

Próba systemowa uruchomienia bloku ciepłego w Elektrowni Turów jako weryfikacja możliwości wykorzystania Elektrowni Wodnej Dychów w procesie restytucji KSE

Streszczenie W referacie przedstawione zostaną wyniki pomiarów zarejestrowane w trakcie próby systemowej uruchomienia bloku energetycznego o mocy 261 MW w Elektrowni Turów z elektrowni wodnej Dychów. Ocenie poddane zostaną między innymi możliwości synchronizacji uruchomionego bloku w Elektrowni Turów z hydrogeneratorami Elektrowni Wodnej Dychów obciążonymi potrzebami własnymi jednostek wytwórczych i pompami w Elektrowni Wodnej Dychów.

Abstract In the paper, the measuring results recorded during the system experiment of activating the 261 MW power unit in Turów Power Plant from the Dychów hydropower plant (HP Dychów) are presented. The approach will cover, among others, the possibilities to synchronize the activated unit in Turów Power Plant with HP Dychów sets loaded by auxiliaries of generating units and pumps in HP Dychów. (**System experiment of activating the power unit in Turów Power Plant as the verification of Dychów Hydropower Plant possibility of participating in the National Power System restitution process**)

Słowa kluczowe: black-out, restytucja, system elektroenergetyczny, elektrownia wodna, elektrownia ciepła.

Keywords: black-out, restitution, electric power system, hydro power plant, thermal power plant.

Wprowadzenie

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

Scenariusz podania napięcia z elektrowni szczytowo-pompowej do jednostki wytwórczej elektrowni ciepłej zrealizowano podczas próby systemowej w dniu 10 lipca 2016 r. uruchomienia bloku energetycznego w elektrowni ciepłej Turów (dalej Elektrowni Turów), aktualnie PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Turów, z elektrowni wodnej Dychów (dalej EW Dychów), aktualnie wchodzącej w skład spółki PGE Energia Odnawialna S.A. Oddział ZEW w Dychowie

Celem zrealizowanej próby systemowej było:

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

Zakres próby systemowej

Próba systemowa obejmowała swoim zakresem wykonanie:

- 1) samostartu EW Dychów, w tym realizację:
 - zaniku napięcia na szynach rozdzielni potrzeb własnych hydrozespołów i ogólnych EW Dychów,

- samostartu hydrozespołu 2GA z wykorzystaniem agregatu prądowórczego o mocy znamionowej $P_n = 200$ kW,
 - podania napięcia z hydrozespołu 2GA na szyny rozdzielni R-110 kV SE Dychów,
 - przywrócenia zasilania podstawowego rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych elektrowni z uruchomionego hydrozespołu,
 - uruchomienia i synchronizacji z układem wydzielonym hydrozespołu 1GA,
- 2) podania napięcia i mocy rozruchowej wydzielonym torem rozruchowym 110 i 220 kV z EW Dychów do Elektrowni Turów,
 - 3) dociążenia w EW Dychów utworzonego układu wyspowego przez uruchomienie pomp 33GA i 34GA – dociążenie hydrozespołów sumaryczną mocą czynną i bierną na poziomie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar,
 - 4) uruchomienia bloku nr 6 w Elektrowni Turów:
 - podania napięcia na rozdzielni potrzeb własnych bloku nr 6,
 - rozruchu bloku ze stanu gorącego,
 - 5) synchronizacji bloku nr 6 z torem rozruchowym,
 - 6) pracy równoległej, w układzie wydzielonym, jednostek wytwórczych obciążonych rozdzielniami potrzeb własnych pracujących maszyn oraz pompami akumulacyjnymi w EW Dychów,
 - 7) zmian obciążenia i generacji mocy po odstawieniu hydrozespołów 1GA i 2GA oraz pomp 33GA i 34GA w EW Dychów.

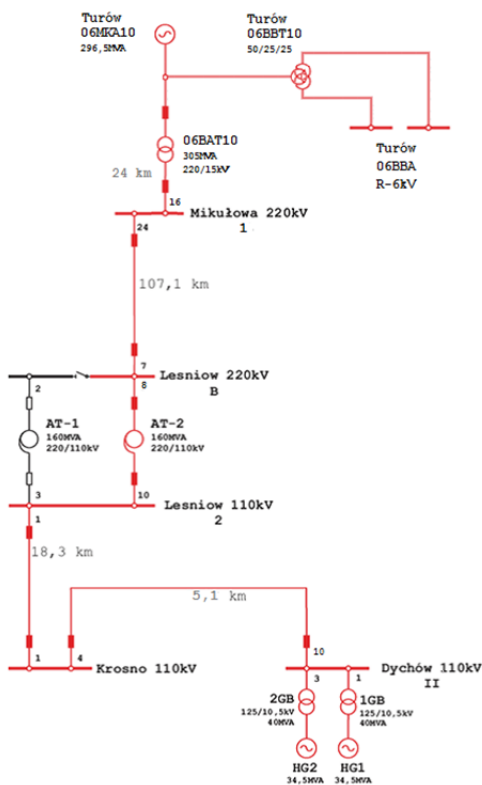
Charakterystyka układów i urządzeń uczestniczących w próbie systemowej

Źródło rozruchowe – hydrozespoły 1GA i 2GA o mocach $S_{GA} = 34,7$ MVA każdy i możliwości sumarycznego obciążenia mocą bierną pojemnościową równą ok. 30 Mvar wraz z przynależnymi układami i urządzeniami technologicznymi. Urządzeniami przewidzianymi do udziału w próbie systemowej są również pompy 33GA i 34GA z silnikami synchronicznymi o mocach znamionowych 5,9 MW (jako odbiory dociążające uruchomione

hydrozespoły) oraz agregat prądowórczy Diesla o mocy 200 kW.

Elementy toru rozruchowego (rys.1):

- Linie 110 kV (razem 23,4 km):
 - linia Dychów – Krosno Odrzańskie (5,1 km),
 - linia Krosno Odrzańskie – Leśniów (18,3 km).
- Linie 220 kV (razem 131,1 km):
 - linia Leśniów – Mikułowa (dł. ok. 107,1 km),
 - linia bloku nr 6 El. Turów (dł. ok. 24 km).
- GPZ
 - Dychów (DYC1) – rozdzielnia 110 kV system szyn II,
 - Krosno Odrzańskie (KOD1) - rozdzielnia 110 kV.
- Stacje:
 - Leśniów (LSN)
 - rozdzielnia 110 kV system szyn II, autotransformator AT-2 o mocy 160 MVA (wykorzystany do regulacji poziomu napięcia w torze rozruchowym),
 - rozdzielnia R-220 kV LSN2, system szyn B,
 - Mikułowa (MIK) – rozdzielnia R-220 kV (MIK2) system szyn 3.



Rys. 1. Uproszczony schemat toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów

Źródło uruchamiane – blok energetyczny 261 MW nr 6 z kotłem fluidalnym w Elektrowni Turów, pracujący na szynie rozdzielni 220 kV w stacji Mikułowa, wyposażony w regulator turbiny typu EHR TT6 (statyzm 6%) wraz z urządzeniami technologicznymi niezbędnymi dla jego pracy, w tym wyłącznik generatorowy, transformator blokowy 06BAT10 230 kV ($\pm 8 \times 1,25\%$)/15,75 o mocy 305 MVA, transformator potrzeb własnych 6BBT10 15,75($\pm 8 \times 1,25\%$)/6,3/6,3 kV o mocy 50/25/25 MVA oraz rozdzielnie blokowych potrzeb własnych wraz z zasilanymi z nich napędami.

Przebieg próby

W przeprowadzonej próbie systemowej działania przygotowawcze związane z wydzieleniem toru rozruchowego z EW Dychów do Elektrowni Turów obejmowały działania związane z wydzieleniem poszczególnych elementów toru rozruchowego pokazanego na rysunku 1.

Planowane działania związane z tworzeniem toru rozruchowego i podaniem napięcia do Elektrowni Turów obejmowały:

1. Samostart EW Dychów, w tym realizację:
 - zaniku napięcia na rozdzielniach potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów,
 - samostartu hydrozespołu 2GA z wykorzystaniem agregatu prądowórczego Diesla,
 - podania napięcia z hydrozespołu 2GA na szyny rozdzielni R-110 kV SE Dychów,
 - przywrócenia zasilania podstawowego rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych elektrowni z uruchomionego hydrozespołu,
 - uruchomienia i synchronizacji z układem wydzielonym hydrozespołu 1GA,
 - regulacja napięcia na obu hydrozespołach do wartości około 10,5 kV,
2. zasilanie ciągiem liniowym 110 kV wydzielonego systemu szyn 2 rozdzielni 110 kV stacji 220/110 kV Leśniów,
3. załączenie obustronne autotransformatora AT-2 w stacji Leśniów,
4. załączenie linii 220 kV Leśniów – Mikułowa.
5. załączenie wyłącznika linii blokowej bloku nr 6 w stacji Mikułowa (podanie napięcia na linię blokową, transformator blokowy 06BAT10 i zaczepowy 06BBT10),
6. dokonanie regulacji napięcia wzdłuż toru rozruchowego zaczynając od regulacji napięcia generatorowego hydrozespołów HG1 i HG2 w EW Dychów do poziomu napięcia znamionowego 10,5 kV, następnie wykorzystując regulację przekładni autotransformatora AT-2 w stacji Leśniów i transformatora zaczepowego 06BBT10 do osiągnięcia po stronie 6 kV transformatora 6BBT10 w Elektrowni Turów napięcia na poziomie 6,3 kV,
7. dociążenie utworzonego układu wyspowego poprzez uruchomienie w EW Dychów pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA (dociążenie hydrozespołów sumaryczną mocą czynną i bierną na poziomie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar),
8. uruchomienie bloku nr 6 w Elektrowni Turów.

Po uzyskaniu nominalnych obrotów turbiny TG6 (06MAY10), $n=3000$ obr/min nastąpiło awaryjne odstawienie pomp 33GA i 34GA – przyczyną odstawienia była sygnalizacja zamknięcia awaryjnej zasowy na kanale wodnym, co zostało zinterpretowane przez układ regulacji jako stan do odstawienia pomp.

Po ponownym uruchomieniu pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA dokonano synchronizacji bloku nr 6 z torem rozruchowym. Kontynuowano pracę równoległą jednostek wytwórczych obciążonych rozdzielniami potrzeb własnych pracujących maszyn oraz pompami akumulacyjnymi w EW Dychów przez okres około 15 minut.

Obciążenie w wydzielonym układzie wyspowym, zasilanym z dwóch hydrozespołów i jednego turbozespołu parowego, poza obciążeniami wynikającymi z utworzonego toru rozruchowego, stanowiły:

- pompy akumulacyjne 33GA i 34GA w EW Dychów mocą czynną i bierną na łącznym poziomie ok. 11,5 MW i 2,2 Mvar,

- napędy urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów zasilane z rozdzielni potrzeb własnych 6 kV 06BBA, zestawione w tabeli 2, oraz pozostałe urządzenia potrzeb własnych zasilane z rozdzielni 0,4 kV.

Tabela 2. Zestawienie napędów SN na bloku nr 6 Elektrowni Turów zasilanych z rozdzielni 6 kV 06BBA w czasie pracy wyspowej

Lp.	Nazwa obiektu	Liczba urządzeń	Moc urządzenia
1	Pompa wody zasilającej	1	4500 kW
2	Pompa wody chłodzącej	1	1250 kW
3	Pompa kondensatu	1	630 kW
4	Pompa zamkniętego układu wody chłodzącej	1	315 kW
5	Wentylator spalin	1	3400 kW
6	Wentylator powietrza pierwotnego	1	2500 kW
7	Wentylator powietrza wtórnego	1	1000 kW
8	Dmuchała wysokiego ciśnienia	2	400 kW

Sprawdzono następnie pracę ze zmianami obciążenia i generacji mocy po odstawieniu hydrozespołów 1GA i 2GA oraz pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA w EW Dychów.

Zakończenie próby systemowej polegało na przełączeniu zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów na zasilanie z Krajowego Systemu Elektrycznego (KSE) oraz przejście bloku nr 6 do pracy na potrzeby własne, a następnie synchronizacja bloku z KSE.

Analiza wyników pomiarów zarejestrowanych w czasie próby

Uruchomienie hydrozespołu 2GA zrealizowane zostało z wykorzystaniem sekwencji startowej – praca na system wydzielony.

Uruchomienie hydrozespołu 1GA zrealizowane zostało z wykorzystaniem sekwencji startowej – praca generatorowa. Sekwencja uruchomienia hydrozespołu zakończyła się załączeniem układu synchronizacji, a po załączeniu wyłącznika blokowego aktywacją trybu regulacji

mocy w regulatorze turbiny z wartością zadaną równą 0 MW.

Po synchronizacji aktywowano bank nastaw „B” w elektroenergetycznej automatyce zabezpieczeniowej oraz przełączenie w regulatorze turbiny trybu regulacji mocy na tryb regulacji prędkości obrotowej.

Po synchronizacji hydrozespoły pracowały stabilnie z praktycznie równomiernym obciążeniem mocą czynną i bierną, przy częstotliwości oscylującej wokół 50,0 Hz (oscylacje wynosiły ok. ± 10 mHz). Sumaryczne obciążenie mocą czynną i bierną było stałe i wynosiło ok. 250 kW i 500 kVar (rys. 2).

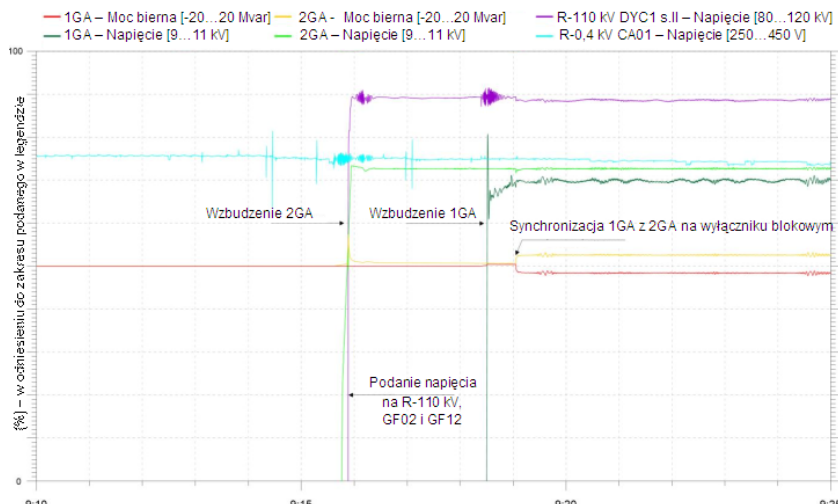
Na tym etapie realizacji próby pozostawiono zasilanie potrzeb własnych elektrowni z agregatu Diesla. Taki stan utrzymano, aż do zakończenia budowy toru rozruchowego tj. podania napięcia na transformatory blokowy i zaczepowy w Elektrowni Turów.

Tworzenie toru rozruchowego

Utworzenie toru rozruchowego w sieci 110 kV zostało zrealizowane w czasie ok. 3 minut i zakończyło się podaniem napięcia na R-110 kV SE Leśniów. Poziom napięcia na R-110 kV DY1 wyniósł ok. 115,5 kV, a obciążenie mocą bierną zmieniło się o ok. -0,95 Mvar.

W czasie tworzenia toru rozruchowego na hydrozespołach w EW Dychów przeprowadzany był test działania regulatora napięcia generatora 1GA. Po zakończeniu sprawdzenia obciążenie mocą bierną wyniosło $Q_{1GA} \approx -0,25$ Mvar, a $Q_{2GA} \approx -0,35$ Mvar, napięcie na szynach R-110 kV DY1 wyniosło ok. 115,9 kV.

EW Dychów podjęła decyzję o obniżeniu napięcia na hydrozespołach. Załączenie pod napięcie autotransformatora 220/110 kV AT-2 w SE Leśniów zostało zrealizowane o godz. 09:33, przy napięciu na zaciskach generatorów równym ok. 10,2 kV ($U_{DY1} \approx 113,0$ kV). Wartość napięcia na szynach R-220 kV Leśniów, przy położeniu przełącznika zaczepów na 14 pozycji, wyniosła ok. 208,2 kV.



Rys.2. Ponowny samostart EW Dychów - parametry elektryczne hydrozespołów 1GA i 2GA oraz na R-110 kV DY1 i R-0,4 kV CA01

Po załączeniu linii 220 kV nastąpił skokowy wzrost obciążenia mocą bierną hydrozespołów o ok. -16 Mvar. Obciążenie obu generatorów mocą bierną było symetryczne $Q_{1GA} \approx -8,1$ Mvar oraz $Q_{2GA} \approx -8,4$ Mvar. Po podaniu napięcia na szynę rozdzielni 220 kV SE Mikołowa, wartość napięcia wyniosła ok. 218 kV (rys. 3).

Następnie podano napięcie na linię blokową bloku nr 6 wraz z przyłączonymi transformatorami blokowym

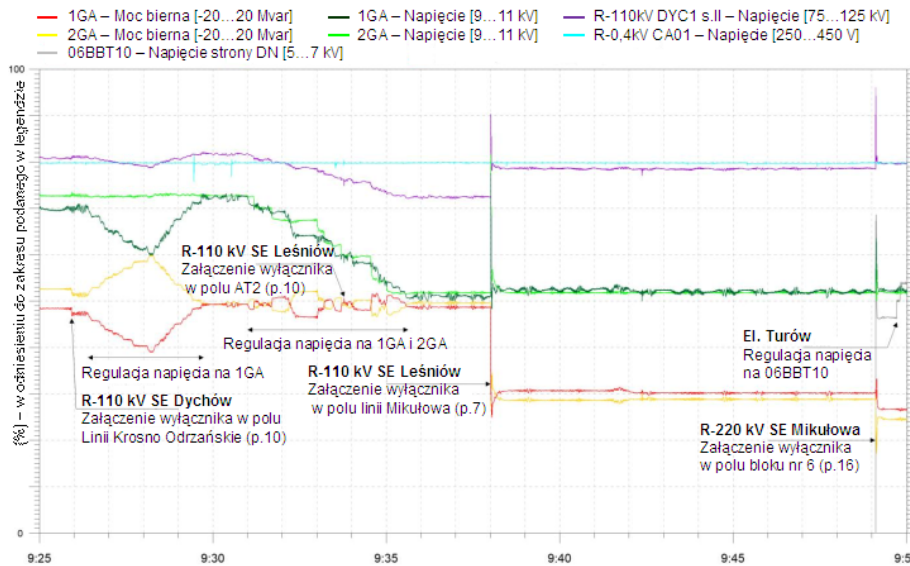
i zaczepowym. Załączenie zrealizowano przy napięciach generatorów równych ok. 10 kV (napięcia w układzie wydzielonym wynosiły odpowiednio na R-110 kV DY1 ok. 114,8 kV, a R-220 kV MIK2 ok. 218 kV). Pozwoliło to na uzyskanie po stronie dolnego napięcia transformatora zaczepowego 06BBT10 w EI. Turów napięcia na poziomie ok. 5,9 kV. Obciążenie generatorów mocą bierną po

zakończeniu budowy toru rozruchowego wyniosło $Q_{1GA} \approx 9,4$ Mvar oraz $Q_{2GA} \approx 10,1$ Mvar.

Czas utworzenia całego toru z R-110 kV SE Dychów do El. Turów wyniósł ok. 24 minuty. Po podaniu napięcia na transformator zaczepowy 06BBT10 zrealizowana została automatyczna regulacja napięcia poprzez zmianę położenia przełącznika zaczepów, co umożliwiło osiągnięcie wartości napięcia równej ok 6,3 kV.

Przed uruchomieniem pomp akumulacyjnych, ze względu na zbyt małą moc znamionową agregatu Diesla, koniecznym było wykonanie przełączenia zasilania potrzeb własnych z agregatu na zasilanie z hydrozespołów.

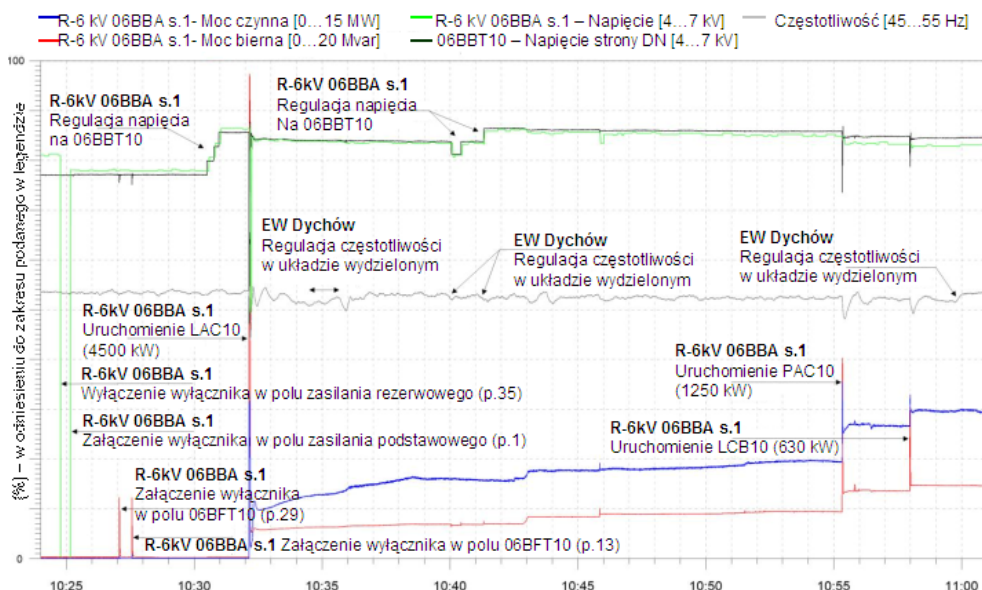
Po uruchomieniu pomp przeprowadzono regulację częstotliwości w układzie wydzielonym uzyskując częstotliwość równą ok. 50,12 Hz, przy obciążeniu $P_{1GA} \approx 7,0$ MW i $P_{2GA} \approx 4,8$ MW.



Rys.3. Utworzenie toru rozruchowego – parametry elektryczne hydrozespołów 1GA i 2GA oraz na R-110 kV DY1 i R-0,4 kV CA01 i na transformatorze 06BBT10

Podanie napięcia z toru rozruchowego do rozdzielni 6 kV 06BBA potrzeb własnych bloku nr 6 nastąpiło o godz. 10:25, po wykonanym, z przerwą beznapięciową, przełączeniu zasilania sekcji 1 z rezerwowego (KSE) na podstawowe (EW Dychów). Wartość napięcia na szynach rozdzielni 6 kV wyniosła ok. 6,3 kV. Przełączenie zasilania 06BBA zostało zrealizowane przy braku obciążenia rozdzielni.

Uruchomienie bloku nr 6 realizowane było ze stanu pracy luzem kotła poprzez przełączanie zasilania poszczególnych instalacji technologicznych z zasilania z KSE (s.2 06BBA) na zasilanie z układu wydzielonego (s.1 06BBA), tj. wykonywano uruchomienie i dociążenie urządzenia zasilanego z sekcji 1, a następnie odciążano i wyłączano jego odpowiednik na sekcji 2.



Rys.4. Uruchomienie bloku w El. Turów – potrzeby własne bloku nr 6 w El. Turów w czasie uruchomienia bloku

Pierwszym i zarazem największym uruchomionym napędem potrzeb własnych była pompa wody zasilającej LAC 10 o mocy znamionowej $P_n = 4,5$ MW. Rozruch silnika wywołał zmiany częstotliwości w granicach 49,38...50,45 Hz ($\Delta f \approx -0,98...+0,10$ Hz) oraz przejściowy spadek napięcia na 06BBA wynoszący $\Delta U \approx 1,6$ kV ($U_{06BBA} \approx 4,97$ kV). Po ustabilizowaniu przebiegów przejściowych częstotliwości oraz napięcie na rozdzielni potrzeb własny 06BBA wyniosły ok. 50,15 Hz i ok. 6,48 kV.

Rozruchy kolejnych napędów potrzeb własnych powodowały zdecydowanie mniejsze zaburzenia w przebiegach częstotliwości i napięcia w porównaniu do pompy LAC10. Przebieg uruchamiania bloku w El. Turów przedstawiono na rysunku 4.

Po uzyskaniu odpowiednich parametrów pary świeżej rozpoczęto nabór obrotów w trybie automatycznym. Po ok. 10 min, turbina TG6 osiągnęła prędkość obrotową równą ok. 3000 obr/min.

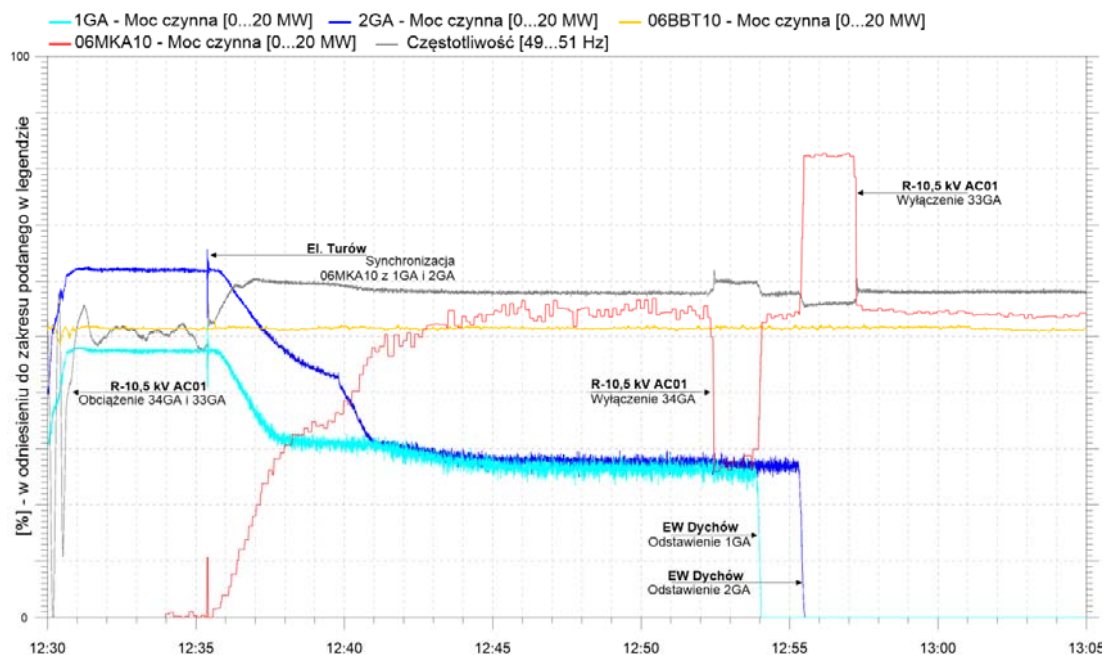
Dalsze działania obejmujące zamknięcie odłącznika generatorowego i wzbudzenie generatora turbozespołu kontynuowane były po opanowaniu przez EW Dychów sytuacji awaryjnej związanej z odstawieniem pomp akumulacyjnych 33GA i 34GA. To awaryjne odstawienie obydwu pomp akumulacyjnych nastąpiło na skutek nieprawidłowej sygnalizacji zamknięcia awaryjnej zasuwy na trzecim kanale wodnym. Ubytek ok. 11,5 MW z sumarycznego obciążenia hydrozespołów wynoszącego ok. 22 MW spowodował wzrost częstotliwości w układzie wydzielonym z początkowych ok. 50,0 Hz do wartości 53,25 Hz, przy czym okres regulacji dla tak dużej odchyłki wyniósł jedynie ok. 20 sekund.

Po rozpoznaniu przyczyny awaryjnego odstawienia pomp przeprowadzono równoczesne ich uruchomienie. Podczas awaryjnego odstawienia i ponownego uruchomienia pomp powstałe zaburzenia w częstotliwości nie miały wpływu na pracę urządzeń potrzeb własnych bloku nr 6 w Elektrowni Turów.

Następnie w Elektrowni Turów rozpoczęto automatyczną synchronizację generatora z torem. Załączenie wyłącznika generatorowego spowodowało załączenie regulacji prędkości obrotowej RO(P) na bloku nr 6. W chwili synchronizacji blok wszedł z mocą $PG6 \approx 2,1$ MW po czym nastąpiło natychmiastowe wycofanie mocy do wartości ok. 0 MW. Nastąpił skokowy wzrost częstotliwości do poziomu $f \approx 50,12$ Hz wywołany wstępnym obciążeniem bloku nr 6 oraz zmniejszenie występujących wahań częstotliwości w torze rozruchowym z ok. ± 30 mHz do ok. $\pm 2...4$ mHz.

Stopniowemu obciążaniu generatora G6 mocą czynną do wartości $PG6 \approx 6,8$ MW trwającemu ok. 4min, i w tym samym czasie odciążaniu hydrozespołów 1GA i 2GA, towarzyszyła zmiana częstotliwości w układzie trójfazowym w zakresie wartości 50,06-50,20 Hz.

Praca równoległa dwóch hydrozespołów w EW Dychów i turbozespołu TG6 w Elektrowni Turów obciążonych potrzebami ogólnymi EW Dychów i potrzebami własnymi bloku nr 6 utrzymana została przez ok. 20 minut. W tym czasie rozpoczęte zostały już działania zmierzające do zakończenia próby systemowej, których pierwszym elementem była realizacja odstawienia jednej z pomp akumulacyjnych 34GA.



Rys. 5. Bilans mocy czynnej hydrozespołów 1GA i 2GA i generatora G6 (06MKA10) oraz obciążenie transformatora 06BBA10 w czasie synchronizacji G6 (06MKA10) z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów

Odstawienie z pracy hydrozespołów 1GA i 2GA zrealizowane w czasie ok. 1,5 min spowodowało wzrost obciążenia mocą czynną i bierną turbozespołu TG6 do poziomu $PTG6 \approx 16,5$ MW i $QTG6 \approx -12,5$ Mvar. Częstotliwość w układzie wydzielonym wyniosła ok. 50,11 Hz, napięcie na zaciskach generatora TG6 praktycznie nie uległo zmianie, natomiast napięcie na końcu ciągu rozruchowego tj. na sznycach R-110 kV SE DY1 wzrosło i wyniosło ok. 117,8 kV.

Wyłączenie drugiej pompy akumulacyjnej oraz przełączenie zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów z zasilania z TG6 na zasilanie z KSE, zakończyły udział elektrowni w próbie.

Po przełączeniu zasilania potrzeb własnych i ogólnych EW Dychów na zasilanie z KSE przystąpiono do likwidacji toru rozruchowego. Wyłączenia poszczególnych wyłączników w stacjach uczestniczących w próbie realizowano od SE Dychów do SE Mikułowa. Ostatnią operacją łączeniową w torze było wyłączenie wyłącznika

blokowego w polu nr 16 w R-220 kV MIK2 i przejście bloku nr 6 do pracy na potrzeby własne (PPW). Po tej operacji blok został przyłączony do systemu zasilanego z KSE i po przywróceniu strefy nieczułości regulatora prędkości obrotowej zsynchronizowany z KSE.

Zmiany obciążenia wyspy z układem trójmaszynowym pozwoliły dobrze zobrazować zdolność regulacyjną częstotliwości przez TG6 w Elektrowni Turów. Regulator prędkości obrotowej pracujący w trybie regulacji proporcjonalnej RO(P) prawidłowo utrzymywał częstotliwość sieci elastycznej, regulacja prowadzona była z wysoką dokładnością w zakresie $\pm 0,1$ Hz wokół wartości zadanej. Próba pokazała korzystne właściwości działania układów regulacji w wariancie ROR na bloku nr 6 w Elektrowni Turów.

Na rysunku 5 przedstawiono omówione powyżej zmiany parametrów elektrycznych jednostek wytwórczych biorących udział w próbie systemowej w czasie synchronizacji generatora G6 z torem rozruchowym i pracy równoległej jednostek w Elektrowni Turów i EW Dychów.

Wnioski

1. Do uruchomienia bloku energetycznego w Elektrowni Turów potrzebna jest praca synchroniczna dwóch hydrozespołów w EW Dychów. Przeprowadzona próba potwierdziła ponownie, że takie możliwości elektrownia posiada. Aby tego typu źródła mogły realizować ten rodzaj pracy wydzielonej konieczne jest odpowiednie przygotowanie nastaw zabezpieczeń i automatyki regulacyjnej dla pracy wydzielonej.
2. Bezpieczne tworzenie torów rozruchowych, na etapie podania napięcia, nie wymaga znacznego zniżenia napięcia synchronicznie pracujących hydrogeneratorów. Automatyczne układy regulacji napięcia hydrogeneratorów EW Dychów umożliwiają korektę poziomu napięcia odpowiedniego do warunków pracy utworzonego toru.
3. W pracy wydzielonej z torami rozruchowymi EW Dychów maksymalna moc bierna pojemnościowa pobierana przez pojedynczy hydrogenerator nie powinna być większa niż 16 Mvar, co wynika z aktualnych wykresów kołowych przedmiotowych generatorów. W przypadku toru rozruchowego do Elektrowni Turów warunek ten jest spełniony.
4. Pracę regulatorów prędkości obrotowej firmy Voith Siemens hydrozespołów w EW Dychów należy uznać za poprawną.

5. EW Dychów wraz z torem rozruchowym do stacji Mikułowa może w warunkach awarii systemowej stanowić dla Elektrowni Turów pewne źródło napięcia rezerwowego, które pozwala na prowadzenie bez zakłóceń rozruchu bloku 261 MW, w tym na bezpośrednie załączanie napędów o dużych mocach. Zarejestrowane w czasie rozruchu spadki napięć nie przekraczały ok. 10% (pomijając stany przejściowe – przy rozruchu największego napędu potrzeb własnych $U_{min} \approx 5,0kV$). Nie istnieje zatem bezpośrednie niebezpieczeństwo utyku silników podczas rozruchu.
6. Przeprowadzona próba systemowa potwierdziła, że ten sposób weryfikacji poprawności założeń w scenariuszach odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni ciepłych pozwala na identyfikację barier ich realizacji i usuwanie tych przeszkód.
7. Przeprowadzone testy sprawdzające, próby systemowe pozwalają wprowadzić korekty z nich wynikające do opracowanej instrukcji podania napięcia i mocy rozruchowej z EW Dychów do Elektrowni Turów

Autorzy: dr inż. Ireneusz Grządzielski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: ireneusz.grzadzieski@put.poznan.pl;
dr inż. Krzysztof Sroka, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl;
mgr inż. Daria Złotecka, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: daria.zlotecka@put.poznan.pl;
mgr inż. Adam Kurzyński, ZP-BE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o., Gliwice, E-mail: adam.kurzynski@elektryka.com.pl;
mgr inż. Marcin Kaczmarek, ZP-BE Energopomiar-Elektryka sp. z o.o., Gliwice, E-mail: marcin.kaczmarek@elektryka.com.pl;
mgr inż. Michał Brzozowski, PSE S.A., Warszawa, E-mail: michal.brzozowski@pse.pl;
mgr inż. Jarosław Borodynko, PGE Energia Odnawialna S.A., Elektrownia Wodna Dychów; E-mail: jaroslaw.borodynko@gkpgge.pl

LITERATURA

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – Wersja 2.0, <http://www.pse.pl/index.php?modul=10&gid=405> [dostęp 09.02.2017]
- [2] Raport z „Próby systemowej uruchomienia bloku Elektrowni Turów z Elektrowni Wodnej Dychów”. Poznań, wrzesień 2016 r. Opracowanie wykonane na zlecenie PSE SA przez Konsorcjum Politechniki Poznańskiej Instytut Elektroenergetyki i ZPBE Energopomiar-Elektryka Gliwice