

Dariusz Borkowski, Tomasz Węgiel
Politechnika Krakowska

OPTIMALIZACJA PRZETWARZANIA ENERGII DLA MAŁYCH ELEKTROWNI WODNYCH Z GENERATORAMI PRACUJĄCYMI ZE ZMIENNĄ PRĘDKOŚCIĄ OBROTOWĄ

ENERGY CONVERSION OPTIMIZATION IN SMALL WATER PLANTS WITH VARIABLE SPEED GENERATORS

Abstract: Electrical generators for today's Small Hydropower Plants (SHP) are designed for a constant rotation speed. Changes of energy provided by water depend on water flow, which is very unreliable for small rivers. Therefore, full efficiency can be achieved for power technology with generators working at a variable speed.

This paper presents a concept of a energy conversion system optimization for application in a SHP which is based on a permanent magnet (PM) generators with a propeller turbine integrated with the generator rotors. These PM generators can work at a variable speed and therefore energy produced by the PM generators have to be converted by means of a power electronic unit to fit to the three-phase power grid parameters. The elements of such SHP are described. Due to non-linear turbine characteristics it is necessary to formulate a suitable control algorithm for the whole system of energy conversion therefore the control system principles for optimal power dividing on two exemplary hydro-sets are discussed.

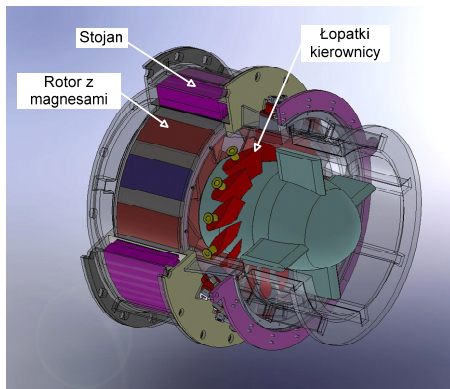
1. Wstęp

W tradycyjnych rozwiązaniach Małych Elektrowni Wodnych (MEW), turbiny wodne pracują przy stałych prędkościach obrotowych, gdy układ generacji oparty jest na generatorze synchronicznym lub przy prędkościach obrotowych prawie stałych i zmieniających się w bardzo małym zakresie, kiedy stosuje się generatory indukcyjne klatkowe. Praca turbin przy maksymalnych wartościach sprawności przy jednoczesnym utrzymaniu stałej prędkości obrotowej dla zmieniających się warunków hydrologicznych rzeki jest możliwa dzięki specjalnym układom sterowania kierownicą oraz łopatom turbiny wodnej (turbiny Kaplana, Deriaza) [1]. Taki system podwójnej regulacji jest układem mechanicznym stosunkowo złożonym i kosztownym zarówno w budowie jak i w eksploatacji. Uproszczenia mechanicznego systemu regulacji turbin poprzez zastosowanie jedynie pojedynczej regulacji w układzie otwarcia kierownicy (turbiny Francisa, śmigłowe) lub w układzie ustawienia łopat (turbiny śmigłowe) prowadzą do znacznego obniżenia kosztów budowy i eksploatacji turbin, lecz nie zapewniają uzyskiwania optymalnych wartości sprawności przy fluktuacjach przepływu jak i również spadku [1], [2], [3]. Pewnym rozwiązaniem tego problemu jest odejście od, przyjmowanej powszechnie w MEW, zasady utrzymywania

stałej prędkości obrotowej generatora energii elektrycznej. Generacja energii elektrycznej przy zmiennej prędkości obrotowej generatorów (jak to ma miejsce w siłowniach wiatrowych) wymaga zastosowania odpowiedniego układu energoelektronicznego dopasowujące parametry energii generowanej do wymagań sieci elektroenergetycznej [4], [5]. Obecnie do generacji energii elektrycznej przy zmiennej prędkości obrotowej używane są głównie generatory indukcyjne dwustronnie zasilane, generatory indukcyjne klatkowe przyłączone do sieci przez układ energoelektroniczny oraz w ostatnich latach pojawiły się też nowe rozwiązania wykorzystujące wolnoobrotowe generatory z magnesami trwałymi sprzęgnięte z siecią również poprzez układ przekształtnikowy [4], [5]. Z uwagi na specyfikę pracy MEW o małych spadach dobrymi rozwiązaniami są hydrozespoły, w których turbina śmigłowa o ustawionych na stałe łopatach jest zintegrowana z generatorem z magnesami trwałymi [6], [7]. Tego typu aplikacje, w chwili obecnej mają charakter eksperymentalny, dla którego istotnym problemem jest zagadnienie optymalnego wykorzystania energii wody, co przedstawione zostanie w dalszej części pracy na przykładzie MEW wyposażonej w dwa jednakowe hydrozespoły.

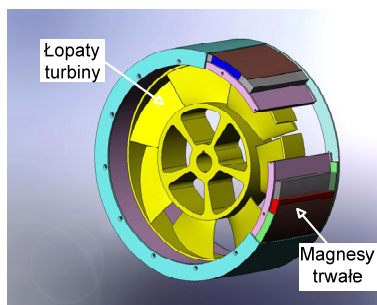
2. Zintegrowany hydrozespół pracujący ze zmienną prędkością obrotową

Zintegrowany hydrozespół składa się z dwóch zasadniczych elementów tj. turbiny śmigłowej oraz generatora synchronicznego z magnesami trwałymi (PMSG). W rozwiązaniach tych wirnik generatora z magnesami trwałymi jest nabudowany bezpośrednio na zewnętrznym pierścieniu turbiny i pracuje w całkowitym zanurzeniu.



Rys. 1. Uproszczony przekrój hydrozespołu

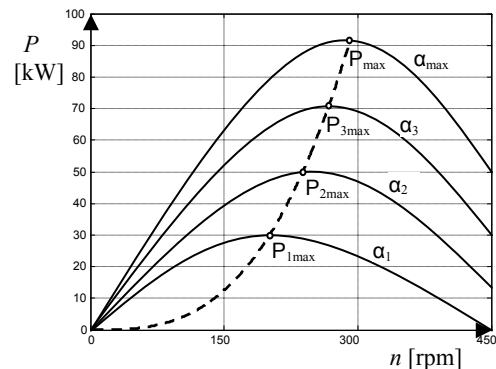
Magnesy trwałe chronione są przed wodą za pomocą tulei niemagnetycznej, natomiast wodoszczelny od wewnątrz stojan generatora ma klasyczną budowę i umieszczony jest w obudowie całego hydrozespołu na zewnątrz głównego kanału przepływu wody.



Rys. 2. Wirnik hydrozespołu

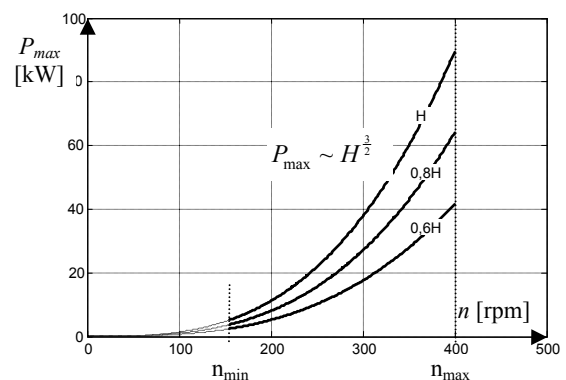
Turbina hydrozespołu jest projektowana na zasadach indywidualnego dopasowania do warunków naturalnych. Podstawą doboru parametrów turbiny jest tzw. krzywa sum czasów trwania przepływów, wyznaczona na podstawie danych hydrologicznych dla danej lokalizacji. Jedynym elementem kontrolującym przepływ wody jest kierownica, sterowana tak, aby zapewnić maksymalną produkcję energii, niezależnie od prędkości obrotowej. Kąt otwarcia aparatu kierowniczego uzależniony jest głównie od aktualnych możliwości

hydrologicznych, czyli bieżącej wartości przepływu Q .



Rys. 3. Przykładowe charakterystyki mocy w funkcji obrotów turbiny śmigłowej dla różnych kątów otwarcia kierownicy - α

Generator hydrozespołu powinien być tak zaprojektowany, by mógł pokryć wartość maksymalnej mocy wytwarzanej przez turbinę przy pełnym otwarciu układu kierowniczego. Zaznaczona linia pracy hydrozespołu (rysunek 3) powinna pokrywać punkty maksymalnej mocy turbiny w zależności od kąta otwarcia kierownicy. Zgodnie z powszechnie obowiązującymi prawidłowościami, które dotyczą turbin śmigłowych [2], zależność maksymalnej mocy będzie proporcjonalna do trzeciej potęgi prędkości ($P_{\max} \sim n^3$).



Rys. 4. Przykładowe charakterystyki mocy maksymalnej w funkcji obrotów turbiny śmigłowej dla zmian spadu H

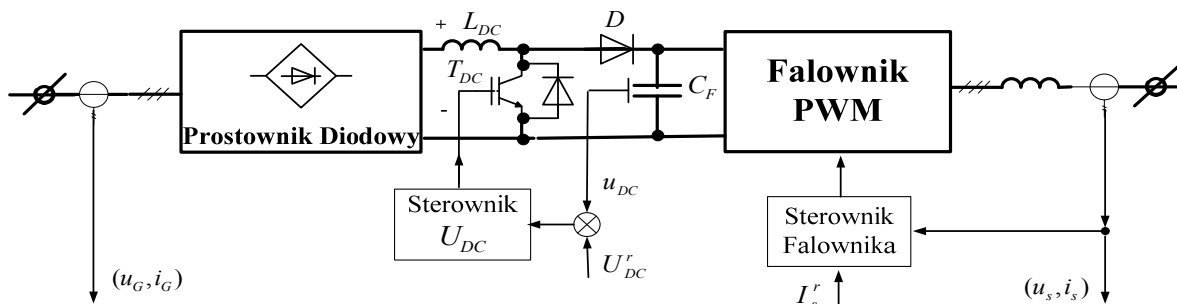
Zmiana spadu H pociągają za sobą również zmiany mocy hydrozespołu [2] zgodnie z zależnością: $P_{\max} \sim H^3$ (rysunek 4). Znajomość tych charakterystyk jest bardzo istotna szczególnie dla MEW o małych spadach. Zależność tę aproksymuje następująca formuła

$$P_{\max} = (k_p \cdot n^3)(k_H H^{\frac{3}{2}}) \quad (1)$$

Dla turbin śmigłowych obowiązuje zależność proporcjonalności pomiędzy prędkością

a przepływem: $n \sim Q$ [2], więc zależność (1) można zapisać również następująco:

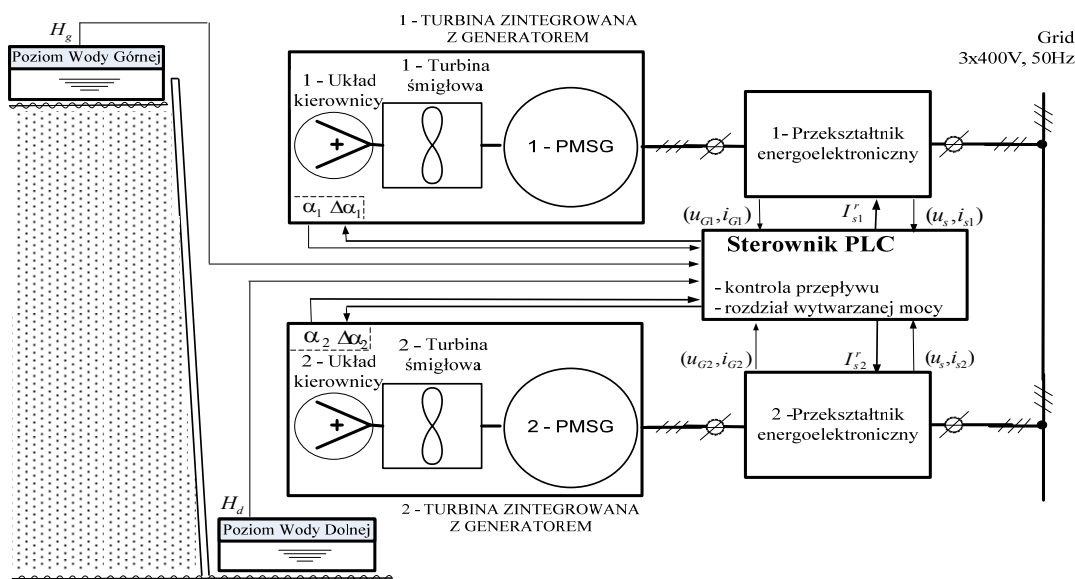
$$P_{\max} = (k_Q \cdot Q^3)(k_H H^{\frac{3}{2}}) \quad (2)$$



Rys. 5. Schemat blokowy przykładowego układu przekształtnikowego

Zintegrowany hydrozespół jest przewidziany do pracy przy prędkościach obrotowych zmiennych w stosunkowo dużym przedziale od 40% do 130% prędkości znamionowej. W takich warunkach wytwarzana zostaje energia elektryczna o zmiennej częstotliwości oraz zmiennej wartości napięcia. W celu dostosowania parametrów tej energii do wymagań sieci elektroenergetycznej wykorzystywany jest przekształtnikowy układ energoelektroniczny (rysunek 5), który w istocie zastępuje mechanizm sterowania kątem ustawienia łopatek klasycznej turbiny wodnej. Układy energoelektroniczne tego typu charakteryzują się małymi gabarytami, dużą niezawodnością pracy oraz łatwością i szybkością sterowania przepływem mocy

czynnej za pomocą referencyjnego prądu I_s^r przy zadanym poziomie współczynnika mocy $\cos \varphi$. Na rynku istnieją gotowe rozwiązania układów energoelektronicznych, przekształcających parametry energii elektrycznej, które mogą być wykorzystane w MEW, lecz wymagają one modyfikacji sposobów sterowania mocą, które ze względu na specyficzny charakter pracy siłowni wodnych uwzględniałyby charakterystyki turbin przy fluktuacjach przepływu (rysunek 3) oraz zmianach spadu (rysunek 4). Należy również uwzględnić ponadto zakres opłacalności pracy hydrozespołu w granicach (n_{\min}, n_{\max}) ze względu na straty rozruchowe.



Rys. 6. Schemat blokowy przykładowej MEW o dwóch hydrozespółach

3. Optymalizacja współpraca dwóch hydrozespołów w MEW

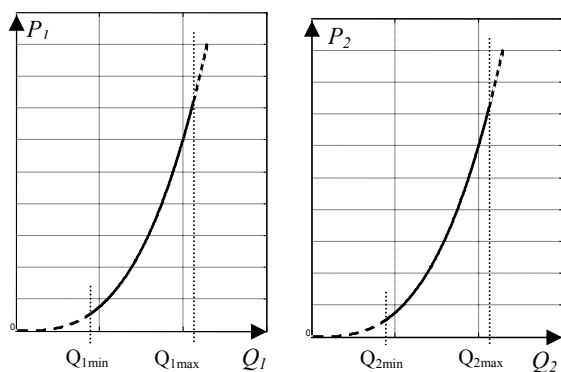
W celu przedstawienia zagadnienia optymalnej współpracy hydrozespołów założono, przypadek pracy dwóch jednakowych jednostek na tym samym spadzie (rysunek 6). Przyjmuje się, że praca MEW odbywa się na zadany poziom wody górnej, natomiast przepływ regulowany jest przez układy kierownic hydrozespołów w zależności od aktualnego stanu hydrologicznego rzeki, co wywołuje w konsekwencji zmiany prędkości obrotowych turbin.

Celem nadrzędnym realizowanym przez układ sterowania zaimplementowanym w sterowniku PLC (rysunek 6) jest uzyskiwanie maksymalnej mocy wypadkowej MEW. Związane to jest z określeniem reguł rozdziału mocy na poszczególne jednostki w funkcji zmian przepływu oraz spadu przy zachowaniu maksymalnych sprawności przetwarzania energii wody na energię elektryczną. W związku z tym przeanalizowania wymaga zależność mocy maksymalnej hydrozespołu w funkcji prędkości: (rysunki 3 i 4).

Dla analiz rozdziału wytwarzanej mocy na dwa hydrozespoły można założyć utrzymywanie się na stałym zadanym poziomie wartości chwilowej spadu, więc zależność (2) można uprościć dla poszczególnych jednostek do postaci:

$$P_1 = k \cdot Q_1^3 \quad (3)$$

$$P_2 = k \cdot Q_2^3 \quad (4)$$



Rys. 7. Charakterystyki turbin dla zadanego spadu

Moc sumaryczna obu hydrozespołów wynosi:

$$P = k \cdot Q_1^3 + k \cdot Q_2^3 \quad (5)$$

Wprowadzając wartość całkowitego przepływu, $Q = Q_1 + Q_2$, można wzór (5) zapisać, jako:

$$P(Q_1, Q) = k \cdot Q_1^3 + k \cdot (Q - Q_1)^3 \quad (6)$$

Poszukując maksimum funkcji $P(Q_1, Q)$, ze względu na Q_1 , należy przyrównać do zera pierwszą pochodną, która wskaże miejsca występowania ekstremów

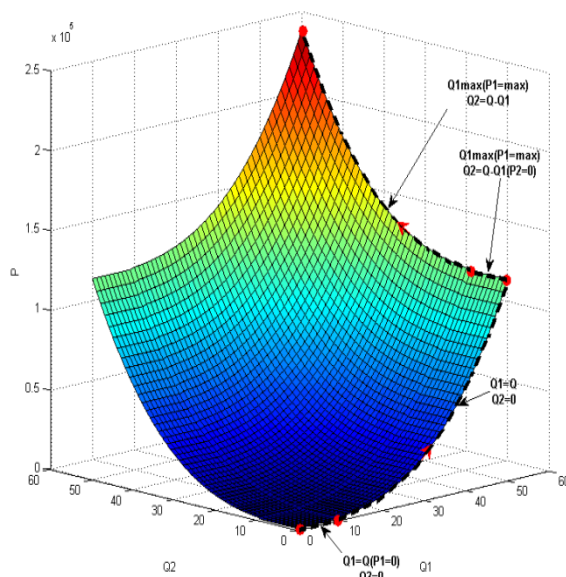
$$\frac{\partial P(Q_1, Q)}{\partial Q_1} = 3kQ(2Q_1 - Q) \quad (7)$$

Jedyne ekstremum występuje dla $Q_1 = Q/2$. Jak pokazuje druga pochodna:

$$\frac{\partial^2 P(Q_1, Q)}{\partial Q_1^2} = 6kQ > 0 \quad (8)$$

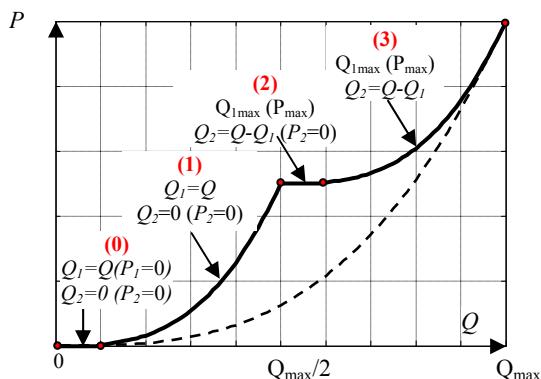
jest to minimum. Rozdzielenie przepływu na dwa jednakowe przepływy $Q_1 = Q_2 = Q/2$ dla poszczególnych hydrozespołów jest, więc najgorszym rozwiązaniem (P_{min}).

Maksimum dla nieograniczonej funkcji badanej nie istnieje, jednak dla ograniczonego przedziału przepływu $Q \in (0, Q_{max})$ jest określone. Aby wybrać najlepsze rozwiązanie należy przyrzeć się, więc wykresowi funkcji badanej $P(Q_1, Q)$ wprowadzając jednocześnie ograniczenie przepływu poszczególnych hydrozespołów $Q_1, Q_2 \in (0, Q_{max}/2)$.



Rys. 8. Charakterystyki mocy wypadkowej w funkcji przepływów turbin

Z rysunku 8 widać wyraźnie, iż uzyskanie maksymalnej mocy jest możliwe, gdy jeden z hydrozespołów jest maksymalnie wykorzystany. Zasada ta jest podstawową regułą podziału mocy. Jeżeli natomiast całkowity przepływ przekroczy maksymalny przepływ jednej turbiny (np. $Q > Q_{1max}$), to ta nadwyżka ($Q - Q_{1max}$) powinna zostać wykorzystana na napędzenie drugiej turbiny.

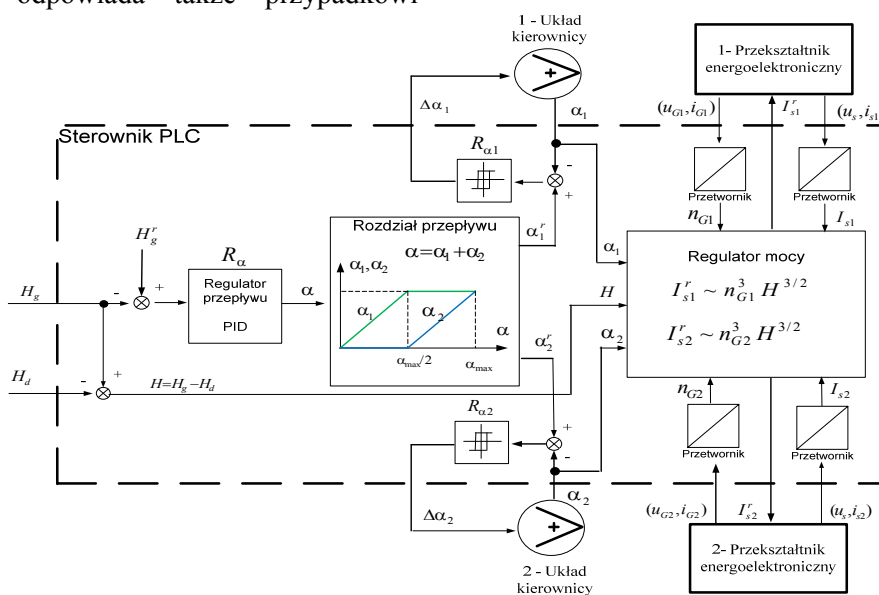


Rys. 9. Charakterystyka optymalnego podziału mocy na dwa hydrozespoły w funkcji przepływu

Na rysunku 9 przedstawiono w sposób jednowymiarowy zasadę rozdzielania przepływu pomiędzy dwie turbiny w funkcji całkowitego przepływu tak, aby ich sumaryczna moc była maksymalna (linia ciągła). Ponadto na wykresie przedstawiony został przypadek równomiernego obciążenia obydwu hydrozespołów ($Q_1 = Q_2 = Q/2$) (linia przerywana), co jak zostało udowodnione wcześniej jest najgorszym rozwiązaniem. Linia przerywana odpowiada także przypadkowi

zastosowania tylko jednego hydrozespołu o dwukrotnie większej mocy, co potwierdza również zasadność zastosowania przynajmniej dwóch hydrozespołów w celu lepszego wykorzystania potencjału energetycznego przepływającej wody. Zgodnie z rysunkiem 9 można wydzielić cztery przedziały pracy układu dwóch hydrozespołów:

- „0” gdy cały przepływ podany jest na jeden hydrozespół, jednak jest on mniejszy niż wartość minimalna ($Q < Q_{1min}$). Żaden z hydrozespołów nie generuje mocy ($P=0$).
- „1” gdy cały przepływ podany jest na jeden hydrozespół ($Q_1 = Q, Q_2 = 0$). Całkowita moc jest równa mocy pracującego hydrozespołu ($P = P_1$).
- „2” gdy hydrozespół 1 posiada przepływ maksymalny (Q_{1max}) natomiast na drugi hydrozespół podana jest reszta przepływu ($Q_2 = Q - Q_{1max}$). Przepływ ten jest na tyle mały ($Q_2 < Q_{1min}$) iż nie pozwala na produkcję mocy przez hydrozespół 2 ($P_2 = 0$).
- „3” gdy hydrozespół 1 posiada przepływ maksymalny (Q_{1max}) natomiast na drugi hydrozespół podana jest reszta przepływu ($Q_2 = Q - Q_{1max}$). Moc całkowita jest równa sumie mocy poszczególnych hydrozespołów ($P = P_{1max} + P_2$).



Rys. 10. Układu automatyki z wyszczególnieniem głównych sygnałów pomiarowo-sterujących

4. System regulacji MEW

Rozpatrywany system automatyki MEW to system scentralizowany. Centralizacja funkcji systemu polega na realizacji zadanego algorytmu poprzez jedną jednostkę obliczeniową (sterownik PLC – rysunek 6) pracującą sekwencyjnie w czasie rzeczywistym. Funkcje systemu muszą realizować następujące zadania:

- regulacja na zadany poziom wody górnej H_g^r z podziałem przepływu pomiędzy dwie turbiny;
- obciążenie poszczególnych generatorów optymalnymi poziomami mocy dla aktualnych wartości przepływu oraz spadów.

Na rysunku 10 został przedstawiony zaimplementowany w sterowniku PLC układ regulacji przepływu (z ujemnym sprzężeniem zwrotnym) stałwartościowy ze względu na poziom wody górnej realizujący również podział aktualnie dostępnego przepływu pomiędzy dwie turbiny. Podział ten musi być zgodny z regułą sterowania (wypracowaną w rozdziale 3) zapewniającą maksymalną sumaryczną moc hydrozespołów. Podział ten jest realizowany poprzez regulację kąta otwarcia kierownicy poszczególnych turbin. Regulator PID w wyniku uchybu podaje wartość zmiennej α , która zostaje rozdzielona na dwie zmienne α_1 i α_2 . Obciążenie poszczególnych generatorów, dla aktualnej wartości spadów, poziomami mocy będących funkcjami prędkości jest zapewniane przez regulator mocy. Zadaniem jego jest dobór obciążenia na każdy hydrozespół, w postaci natężenia prądów referencyjnych (I_{s1}^r i I_{s2}^r), odpowiadających punktom aproksymowanej funkcji mocy od prędkości (1) zgodnie z rysunkami 3 i 4.

5. Podsumowanie

Hydrozespoły na bazie generatora z magnesami trwałymi w połączeniu z nowoczesnymi układami przekształtnikowymi dają możliwość przetwarzania energii przy dużej zmiennej prędkości obrotowej, co ma szczególne znaczenie dla podniesienia ogólnej sprawności MEW o niskich spadach pracujących na ciekach wodnych o dużych fluktuacjach przepływu. Istotnym zagadnieniem staje się w tym przypadku dobór ilości hydrozespołów

o odpowiednich danych znamionowych oraz z uwagi na specyfikę charakterystyk turbin i warunki hydrologiczne rzeki opracowania algorytmów sterowania rozdziałem mocy.

Zaproponowana w pracy zasada sterowania podziałem przepływu oraz mocy obowiązuje dla dwóch identycznych hydrozespołów, których aproksymacje charakterystyk mocy od przepływu lub prędkości są ogólnie funkcjami potęgowymi. Metodyka ta może zostać z powodzeniem uogólniona dla MEW (pracujących ze zmienną prędkością obrotową) wyposażonych w więcej hydrozespołów również o różnych mocach.

6. Literatura

- [1] Krzyżanowski W.: *Turbiny wodne - konstrukcja i zasady regulacji*, WNT, Warszawa 1971.
- [2] Merino J.M., Lopez A.: *ABB Varspeed generator boosts efficiency and operating flexibility of hydropower plant*, ABB Review 3/96. pp. 33-38.
- [3] Fraile-Ardanuy J., Wilhelmi J.R., Fraile-Mora J.J., Perez J.I.: *Variable-Speed Hydro Generation: Operational Aspects and Control*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, no. 2, June 2006.
- [4] Kaźmierkowski M., Krishnan R., Blaabjerg F., Irwin J.: *Control In Power Electronics*, ACADEMIC PRESS, 2003, ISBN: 0-12-402772-5.
- [5] Koczara W., Chłodnicki Z., Ernest E.: *Theory of the adjustable speed generation systems*. COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, 27(5): 1162-1177, 2008.
- [6] Binder A., Schneider T., *Permanent magnet synchronous generators for regenerative energy conversion - a survey*. Proc. of 11th European Conf. on Power Electronics and Applications, Dresden 2005.
- [7] Norway Patent No 323150: *Integrert vannturbin og generator uten nav*, owner - TURBINOVA AS.

Autorzy

Dr inż. Dariusz Borkowski *

Dr inż. Tomasz Węgiel **

Politechnika Krakowska,

Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej,
Instytut Elektromechanicznych Przemian Energii,
31-155 Kraków, ul. Warszawska 24

* tel. +48 12 628-26-59, email: dborkowski@pk.edu.pl

**tel. +48 12 628-26-21, email: pewegiel@cyfronet.pl

Recenzent

Prof. dr hab. inż. Ludwik Antal