulatora obrotów z 6% na 12% turbozespołu bloku BC50.

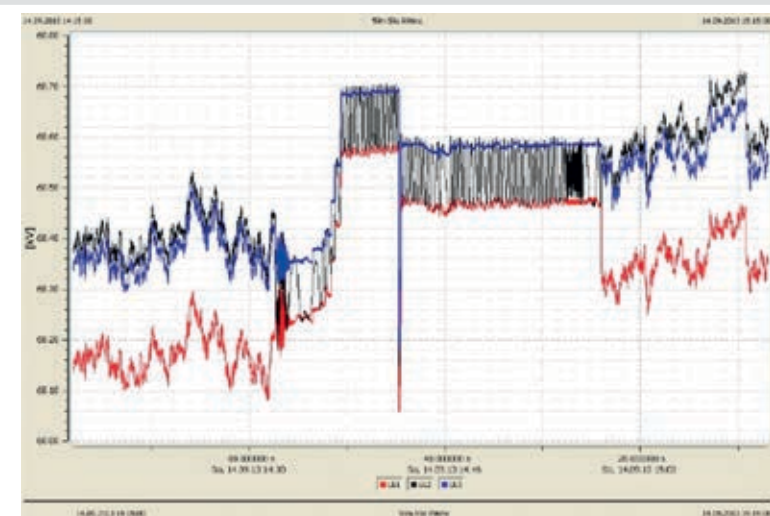
Podczas pracy wydzielonego układu wyspowego obserwowano zmienność parametrów elektrycznych w wydzielonym układzie (moc, częstotliwość, napięcie), jakie wystąpiły przy zmianach obciążenia układu przez załączanie i wyłączenie



Rys. 6. Układ elektryczny stacji EC II Karolin po wydzieleniu układu wyspowego z blokiem BC50



Rys. 7. Zmiany częstotliwości zarejestrowane podczas eksperymentu w dniu 17 września 2013 roku (środkowa część wykresu)



Rys. 8. Zmiany napięć fazowych zarejestrowane w torze wyprowadzenia mocy z bloku BC50 (110 kV) eksperymentu

odbiorów potrzeb własnych bloków BC100 i BC50.

Czas pracy wydzielonego układu wyspowego trwał ok. 30 min. Synchronizacja układu wyspowego do KSE odbyła się na wyłączniku sprzęgła poprzez układ synchronizatora bloku BC50.

Harmonogram przebiegu eksperymentu przedstawiono w tab. 2.

Podczas eksperymentu wykonywane były, obok standardowo mierzonych wielkości w EC II Karolin, pomiary i rejestracje wielkości elektrycznych przy wykorzystaniu rejestratorów cyfrowych klasy A: PQ Box 200 i Unilyzer, zainstalowanych na czas eksperymentu: w rozdzielni 110 kV EC II Karolin w torze wyprowadzenia mocy netto z bloku BC50 oraz na transformatorze BT1 po stronie 110 kV.

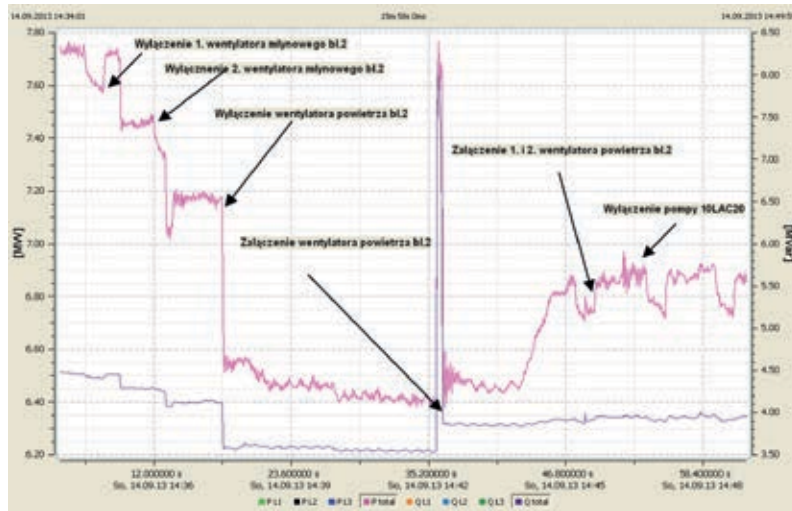
5. Wybrane wyniki pomiarów uzyskane podczas przeprowadzonego eksperymentu wydzielenia układu wyspowego

W trakcie eksperymentu można wyróżnić trzy charakterystyczne fazy :

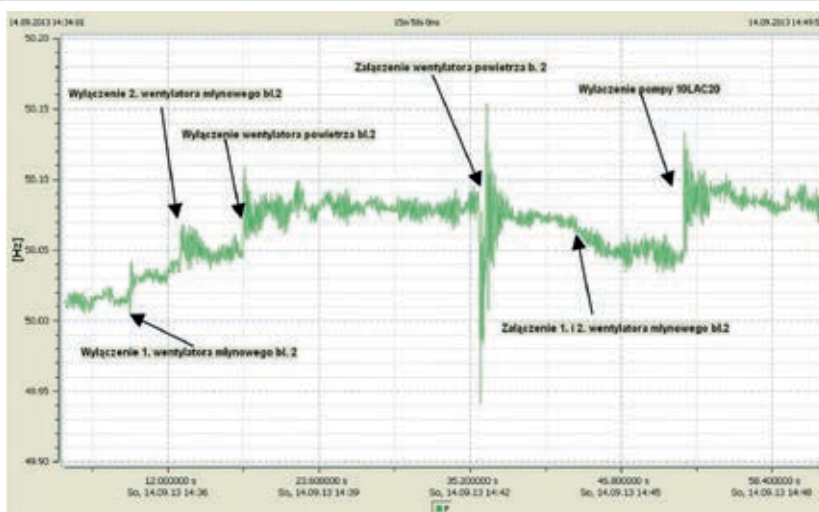
- wydzielenie układu wyspowego z blokiem BC50
- praca wydzielonego układu wyspowego ze zmianami obciążenia
- synchronizacja wydzielonego układu wyspowego z KSE.

Istotne z punktu widzenia wymagań regulacji częstotliwości (50 Hz $\pm$ 1 Hz) i regulacji napięcia z dokładnością $\pm$ 5% w zakresie (0,8–1,1) Un generatora zawartych w IRIESP są zmiany tych wielkości zarejestrowane w czasie trwania całego eksperymentu.

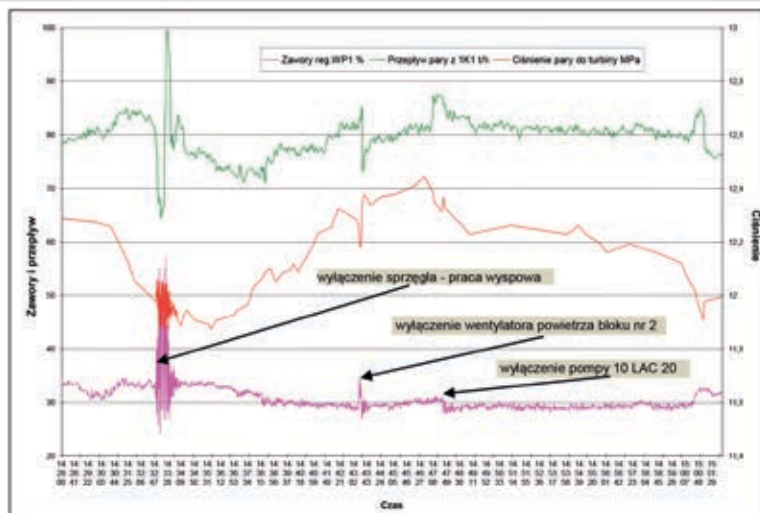
Inicjacja procesu wydzielenia układu wyspowego cechowała się znacznymi fluktuacjami częstotliwości. Konieczna była dwukrotna korekta statyzmu regulatora z wartości 6% do 10%, a następnie do 12%. Częstotliwość zarejestrowaną w torze wyprowadzenia mocy z bloku BC50 podczas eksperymentu przedstawia rys. 7. Zmiany częstotliwości w czasie trwania eksperymentu były niewielkie. Zakres zmian to 50,49–49,98 Hz, a większe zmiany wystąpiły tylko w okresie błędnego wyłączenia



Rys. 9. Moc czynna i bierna netto w torze wyprowadzenia mocy z turbogeneratora bloku BC50 podczas zmian obciążeniowych w wydzielonym układzie wyspowym



Rys. 10. Częstotliwość w torze wyprowadzenia mocy z turbogeneratora bloku BC50 podczas zmian obciążeniowych w wydzielonym układzie wyspowym



Rys. 11. Zarejestrowane podczas eksperymentu wielkości charakteryzujące pracę układu ciepłego bloku ciepłowniczego BC50 z wydzielonym układem wyspowym

regulacji obrotów RO(P) tuż przed synchronizacją (50,49 Hz).

Na rys. 8 przedstawiono zarejestrowane wyniki pomiarów zmian napięcia w rozdzielni 110 kV EC II Karolin, system S1 w torze wyprowadzania mocy z bloku BC50. Należy uznać, że zarówno regulacja częstotliwości (zmiany maksymalne około 1%), jak również regulacja napięcia (zmiany również maksymalne około 1%) w pełni spełniają wymogi IRIESP w odniesieniu do pracy wyspowej.

Zmiany obciążenia, wywołane załączaniem lub wyłączeniem dużych odbiorów w EC II Karolin (rys. 9) powodowały odchylenia częstotliwości. Jednak układ regulacji obrotów szybko te zmiany opanowywał. Ilustruje to przebieg częstotliwości przedstawiony na rys. 10.

Wyniki przedstawione na rys. 11 pokazują, że zmianom obciążenia turbozespołu i związanym z tym zmianom położenia zaworów regulacyjnych przed częścią WP i zmianom przepływu pary z kotła do turbiny nie towarzyszą znaczne zmiany ciśnienia pary, a układ regulacji parametrów kotła skutecznie reguluje te parametry.

6. Dalsze działania w kierunku automatycznego wydzielania układu wyspowego z blokiem nr 1 BC50

Dalsze działania będą zmierzać do przygotowania układu automatycznego wydzielania układu wyspowego przy osiągnięciu krytycznych wartości częstotliwości i napięć w systemie elektroenergetycznym. Proponuje się wyposażenie w automatykę wydzielania nie tylko wszystkich rozdzielni elektrociepłowni, ale również inwestycję w zaawansowaną automatykę wydzielania obejmującą odbiory zewnętrzne przyłączone do rozdzielni 15 kV oraz 110 kV, które byłyby zainteresowane współpracą w przypadku tworzenia wyspy obciążeniowej.

W procesie wydzielania układu wyspowego na szczególną uwagę zasługuje optymalny dobór obciążenia układu wyspowego, który mógłby zostać usprawniony poprzez zaimplementowanie systemu SmartLoad [6] na rozdzielniach EC II Karolin oraz u potencjalnych odbiorców, przyłączonych do rozdzielni 15 kV oraz 110 kV. Cyfrowy system SmartLoad, bazujący na technice pomiarów synchronicznych, służy do bilansowania i wydzielania układu wyspowego oraz dokonuje wyłączeń w przypadku deficytu mocy czynnej na monitorowanym obszarze. Nadzór potencjalnych odbiorów w każdej chwili trwania pracy wydzielonego układu wyspowego pozwala na zoptymalizowany dobór obciążenia skutkujący minimalizacją niezbalansowania układu wyspowego.

7. Wnioski

Określone w IRIESP [2] wymagania techniczne w zakresie przystosowania jednostek wytwórczych do udziału w obronie i odbudowie zasilania KSE mają na celu doprowadzenie do sytuacji, w której źródła energii elektrycznej w warunkach awarii katastrofalnej będą skutecznie odbudowywać swoje zdolności wytwórcze, zdecydowanie skracając czas restytucji całego systemu elektroenergetycznego.

Przeprowadzony pierwszy eksperyment „ręcznego” przejścia do pracy wyspowej

bloku BC50 z odbiorami wewnętrznymi EC II Karolin i odbiorcą zewnętrznym COŚ pozwala na sformułowanie następujących wniosków:

1. Przeprowadzony eksperyment potwierdził, że istnieje możliwość realizacji scenariusza wydzielania układu wyspowego z blokiem ciepłowniczym BC50
2. Na podkreślenie zasługuje właściwa koordynacja układów regulacji kotła BFB z regulatorem obrotów turboszespołu
3. Eksperyment wykazał, że zarówno regulacja częstotliwości w wyspie, jak również regulacja napięcia realizowana jest poprawnie. Analizy wymaga na pewno ustawienie wartości statyzmu regulatora obrotów przy pracy wyspowej
4. Przeprowadzony eksperyment potwierdził, że ten sposób weryfikacji poprawności założeń w scenariuszach obrony zdolności wytwórczych elektrociepłowni pozwala na identyfikację barier ich realizacji i eliminację tych przeszkód

5. Na podkreślenie zasługuje podjęcie wspólnych działań przez VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA, ENEA Operator sp. z o.o., Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Zachód SA i AQUANET SA, w celu dążenia do poprawy bezpieczeństwa energetycznego aglomeracji poznańskiej.

Bibliografia

1. Grądzkiński I. i in., Możliwości pracy wydzielonej bloków elektrociepłowni miejskiej w stanach rozległej awarii katastrofalnej systemu elektroenergetycznego, *Acta Energetica*, 1/14 (13) s. 32–37.
2. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Wersja 2.0, tekst jednolity obowiązujący od 1 sierpnia 2014.
3. Rychlak J., Kuczyński R., Regulacyjne usługi systemowe – środki techniczne obrony i odbudowy KSE, II Konferencja

Naukowo-Techniczna „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, kwiecień 2007, *Energetyka* 2007, zeszyt tematyczny, nr X.

4. Dudzik J., Kuczyński R., Strategia obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, rola wytwórców w planach odbudowy, III Konferencja Naukowo-Techniczna „Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań, październik 2008, *Energetyka* 2008, zeszyt tematyczny, nr XVII.
5. Pasiut G., Rychlik J., Kielak R., Weryfikacja zdolności jednostek wytwórczych do udziału w procesie obrony i odbudowy zasilania KSE, w świetle zapisów IRIESP, *Energetyka* 2010, zeszyt tematyczny, nr XX.
6. Talaga M.: Tworzenie zbilansowanych wysp jako sposób na ograniczenie skutków awarii systemowych. System SmartLoad, *Urządzenia dla energetyki* 2014, nr 1/(76).

Ireneusz Grądzkiński

dr inż.

Politechnika Poznańska

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

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmują zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach niestabilnych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności wiatrowych, do systemu elektroenergetycznego.

Krzysztof Sroka

dr inż.

Politechnika Poznańska

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

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1976). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Zainteresowania naukowe obejmują zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni i elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.

Arkadiusz Łacny

mgr inż.

VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA

e-mail: arkadiusz.lacny@veolia.com

Ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Poznańskiej (1979). Od 1981 roku pracuje w Zespole Elektrociepłowni Poznańskich SA (obecnie: VEOLIA ENERGIA Poznań ZEC SA). Od początku pracy zawodowej zajmuje się eksploatacją urządzeń elektroenergetycznych 110/15/6/0,4 kV elektrociepłowni. Aktualnie pracuje na stanowisku starszego specjalisty ds. elektrycznych, zabezpieczeń i pomiarów.

Daria Radsak

inż.

dypłomantka Politechniki Poznańskiej

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

Ukończyła studia I stopnia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej, uzyskując tytuł inżyniera (2015). Obecnie studentka studiów II stopnia na swoim macierzystym wydziale, kierunek energetyka. Jej zainteresowania naukowe obejmują bezpieczeństwo energetyczne, a także skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.