

Stanisław Lewandowski, Easy Serv Sp. z o.o., Bolszewo, Towarzystwo Elektrowni Wodnych
Mariusz Lewandowski, Janusz Steller,
Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk, Towarzystwo Elektrowni Wodnych

HYDROZESPOŁY ODWRACALNE O ZMIENNEJ PRĘDKOŚCI OBROTOWEJ - MOŻLIWOŚCI I KORZYŚCI TECHNICZNO-EKONOMICZNE

VARIABLE SPEED REVERSIBLE HYDRAULIC UNITS - TECHNO-ECONOMIC CAPABILITIES AND ADVANTAGES

Streszczenie: Polskie elektrownie pompowo-szczytowe zbudowano w drugiej połowie ubiegłego wieku z myślą o pracy regulacyjnej i interwencyjnej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym charakteryzującym się silną dominacją węglowych bloków ciepłych. Trwający nieprzerwanie od 3 dekad rozwój niestabilnych źródeł energii stawia jednak przed operatorem systemu nowe wyzwania. Zapewnienie płynnie regulowanych rezerw wytwórczych i odbiorczych mocy celem kompensacji fluktuacji parametrów sieciowych, jakie wprowadzają źródła niestabilne, stało się ostatnio gorącym tematem licznych debat toczonych w naszym kraju. Szczególnie atrakcyjną możliwość otwierają hydrozespoły odwracalne z regulowaną prędkością obrotową. Technologia ta rozwijana jest od połowy lat osiemdziesiątych – początkowo w Japonii, później także w Europie i USA. Do podstawowych zalet należą: możliwość regulacji poboru mocy w ruchu pompowym oraz rozszerzenie zakresu pracy i podwyższenie sprawności hydrozespołu w ruchu turbinowym. Mimo dużych kosztów części elektronicznej (wg [12] koszty konwertera częstotliwości są porównywalne z kosztami generatora), hydrozespoły odwracalne o zmiennej prędkości obrotowej znajdują coraz szersze zastosowanie. Poprawę parametrów ekonomicznych inwestycji uzyskuje się często zakładając współpracę hydrozespołów o zmiennych obrotach z hydrozespołami o obrotach stałych. Wprowadzenie zmiennej prędkości obrotowej hydrozespołów odwracalnych rozważano już przy okazji dotychczasowych modernizacji krajowych elektrowni pompowo-szczytowych. Rozwój niestabilnych źródeł energii w naszym kraju sprawia, że argumenty techniczno-ekonomiczne na rzecz tej technologii wciąż zyskują na sile.

Abstract: Polish pumped storage power plants were erected in the second half of previous century with the purpose of regulatory and intervening operation in the Polish Electrical Power Network, heavily predominated by the coal fueled heat power blocks. However, the continuous growth of intermittent energy sources – lasting for three decades now - sets new challenges to the national grid operator. The demand for smoothly regulated electricity generating and absorbing capacities, capable to compensate for fluctuation of grid parameters as introduced by the unstable electricity sources, has grown to a hot topic of numerous debates in Poland. In this respect, capabilities offered by the variable speed reversible hydraulic units may be considered especially valuable. The variable speed technology has been developed since mid eighties – initially in Japan, later on also in Europe and USA. The essential advantages include power consumption control in the pumping mode as well as widening of the operation range and rising of the hydraulic unit efficiency in the turbine mode. Despite high costs of the electronic equipment (frequency converter costs comparable with those of the generator according to [12]), the variable speed reversible units enjoy ever wider use. The economic parameters of the investment can be often improved by assuming parallel operation of variable and constant speed units. Introducing the variable speed reversible units has been already considered on the occasion of rehabilitating Polish pumped-storage power plants. Development of intermittent electricity sources in our country enhances the strength of technical and economic arguments for this kind of technology.

Słowa kluczowe: elektrownia pompowo-szczytowa, hydrozespół odwracalny, zmienna prędkość obrotowa
Keywords: pumped storage power plant, reversible hydraulic unit, variable rotation speed

1. Wstęp

Klasyczne elektrownie szczytowo-pompowe, pracujące dziś w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [KSE], powstały w oparciu o rozwiązania projektowe z lat pięćdziesiątych i sześćdziesiątych XX wieku. Ich podstawowym zadaniem miało być tworzenie rezerwy

energii na wypadek poważnej awarii w systemie, waloryzacja energii w cyklu dobowym oraz regulacja napięcia i rozpyływu mocy biernej. Taką też rolę pełniły od początku eksploatacji i praktycznie nadal pełnią. Przy strukturze wytwarzania zdominowanej elektrowniami cie-

plnymi, wykorzystującymi węgiel kamienny i brunatny, załączane do pracy pompowej hydrozespoły elektrowni szczytowo-pompowych stanowią dodatkowe obciążenie systemu w okresach dolin zapotrzebowania na energię uczestnicząc w wyrównywaniu dobowych obciążeń. Realizacja pracy programowej w dolinie nocnej z jednej strony ma wpływ na ograniczenie potrzeby zaniżania mocy elektrowni ciepłych, a w skrajnych przypadkach - wyłączania bloków ciepłych do rezerwy, z drugiej jednak strony wymusza prowadzenie programowej pracy w pozostałych strefach doby w celu stworzenia rezerwy na pracę pompową. Aktualnie eksploatowane bloki elektrowni ciepłych uzyskują wysoką sprawność dzięki pracy przy bardzo wysokich parametrach obiegu parowo-wodnego, często w pobliżu granicy dopuszczalnych obciążeń materiałów konstrukcyjnych. Wykorzystywanie tych bloków do regulacji mocy czynnej jest nie tylko nieekonomiczne, lecz napotyka także na bariery techniczne i technologiczne. Stąd też minima techniczne bloków ciepłych są ustalane na stosunkowo wysokim poziomie wytwarzanej mocy. Z reguły jest to moc powyżej 50% wartości nominalnej.

Coraz większe nasycenie systemu elektroenergetycznego [SE] elektrowniami wykorzystującymi energię wiatru i promieniowania słonecznego do produkcji energii elektrycznej [2,3] powoduje z jednej strony zmniejszanie całkowitych kosztów zmiennych funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, z drugiej zaś wymusza instalowanie urządzeń, których działanie niweluje niekorzystny wpływ niesterowalnych, niespokojnych i nieprzewidywalnych źródeł energii elektrycznej na parametry pracy systemu elektroenergetycznego. Pociąga to za sobą wzrost kosztów utrzymywania rezerwy mocy dostosowanych do struktury segmentu wytwarzania oraz zapotrzebowania na moc w systemie. Trudne do przewidzenia, a najczęściej nieprzewidywalne zmiany obciążenia elektrowni wiatrowych i słonecznych często nakładają się na dynamiczne zmiany zapotrzebowania na energię, co w przypadku przeciwnego kierunku zmian strony popytowej i podażowej może prowadzić do znacznego niezbalansowania systemu. Dlatego operatorzy zabiegają o instalację w SE takich urządzeń wytwórczych i odbiorczych energii, które oznaczają się bardzo dobrymi właściwościami regulacyjnymi. Dotyczy to zwłaszcza szybkości regulacji wy-

twarzanej i pobieranej mocy czynnej, które dodatkowo charakteryzują się niską inercją czasową odpowiedzi na wymuszane zmiany obciążenia. Wdrażanie tych rozwiązań związane jest z wysokimi nakładami inwestycyjnymi, stąd w celu ich optymalizacji poszukuje się rozwiązań poprawiających zdolności regulacyjne eksploatowanych urządzeń wytwórczych i odbiorczych energii elektrycznej.

Rozporządzenie Komisji Unii Europejskiej z sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej [1] poza definicją rezerw mocy, takich jak:

- rezerwa utrzymania częstotliwości [FCR]
- rezerwy odbudowy częstotliwości [FRR]
- rezerwy zastępcze [RR],

definiuje również pojęcie jednostki zapewniającej rezerwę jako moduł wytwarzania energii lub jednostkę odbiorczą, bądź zespół modułów wytwarzania energii lub jednostek odbiorczych, które są przyłączone w tym samym punkcie sieciowym oraz spełniają wymogi w zakresie zapewnienia rezerw FCR, FRR lub RR. Do wdrożenia rezerw zobligowani są operatorzy systemów przesyłowych, którzy powinni mieć najlepsze rozpoznanie w tym zakresie, gdyż są odpowiedzialni za ruch sieciowy w SE oraz za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo jego funkcjonowania. Od ich najlepszej wiedzy z zakresu funkcjonowania systemu zależą ustalenia dotyczące wielkości wymaganych rozporządzeniem Komisji UE rezerw. Rolą zaś między innymi segmentu wytwarzania jest zapewnienie i utrzymanie tych rezerw. Żeby jednak spełniać wymagania konieczne jest wypracowanie i wdrożenie odpowiednich mechanizmów, które pobudzą do działania potencjalnych inwestorów i właścicieli elektrowni [4].

Niniejszy artykuł stanowi głos na rzecz szerszego sięgania do doświadczeń dotyczących wykorzystania w tym celu elektrowni szczytowo-pompowych z hydrozespołami o zmiennej szybkości obrotowej. Pierwszy z autorów pracował przez wiele lat na stanowiskach kierowniczych w spółkach Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA i Energa Wytwarzanie Sp. z o.o. Miał okazję uczestniczyć w licznych procesach inwestycyjnych, w tym - w pracach przygotowawczych do modernizacji polskich elektrowni pompowych. Przygotował koncepcję i wersję roboczą niniejszego tekstu. Dwaj pozostali autorzy są wieloletnimi pracownikami Instytutu Maszyn Przepływowych PAN. Uczestniczyli

w licznych badaniach energetycznych i diagnostycznych w polskich elektrowniach wodnych. Uzupełnili tekst i dokonali jego ostatecznej redakcji (łączny wkład na poziomie 30-35%).

2. Techniczne możliwości świadczenia usługi rezerwy mocy przez elektrownie szczytowo-pompowe

Konieczność znalezienia dodatkowych źródeł regulacji i mocy rezerwowych wydaje się być bezdyskusyjna. Aktualnie Operator Systemu Przesyłowego [OSP] dysponuje w Polsce mocą 30 349 MW zainstalowaną w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych [JWCD]. Z tego 1 766 MW przypada na elektrownie wodne szczytowo-pompowe i zbiornikowe z członem pompowym. W stosunku do roku 2005 moc zainstalowana w JWCD wzrosła o 19,8%, w tym 0,6% w wodzie¹. W tym czasie moc osiągalna elektrowni funkcjonujących w KSE wzrosła ponad 26%², a maksymalne zapotrzebowanie na moc szczytową wzrosło o 11,7%. W 2017 r. rezerwa mocy w szczycie wieczornym w JWCD wynosiła 5 872 MW, a w szczycie rannym 5 774 MW. Przy dynamicznie rosnącym udziale źródeł niesterowalnych w mocy osiągalnej z 0,25% do 13,74% potrzeba utrzymywania sterowalnych rezerw mocy oraz elektrowni spełniających warunki techniczne JWCD staje się faktem niezaprzeczalnym. Poszukiwania mocy rezerwowych i wysoce sterowalnych źródeł energii prowadzą niemal wszystkie kraje świata, w których rozwija się energetyka wykorzystująca energię wiatru i promieniowania słonecznego.

Elektrownie szczytowo-pompowe są szczególnie predestynowane do świadczenia usługi rezerwy mocy oraz regulacji mocy czynnej. Praktycznie wszystkie zrealizowane projekty elektrowni szczytowo-pompowych motywowane były cechami interwencyjnymi i regulacyjnymi tych elektrowni. Dobre charakterystyki dynamiczne elektrowni szczytowo-pompowych w porównaniu z elektrowniami cieplnymi dają im pierwszeństwo w świadczeniu usługi rezerwy i regulacji mocy w SE. Ten aspekt zyskuje obecnie na znaczeniu w wielu rozwiniętych systemach elektroenergetycznych w związku z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej.

Podstawową wadą konwencjonalnych hydrozespołów odwracalnych zainstalowanych w elektrowniach szczytowo-pompowych jest brak możliwości regulacji mocy pobieranej z SE podczas pracy pompowej/silnikowej. W tym kierunku ruchu pobór mocy czynnej z SE zależy od wielkości dostępnego spadku elektrowni (wysokości podnoszenia pompoturbiny). Na brak możliwości regulacji pobieranej mocy z systemu nakłada się jeszcze niezależna od operatora elektrowni zmiana pobieranej mocy wraz ze zmianą poziomu wody w zbiorniku górnym i dolnym elektrowni. Gwałtowny wzrost zapotrzebowania na moc w systemie lub, co częściej się zdarza, gwałtowny spadek mocy generowanej na skutek zaniku wiatru lub nagłego spadku promieniowania słonecznego (zachmurzenia) może być w praktyce kompensowany jedynie poprzez wyłączenie hydrozespołów z pracy pompowej (regulacja trójna: załączeniowo/ /wyłączeniowa). Jest to regulacja o dużym destrukcyjnym działaniu i w zasadzie nie powinna być często stosowana w normalnej eksploatacji.

Regulacja mocy w pracy turbinowej/generacyjnej jest wprawdzie możliwa, lecz zawsze związana z pewną utratą sprawności. Zmiany obciążenia są dość szybkie, lecz przebiegają z inercją spowodowaną bezwładnością układu hydrauliczno-mechanicznego. Praca przy częściowym obciążeniu jest związana z wyraźnymi stratami sprawności, wywołanymi przede wszystkim traconą bezpowrotnie energią ruchu wirowego cieczy opuszczającej komorę wirnika. Wysoka prędkość ruchu wirowego sprzyja tworzeniu się kawitacyjnych „warkoczy wirowych”, co skutkuje wysokimi pulsacjami ciśnienia w całym układzie przepływowym turbiny i podwyższonymi drganiami. W tych strefach obciążenia utrata sprawności jest znaczna, podobnie jak w zakresie niskich obciążeń hydrozespołu [5,6]. W systemie pracy turbinowej regulacja załączeniowo/wyłączeniowa jest również możliwa i w praktyce eksploatacyjnej stosowana w sytuacjach wymagających szybkiej reakcji, zwłaszcza podczas nagłego przyrostu mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe lub w dniach bezchmurnych, w których następuje szybki przyrost mocy generowanej przez elektrownie słoneczne - narastanie nasłonecznienia po wschodzie słońca lub gwałtowne przejaśnienia (rozpogodzenia). Jednak podobnie jak w pracy pompowej/silnikowej jest to regulacja o destrukcyjnym oddziaływaniu na układ hydrau-

¹ Przyrost mocy 10 MW
w wyniku modernizacji ESP Żydowo.

² W porównaniu z rokiem 2017

liczno-mechaniczny hydrozespołu. Przeprowadzone modernizacje - skierowane przede wszystkim na zmiany konstrukcyjne w układzie przepływowym turbin oraz w systemach sterowania - znacznie poprawiły zdolności regulacyjne, jednak nie na tyle, aby hydrozespoły odwracalne w ruchu turbinowym były zdolne do prowadzenia szybkiej regulacji generowanej mocy w pełnym zakresie obciążeń, bez znaczącej utraty sprawności.

3. Efekty techniczne zastosowania układów zmiennoprędkościowych w elektrowniach szczytowo-pompowych

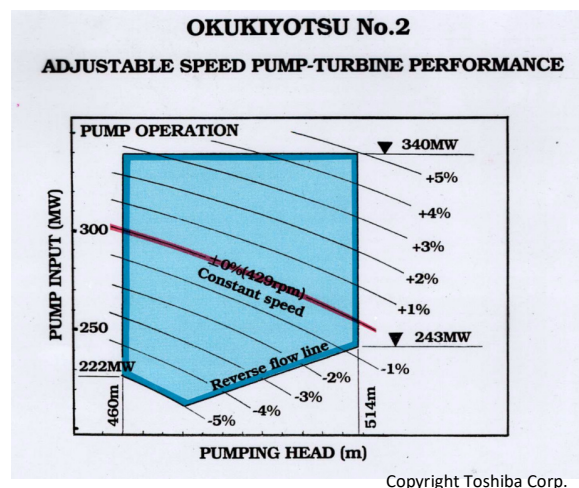
Zastosowanie układów zmiennoprędkościowych w elektrowniach szczytowo-pompowych przynosi wymierne korzyści szczególnie dla jednostek o dużych mocach i znacznych wahanach spadów. Dlatego przy projektowaniu modernizacji istniejących elektrowni szczytowo-pompowych oraz budowy nowych obiektów zasadne jest przeprowadzenie analizy techniczno-ekonomicznej zastosowania hydrozespołów odwracalnych z możliwością pracy ze zmiennym obciążeniem w pracy pompowej. Dobrym przykładem jest uwzględnienie zastosowania cyklokonwerterów już na etapie projektowania elektrowni szczytowo-pompowej Goldisthal w Turyngii (Niemcy, moc 1060 MW). Elektrownię wyposażono w dwa hydrozespoły odwracalne z układami zmiennoprędkościowymi i dwa hydrozespoły odwracalne z generatorami synchronicznymi (stałobrotowe) [7]. Taka struktura nie ogranicza możliwości pracy elektrowni na sieć wydzieloną (pracują dwa hydrozespoły z generatorami synchronicznymi), czy też udziału w odbudowie systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu black-outu.

Dzięki efektowi koła zamachowego reakcja na wymuszenie zmiany mocy hydrozespołów zmiennoprędkościowych jest natychmiastowa. W ruchu generacyjnym już niewielka zmiana częstotliwości sił elektrodynamicznych powoduje zmianę mocy napędowej wskutek wymiany energii mechanicznej z masami wirującymi. Podobny efekt obserwuje się i w ruchu pompowym. Ta zaleta hydrozespołów zmiennoprędkościowych jest wykorzystywana w mniejszych SE w Japonii [8].

Istotne korzyści są dostępne również w dużych SE. Zgodnie z jednym z szacowań możliwość zmiany prędkości obrotowej jedynie w zakresie 10% w elektrowniach szczytowo-pompowych

i elektrowniach zbiornikowych SE RWE Energie przyniosłaby dodatkową moc około 2000 MW udostępnianą w ciągu kilku milisekund [9]. Dotychczasowe doświadczenia z zastosowaniem układów zmiennoprędkościowych wskazują na znaczące korzyści osiągnięte zarówno w aspekcie hydraulicznym, jak i elektrycznym. Z punktu widzenia hydraulicznego należy tu wymienić korzyści w postaci:

- zmiennej mocy i wydajności w trybie pracy pompowej (rys.1),
- polepszenia sprawności hydraulicznej w trybie pracy generacyjnej (dla niskich spadów i niskiego obciążenia (sprawność hydrozespołów w elektrowni Yagisawa wzrosła o blisko 20%, rys.2),
- rozszerzenia zakresu pasma obciążenia w trybie generacyjnym.



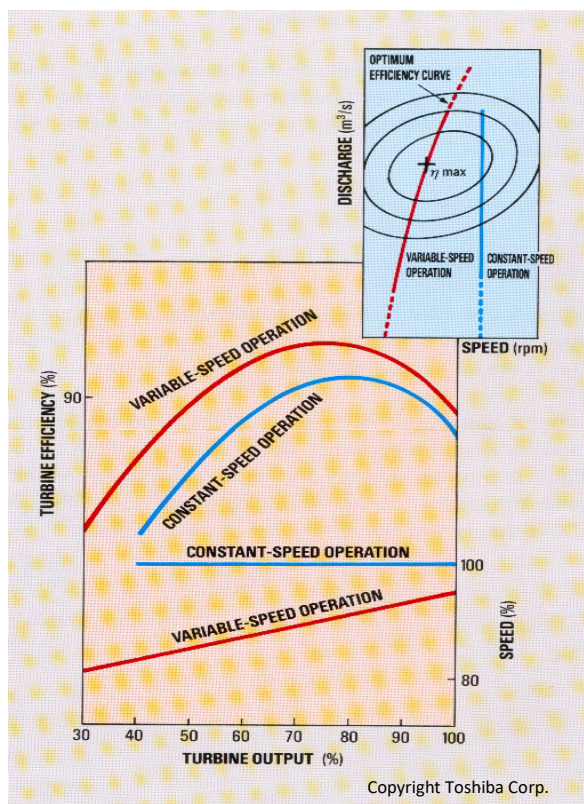
Copyright Toshiba Corp.

Rys. 1. ESP Okukiyotsu. Obszar pracy hydrozespołu odwracalnego w systemie pracy pompowej ze zmienną prędkością obrotową

W hydrozespołach ze stałą prędkością obrotową pulsacje ciśnienia w rurze ssącej przy niskich obciążeniach są duże, podczas gdy w jednostce ze zmiennymi obrotami niewiele wyższe pulsacje w porównaniu z pracą z mocą nominalną występują tylko przy obciążeniach od ok. 10 do 20% mocy nominalnej, a więc w obszarze, w którym hydrozespoły powinny pracować bardzo rzadko. Porównanie wielkości zmian ciśnienia w rurociągu i w rurze ssącej, drgań wału oraz wibracji pokrywy turbiny w warunkach pracy z niskim obciążeniem hydrozespołów ze stałą prędkością obrotową z tymi hydrozespołami po zmodernizowaniu wyposażonych w układy zmiennoprędkościowe wypada bardzo korzystnie na rzecz jednostki z cyklokonwerterem [10÷12].

Z punktu widzenia układu elektrycznego praca jednostki z cyklokonwerterem wpływa przede wszystkim na:

- zwiększenie zdolności maszyny do przystosowania się do większych odchylek częstotliwości systemu w trybie pompowym,
- szybkość reakcji na zmianę zadawanej mocy czynnej - przy zmianie zadawanej mocy generator dostosowuje swą moc praktycznie bezzwłocznie, podczas gdy reakcja elektrohydraulicznego regulatora turbiny jest istotnie wolniejsza,
- poprawę stabilności systemu elektroenergetycznego.

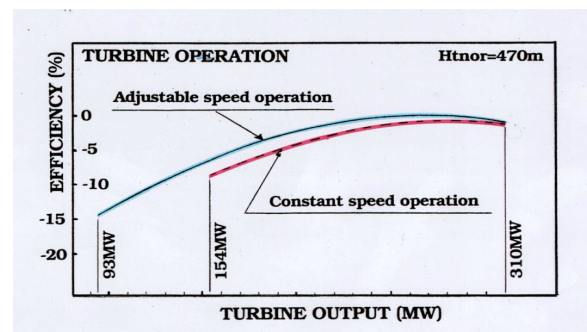


Rys. 2. ESP Yagisawa. Porównanie charakterystyk energetycznych pompoturbiny o stałych i zmiennych obrotach w systemie pracy turbinowej

4. Przykłady zastosowań układów zmiennoprędkościowych w hydrozespołach odwracalnych

W aktualnym stanie techniki zastosowanie układów zmiennoprędkościowych jest szczególnie atrakcyjnym rozwiązaniem umożliwiającym podwyższenie sprawności przy pracy hydrozespołów odwracalnych z częściowym obciążeniem (rys.3). Układy takie są dość powszechnie stosowane w elektrowniach szczy-

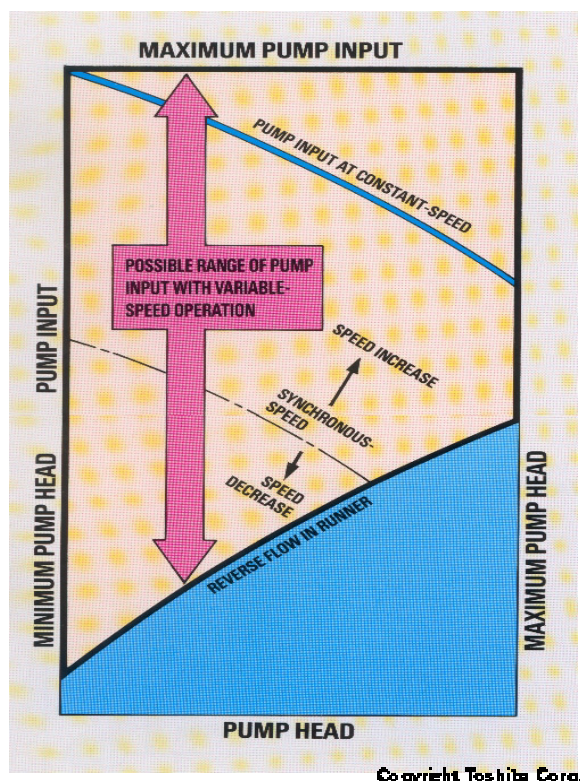
towo-pompowych w SE Japonii [12]. Znane są też zastosowania układów zmiennoprędkościowych w elektrowniach szczytowo-pompowych w innych krajach (np. Niemcy, USA, Luksemburg). W ostatnich latach w związku z dynamicznym rozwojem energetyki wykorzystującej odnawialne źródła energii następuje duże zainteresowanie budową nowych elektrowni szczytowo-pompowych oraz modernizacją istniejących elektrowni idącą w kierunku poprawy ich regulacyjności.



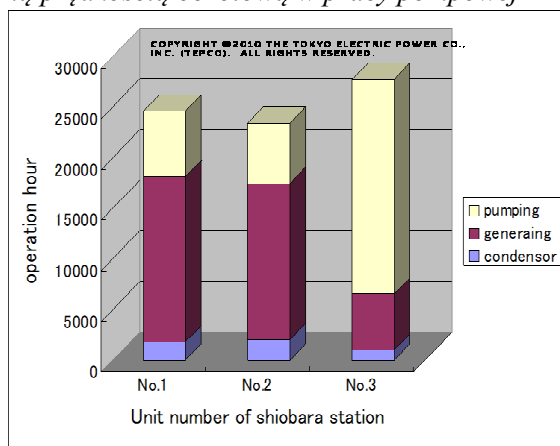
Rys. 3. ESP Okukiyotsu. Zwiększenie zakresu w pracy turbinowej hydrozespołu odwracalnego z układem zmiennoprędkościowym

Nowe elektrownie szczytowo-pompowe są specjalnie projektowane do zadań związanych z regulacją pierwotną i wtórną ze zmianą mocy wyjściowej w pracy turbinowej w zakresie od 0 do 100%. Te możliwości są intensywnie wykorzystywane przez dyspozytorów systemów energetycznych, bowiem oprócz podwyższenia bezpieczeństwa pracy systemu otwierają również szerokie możliwości optymalizacji pracy, co jest równoznaczne z obniżeniem cen energii dla odbiorców finalnych (funkcja celu optymalizacji). Dodatkowo operatorzy systemów wykorzystując głębokość regulacji mocy czynnej w pracy turbinowej hydrozespołów wydłużają czas pracy elektrowni poprzez wolniejsze spracowywanie zmagazynowanej w zbiornikach elektrowni wody, uzyskując niemal bezzwłoczny dostęp do regulacji mocy w szerokim zakresie przez cały czas trwania szczytu energetycznego. Natomiast regulacja mocy pobieranej z systemu w pracy pompowej i możliwość pracy z obniżoną mocą pozwala również na swobodne gospodarowanie rezerwą magazynowaną odpowiednio wykorzystując ten system pracy w okresach doliny obciążenia SE (rys.4). Doświadczenia z 10 lat pracy ESP Shiobara, w której zainstalowano na jednym z trzech hydrozespołów generator zmiennobrotowy wykazały kilkakrotnie dłuższy czas pracy w sys-

temie pompowym tego hydrozespołu w porównaniu do hydrozespołów z generatorami synchronicznymi (rys. 5). Ten przykład wyraźnie wskazuje na zasadność i potrzebę instalowania hydrozespołów odwracalnych z generatorami zmiennoodrotowymi.



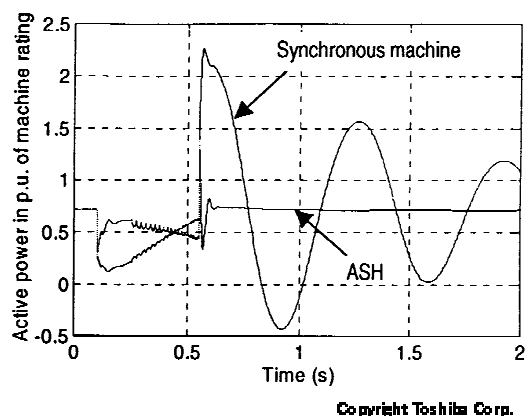
Rys. 4. ESP Yagisawa. Rozszerzenie obszaru obciążeń hydrozespołu odwracalnego ze zmienną prędkością obrotową w pracy pompowej



Rys. 5. Statystyka z 10 lat pracy hydrozespołów ESP Shiobara

Trudno przecenić walory techniczne i eksploatacyjne zastosowań hydrozespołów z generatorami zmiennoodrotowymi. Również w sytuacjach awaryjnych hydrozespoły z generatorami zmiennoodrotowymi okazują się być znacznie

bardziej stabilne od generatorów synchronicznych. Na rys.6 przedstawiono symulację zmian mocy generowanej przez generator synchroniczny i generator ze zmienną prędkością obrotową po wystąpieniu zwarcia trójfazowego trwającego 450 ms. Moc czynna generatora synchronicznego znacznie oscyluje po tej awarii, natomiast wahania mocy generatorów zmiennoodrotowych są istotnie mniejsze i zostają opalone po bardzo krótkim czasie trwania (ok. 10 do 30 ms). Jest to możliwe dzięki bardzo szybkiej zmianie częstotliwości i natężenia prądu wirnika oraz możliwości pobierania/uwalniania energii poprzez wykorzystanie znacznie większego momentu bezwładności układu wirującego³.



Rys. 6. Dynamika zmiany mocy czynnej generatora synchronicznego i ze zmienną prędkością obrotową podczas zwarcia trójfazowego trwającego 450 ms

W 2016 r. Departament Energii Urzędu Efektywności Energetycznej i Energii Odnawialnych USA (*Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, EERE*) poinformował, że jest szczególnie zainteresowany nowymi technologiami regulowanej prędkości szczytowo-pompowych, które zapewnią większą elastyczność pracy systemu niż eksploatowane elektrownie szczytowo-pompowe z hydrozespołami o stałej prędkości obrotowej [13].

Już na początku lat osiemdziesiątych, w Japonii rozpoczęto badania nad technicznym rozwiązaniem problemu regulacji mocy czynnej hydrozespołów elektrowni szczytowo-pompowych

³ Ciężar wirnika cylindrycznego generatora zmiennoodrotowego jest znacznie większy od ciężaru wirnika generatora synchronicznego z wydajnymi biegunami.

w systemie pracy pompowej [12]. Duże nadzieje na pokonanie szeregu ograniczeń technicznych przyniosły pierwsze rezultaty eksploatacji prototypu pompy o regulowanej mocy, wyprodukowanej w 1987 roku przez firmę Hitachi Ltd wspólnie z Kansai Electric Power Co Inc. W elektrowni wodnej Naruda zainstalowano pilotowy hydrozespół klasyczny o mocy 18,5 MW, pracujący ze zmiennymi obrotami. Była to pierwsza jednostka tego rodzaju na świecie. Pozytywne doświadczenia zdobyte podczas pracy tego hydrozespołu pozwoliły na zastosowanie układów zmiennoprędkościowych w elektrowni pompowej z hydrozespołami odwracalnymi. Inna firma japońska - Toshiba Corporation przystosowała turbosespół odwracalny nr 2 elektrowni pompowej Yagisawa (3 hydrozespoły po 82 MW) do pracy ze zmienną prędkością obrotową przy wykorzystaniu cyklokonwertera. Hydrozespół uruchomiono z pełnym sukcesem w grudniu 1990 roku. W SE Kansai, w wybudowanej elektrowni pompowej Ohkawachi dwa spośród czterech hydrozespołów wyposażone są w generatory o mocy 395 MVA i pracują ze zmienną prędkością obrotową w zakresie 330-390 obr/min. W stosunku do obrotów synchronicznych 360 obr/min (przy częstotliwości sieci 60 Hz) jest to zmiana o około $\pm 8,3\%$, co umożliwia zmienność mocy pompowania w zakresie ± 80 MW. Pierwsza jednostka tego typu została oddana do użytku w 1993 roku, zaś druga w roku 1995 [9]. W elektrowni Sabigawa zainstalowano cyklokonwerter na jednym z trzech hydrozespołów odwracalnych, natomiast w elektrowniach: Okukiyotsu II (310 MW) i Takami (100 MW) zastosowano konwerter częstotliwości GTO.

W Stanach Zjednoczonych największą elektrownią wyposażoną w konwertery częstotliwości jest elektrownia Rocky Mountain, wyposażona w 3 hydrozespoły rewersyjne o mocy 320 MW każda. Obroty dwóch z nich są regulowane przez konwerter częstotliwości prądu.

Badania nad pracą maszyn ze zmiennymi obrotami synchronicznymi są prowadzone również w Europie. W Niemczech po pozytywnych próbach eksploatacyjnych cyklokonwertera zainstalowanego na jednym hydrozespole o mocy 2 MW w elektrowni Rudolf-Fettweiss Werk, należącej do spółki Energetycznej Baden w Forbach, w cyklokonwertery wyposażono dwa spośród czterech hydrozespołów o mocy

265 MW w elektrowni szczytowo-pompowej Goldistahl [7,14].

Sfinansowane przez Unię Europejską w ramach Programu JOULE II prace prowadzone przez RWE Energie AG, National Technical University of Athens, Institut National Polytechnique de Grenoble, Technische Hochschule Darmstadt, De Pretto Escher Wyss i Société Electrique de l'Our S.A. pod koniec XX w. wykazały wysoką efektywność układu zmiennoprędkościowego zastosowanego na hydrozespole odwracalnym w elektrowni Vianden [7]. Hydrozespół ten pracuje przy spadzie maksymalnym 291,3 m. Moc nominalna w generacji wynosi 196 MW, a w pracy pompowej - 220 MW. Modernizacja hydrozespołu polegała na przystosowaniu układów do regulacji mocy w generacji w pełnym zakresie obciążeń t.j. od $0 \div 220$ MW, a w pracy pompowej w zakresie 40% t.j. w granicach od $100 \div 196$ MW. Przy pracy hydrozespołu z minimalnym obciążeniem w pracy pompowej sprawność jest niższa o ok. 5% od sprawności uzyskiwanej w optymalnym punkcie pracy i osiąga wartość ok. 87%. W pracy turbinowej natomiast uzyskano przy pracy ze zmienną prędkością poprawę sprawności w porównaniu z pracą z prędkością synchroniczną od 2% w zakresie obciążeń poniżej 70% P_n do nawet 8% przy obciążeniach niższych od 10% P_n . Zmienne obroty umożliwiają regulację obciążenia w szerokim zakresie bez konieczności radykalnego przemykania łopatek kierownicy. Dzięki temu unika się nadmiernego krętu na wypływie z wirnika, a sprawność przy częściowym obciążeniu jest wciąż zadowalająca. Poza tym zastosowanie układu zmiennoprędkościowego umożliwiło bardzo szybkie sterowanie mocą czynną.

W podsumowaniu efektów techniczno-ekonomicznych wdrożonego rozwiązania stwierdzono, że przekonstruowanie istniejących pompoturbin i przystosowanie ich do pracy ze zmienną prędkością jest korzystne z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia. Uzyskanie koniecznych do przeprowadzenia modernizacji hydrozespołu elementów elektromechanicznych i hydraulicznych dla pompoturbin o zmiennej prędkości obrotowej nie stwarzało już wówczas większych trudności. Modernizację hydrozespołu odwracalnego przeprowadzono bez zmiany konstrukcji budowli istniejącej elektrowni. Potrzebna była jedynie wymiana tych elementów, które normalnie musiałyby zostać i tak wymienione: wirnika turbiny po 40 latach

eksploatacji, generatora po 20 latach eksploatacji i urządzeń regulacyjnych.

Przekonstruowanie hydrozespołu w celu przystosowania go do pracy ze zmienną prędkością obrotową wymagało:

- określenie zakresu zmian prędkości obrotowej,
- ustalenie maksymalnego zakresu regulacji mocy czynnej w pracy pompowej hydrozespołu,
- ustalenie wymagań odnośnie obciążenia mocą bierną.

Do podstawowych wyzwań, przed którymi stanęły zespoły projektowe i wykonawcy zaliczyć należy:

- zaprojektowanie i wykonanie generatora w szczególności przekonstruowanie wirnika (wirnik z uzwojeniem trójfazowym),
- wykonanie projektu przetwornika częstotliwości wraz ze wszystkimi urządzeniami pomocniczymi oraz integrację z systemem energetycznym (moc znamionowa, uruchamianie do pracy pompowej, wymagana kubatura przestrzenna pomieszczeń do instalacji układów),

- uzyskanie pełnego zakresu ($0 \div P_{\max}$) regulacji mocy czynnej w pracy turbinowej hydrozespołu.

Z analizy techniczno-ekonomicznej rozpatrywanych opcji modernizacji hydrozespołu odwracalnego w elektrowni Vianden wynika, że użycie przetwornika tyrystorowego GTO zamiast cyklokonwertera jest bardziej korzystne technicznie, ale jego zastosowanie wymaga poniesienia istotnie wyższych nakładów inwestycyjnych. Sprawność przetworników obu typów (cyklokonwertera i przetwornika tyrystorowego GTO) różni się maksymalnie o 0,2 punktu procentowego. W porównaniu do konwencjonalnych maszyn synchronicznych (stałobrotowych) dodatkowe straty przetworników wpływają jedynie w niewielkim stopniu na sprawność elektryczną. Spadek sprawności układu elektrycznego w pracy generacyjnej zmodernizowanego hydrozespołu w elektrowni Vianden sięgał przy skrajnie częściowych obciążeniach maksymalnie 1%. Natomiast w optymalnym punkcie pracy w porównaniu z maszyną synchroniczną sprawność jest o 0,2 punktu procentowego mniejsza [9].

Tabela 1. Porównanie walorów technicznych cyklokonwertera i przetwornika tyrystorowego

	Cyklokonwerter	Przetwornik tyrystorowy GTO
Koszty	stosunkowo małe	obecnie ciągle 2 do 3 razy droższe
Uruchamianie pompy	częstotliwość wyjściowa <25 Hz, co oznacza, że potrzebne są dodatkowe elementy albo wielokrotne przełączanie	częstotliwość wyjściowa nie jest ograniczona, co oznacza, że częstotliwość można regulować aż do 50 Hz w danym trybie pracy bez przełączania
Wymagana kubatura pomieszczenia	mniejsza	większa
Zapotrzebowanie na moc bierną	większe, pulsujące	mniejsze, stałe
Zachowanie w przypadku zakłóceń pracy systemu	odporny	wymaga elektronicznego zwieracza

5. Prace koncepcyjne nad układami zmiennoprędkościowymi w krajowych elektrowniach szczytowo-pompowych

Krajowy Operator Systemu Przesyłowego [OSP] dysponuje mocą zainstalowaną w Jednostkach Wytwórczych Centralnie Dysponowanych [JWCD] w wysokości 30 349 MW w tym w elektrowniach wodnych mocą 1706 MW. Jako JWCD są wykorzystywane hydrozespoły trzech elektrowni szczytowo – pompowych: Żarnowiec, Porąbka – Żar, Żydowo i dwóch elektrowni szczytowo-pompowych

z dopływem naturalnym: Solina i Dychów. Elektrownie te o mocy zainstalowanej w pracy generacyjnej (turbinej) w sumie 1667 MW i w pracy silnikowej (pompowej) 1535 MW, łącznie dysponują zasobem mocy regulacyjnej w pracy turbinowej blisko 1480 MW. Tylko elektrownie Żarnowiec i Porąbka – Żar biorą udział w automatycznej regulacji mocy w pasmie regulacyjnym sygnału YI_s . W regulacji trójnej (załączeniowo/wyłączeniowej) elektrownie dysponują mocą od –1535 MW do + 1667 MW. Zasoby mocy regulacyjnej w KSE nie są

wystarczające stąd poszukuje się nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych. Energetyka wodna dysponuje znacznymi w praktyce niewykorzystywanymi zasobami mocy regulacyjnej i możliwościami magazynowania energii. Z pozostałych 12 elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW w sumie dysponujące mocą zainstalowaną nieco ponad 427 MW, żadna nie jest wykorzystywana do regulacji mocy z uwagi na przyłączenie ich do sieci energetycznej o napięciu niższym od 220 kV. Praktycznie wszystkie z tych elektrowni dysponują pewnym zasobem możliwości magazynowania energii w zbiornikach górnych, a niektóre z nich mogłyby zostać doposażone w człony pompowe niewielkim nakładem inwestycyjnym. Nałożenie na Operatorów Systemów Dystrybucyjnych obowiązku utrzymywania właściwych parametrów systemów, za których ruch sieciowy są odpowiedzialni, nastąpi wcześniej czy później. Dlatego już dzisiaj niektóre spółki energetyczne uruchamiają programy wspomagające ruch systemów dystrybucyjnych. Warto, aby w tych programach uwzględnione zostały walory elektrowni wodnych, zwłaszcza zbiornikowych powiększone o możliwości odbioru mocy z systemu i doposażone w układy zmiennoprędkościowe. W drugiej połowie lat 90-ych w istniejącej wówczas spółce Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA, będącej między innymi właścicielem elektrowni Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina i Dychów, podjęto prace koncepcyjne nad zastosowaniem układów zmiennoprędkościowych w elektrowniach szczytowo-pompowych należących do tej spółki. Prace te nabrały przyspieszenia w związku z opracowywaniem pod koniec XX w. projektu modernizacji elektrowni wodnej Solina, w której były zainstalowane dwa hydrozespoły odwracalne o mocy 24,5 MVA. Z uwagi na brak możliwości pracy pompowej tych hydrozespołów w zakresie wysokich spadów zasadne było wykonanie takiego zakresu modernizacji, w wyniku której możliwa byłaby praca pompowa w całym zakresie dostępnych spadów. Opracowano wówczas koncepcję układu zmiennoprędkościowego dla modernizowanych hydrozespołów oraz określono ocenę efektywności takiego rozwiązania. Z przeprowadzonej analizy techniczno-ekonomicznej wynikało, że istnieje możliwość poprzez zmianę sposobu pracy hydrozespołu zwiększenie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego stopnia wodnego Solina

i tym samym zwiększenie produkcji energii elektrycznej oraz prowadzenie regulacji mocy czynnej pobieranej z sieci w pracy pompowej w zależności od potrzeb systemu [15]. Po przeanalizowaniu różnych wariantów układów zmiennoprędkościowych oraz wykonaniu stosownych obliczeń uznano, że najkorzystniejszym rozwiązaniem byłoby zastosowanie cyklokonwertera zasilającego wirnik maszyny asynchronicznej. Układ umożliwiał pracę pompoturbiny ze zmienną prędkością obrotową, przy zachowaniu kryterium optymalnego wytwarzania i poboru mocy czynnej oraz biernej. Obliczone wstępnie parametry cyklokonwertera:

- moc wyjściowa 7,3 MVA
- napięcie znamionowe 2,1 kV
- prąd znamionowy 2,0 kA
- zakres zmian częstotliwości 0,2 ÷ 7 Hz
- częstotliwość w stanach przejściowych do 10 Hz

Do analizy efektywności ekonomicznej przyjęto, że w wyniku umożliwienia pracy hydrozespołów ze zmienną prędkością obrotową powstaną dwa składniki efektów:

- efekty wynikające ze zmniejszenia zużycia energii podczas pracy pompowej,
- efekty wynikające z uzyskania mocy regulacyjnej w systemie pracy pompowej

Przy założeniu średniorocznego czasu pracy w systemie pompowym wynoszącego wówczas ok. 880 h/rok oszacowano uzysk energetyczny w wysokości 1 437 MWh/rok. Przy ówczesnych cenach energii (najniższa stawka hurtowa wynosiła 70,51 zł/MWh) dodatkowy przychód z tego tytułu wynosił ok. 100 tys. zł. Przy szacowaniu efektów z tytułu uzyskania dodatkowej mocy regulacyjnej obliczono, że możliwy do uzyskania zakres zmian obciążenia w pracy pompowej wyniesie dla modernizowanego hydrozespołu 15,5 MW. Ówczesna stawka cenowa za moc regulowaną dla elektrowni wodnych sterowanych sygnałem Y1S wynosiła: 4837,20 zł/m-c. Tym samym oszacowany przychód roczny z tego tytułu wynosiłby 450 tys. zł/rok.

Zastosowanie w pracy turbinowej (generacyjnej) zmiennej prędkości obrotowej przyniosłoby dodatkowy uzysk energetyczny w wysokości 2 084 MWh/rok, co przy ówczesnych cenach energii szczytowej przyniosłoby dodatkowy przychód w wysokości 440 tys. zł. W obliczeniach nie uwzględniono rozszerzenia ob-

szaru regulacji mocy w pracy turbinowej przyjmując założenie, że w wyniku modernizacji hydrozespołów przy zastosowaniu klasycznych rozwiązań z generatorem synchronicznym, będzie niezależnie uzyskana możliwość regulacji mocy w całym zakresie obciążeń.

Nakłady inwestycyjne na układ zmiennoprędkościowy z cyklokonwertorem przy zastosowaniu dostępnych w tym czasie rozwiązań technicznych i cen rynkowych oszacowano na ok. 7,9 mln zł, w tym koszt wykonania układu z cyklokonwertorem wyniósłby 2,1 mln zł, a koszt wykonania nowego wirnika generatora (wirnik cylindryczny z uzwojeniem trójfazowym) wyniósłby 5,8 mln zł. W podsumowaniu efekty roczne wynikające z zastosowania układu zmiennoprędkościowego w stosunku do stałobrotowego hydrozespołu odwracalnego wyniosłyby ok. 990 tys. zł/rok. Są to oczywiście efekty szacowane przy obliczaniu, których na wstępnym etapie nie uwzględniono zapewne szeregu składników kosztowych, jak również wielu składników po stronie efektów.

W analizie [16] zostały uwzględnione aspekty modernizacji generujące dodatkowe koszty, w tym:

- trudności techniczne zainstalowania układu z uwagi na brak miejsca na urządzenia wymagające znacznej powierzchni i przeszerzeni zabudowy,
- brak możliwości pracy zmodernizowanych hydrozespołów odwracalnych na sieć rozdzieloną,
- wykluczenie świadczenia usługi black-startu (odtworzenia systemu),

Według [16] zaangażowanie dodatkowych nakładów inwestycyjnych rzędu 26 mln zł (według zweryfikowanych kosztów), co skutkowało wówczas ok. 16-procentowym wzrostem kosztów modernizacji i praktycznie przekreślało możliwość zastosowania tego rozwiązania.

Autorzy niniejszego referatu nie uzyskali informacji o aktualnie prowadzonych jakichkolwiek pracach koncepcyjnych zastosowania układów zmiennoprędkościowych w modernizowanych elektrowniach wodnych.

6. Podsumowanie i wnioski

1. Współpraca w systemie elektroenergetycznym elektrowni szczytowo-pompowych z elektrowniami ciepłymi i niesterowanymi instalacjami oze przynosi wymierne efekty techniczno-ekonomiczne, polegające

na zmniejszeniu kosztów eksploatacji w elektrowniach ciepłych w wyniku:

- ograniczenia tzw. “ruchu przerywanego bloków” (nazywane również “uspokojeniem pracy elektrowni ciepłych”);
- ograniczeniem wymuszonej pracy bloków ciepłych na minimum techniczny w przypadku nadwyżki mocy wytwarzanej przez niesterowalne instalacje oze
- zmniejszenia awaryjności;
- zmniejszenia kosztów remontów;
- wzrostu dyspozycyjności urządzeń wytwórczych;
- prowadzenia ruchu bloków z optymalną sprawnością

a także:

- eliminacji interwencyjnych wyłączeń niesterowalnych instalacji oze

2. Konwencjonalne rozwiązania techniczne hydrozespołów odwracalnych zainstalowanych w elektrowniach szczytowo-pompowych nie pozwalają na prowadzenie regulacji mocy czynnej w całym obszarze obciążeń w pracy turbinowej. Najczęściej regulacja mocy czynnej w pracy generatorowej jest możliwa w paśmie $0,6 \div 1,0 P_n$, przy czym praca z obniżoną mocą prowadzona jest przy bardzo niskiej sprawności. Wprowadzenie z pomyślnym wynikiem rozwiązań technicznych umożliwiających pracę hydrozespołów w paśmie niskich obciążeń poprawiło znacznie ich regulacyjność jednak sprawność wytwarzania w tym obszarze pozostała nadal bardzo niska. Dodatkowo w pracy pompowej częściowe obciążenie ze względów związanych z hydrauliką nie jest w ogóle możliwe.

3. Niezależnie od wdrażanych rozwiązań w energetyce ciepłej opartej na paliwie stałym rola elektrowni szczytowo-pompowych w rozwiniętych systemach elektroenergetycznych ciągle wzrasta.

4. Zastosowanie regulacji mocy czynnej pobieranej w ruchu pompowym otwiera nowe możliwości regulacyjne w prowadzeniu ruchu systemu elektroenergetycznego, wzmacnia pozycję elektrowni szczytowo-pompowych na rynku energii oraz wpływa na obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w systemie.

5. Elektrownie wodne przyłączone do sieci elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych dysponują znacznym zasobem mocy

regulacyjnej oraz możliwościami magazynowania energii w zbiornikach wodnych. Wykorzystanie tych zasobów, a tam gdzie to możliwe ich zwiększenie poprzez doposażenie w człony pompowe z układami zmienno-prędkościowymi przyniosłoby znaczące efekty techniczno-ekonomiczne zarówno w obszarowych systemach elektroenergetycznych, ale także w gospodarowaniu wodą w regionie, co ma bardzo duże znaczenie.

6. Autorzy niniejszego referatu nie weryfikowali informacji dotyczących efektywności ekonomicznej stosowania układów zmienno-prędkościowych, które wymagałyby uwzględnienia aktualnego stanu techniki i oszacowania aktualnych nakładów inwestycyjnych na modernizację określonego hydrozespołu z uwagi na brak danych wejściowych dotyczących oczekiwanych przez Operatora Systemu Przesyłowego parametrów pracy interwencyjno-regulacyjnej hydrozespołów, zapotrzebowania na usługę o istotnie poprawionych parametrach technicznych w stosunku do obecnie uzyskiwanych, a także wysokości opłat za świadczenie usług rezerwy i regulacji mocy o podwyższonym standardzie. Rozwój techniki w zakresie układów konwerterowych GTO i cyklokonwerterów prowadzi do coraz tańszych rozwiązań oraz stwarza duże nadzieje na przyszłość na upowszechnienie stosowania tej techniki nie tylko w elektrowniach szczytowo-pompowych.

7. Literatura

- [1]. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej.
- [2]. Raport zawierający zbiorcze informacje dotyczące energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji (w tym przez prosumentów) i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w 2018 r. (art. 6a ustawy OZE) Warszawa, marzec 2019
- [3]. URE Instalacje odnawialnego źródła energii wg stanu na dzień 31 grudnia 2018 r
- [4]. J. Bogacz „Model oceny wpływu rozwoju rozproszonych źródeł energii na wybrane systemowe usługi regulacyjne”, Politechnika Śląska
- [5]. S. Lewandowski, W. Lubocki, Z. Stachowicz „Elektrownia wieloblokowa jako zintegrowana jednostka regulacji systemu elektroenergetycznego”, VII Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy Energetyki APE'97. Gdańsk/Jurata 11-13 czerwca 1997.
- [6]. S. Lewandowski, W. Kiełbasa, Z. Stachowicz “A multi unit power plant as an integrated unit of power system control - the case of Żarnowiec”. *Proceedings: Hydropower into the Next Century*, Conference Portorož (Slovenia), 15-17 September 1997. *Hydropower & Dams*, pp. 737-745.
- [7]. A. Pfeiffer “PSW Goldisthal ausgestattet mit drehzahlgeregelten Motor/Generatoren”, Schriftenreihe der TU Wien, Tagungsband 10. Internationales Seminar “Wasserkraftanlagen”, 10.-12. November 1998, S.227-238
- [8]. H. Tanaka “82 MW variable speed pumped-storage system.” *Water Power & Dam Construction*, November 1991
- [9]. RWE Energie AG, National Technical University of Athens, Institut National Polytechnique de Grenoble, Technische Hochschule Darmstadt, De Pretto Escher Wyss, Société Electrique de l'Our – „Variospeed Hydropower Plants” (Contract JOU2 – CT 94 – 0433).
- [10]. K. Kudo “Japanese experience with a converter-fed variable speed pump-storage system”, *Hydropower & Dams*, March 1994.
- [11]. T. Kokado, M. Nakazawa, S. Kayukawa, T. Kuwabara „Operating experiences with adjustable speed machines contribution to system stability”. *Hydropower & Dams*, March 2000.
- [12]. J. Kirejczyk “Turbozespoły o regulowanej prędkości obrotowej w elektrowniach pompowo-szczytowych”, *Energetyka Wodna* 1/2014, s.40-43
- [13]. 2016 07 26 Department of Energy EERE, Michael Harris, Associate Editor
- [14]. S. Lewandowski, E. Ostajewski, W. Wiktorko, J. Wróblewski „Korzyści techniczne i ekonomiczne z zastosowań pompoturbin ze zmienną prędkością obrotową”, *Konferencja APE'2001*.
- [15]. J. Bonin, M. Mazur, E. Mściwojewski, W. Raczunas, M. Sauk „Analiza ekonomiczna efektywności zastosowania układów zmienno-prędkościowych dla zmodernizowanych hydrozespołów odwracalnych ew Solina”, IE o/Gdańsk, październik 1999,
- [16]. “Analiza wykorzystania wyników opracowania Instytutu Energetyki dot. układów zmienno-prędkościowych dla modernizacji EW Solina”. BSiPE ENERGOPROJEKT – Warszawa SA, Warszawa, luty 1999.

Informacje dodatkowe

Praca niniejsza powstała w ramach działalności statutowej Instytutu Maszyn Przepływowych PAN oraz Towarzystwa Elektrowni Wodnych.