

ELEKTROTECHNIKA

CZASOPISMO TECHNICZNE
TECHNICAL TRANSACTIONSWYDAWNICTWO
POLITECHNIKI KRAKOWSKIEJ

ELECTRICAL ENGINEERING

1-E/2012

ZESZYT 24

ROK 109

ISSUE 24

YEAR 109

DARIUSZ BORKOWSKI, TOMASZ WĘGIEL*

ZARZĄDZANIE PRZETWARZANIEM ENERGII
W MAŁEJ ELEKTROWNI WODNEJ
O ZMIENNEJ PRĘDKOŚCI OBROTOWEJMANAGEMENT OF ENERGY CONVERSION
IN SMALL HYDROPOWER PLANT
WITH VARIABLE SPEED GENERATORS

Streszczenie

W artykule przedstawiono zasady zarządzania przetwarzaniem energii elektrycznej w małej elektrowni wodnej. Jednostkami generacyjnymi są dwa turbosespoły oparte na generatorze synchronicznym z magnesami trwałymi, pracujące ze zmienną prędkością obrotową. Opisano sposób wyboru optymalnej charakterystyki pracy oraz zasady współpracy turbosespołów zapewniających maksymalne wykorzystanie dostępnego potencjału wody. Opisana metodologia została zaimplementowana i przetestowana na rzeczywistym obiekcie o łącznej mocy 150 kW. W artykule zamieszczono wyniki rzeczywistych pomiarów.

Słowa kluczowe: małe elektrownie wodne, turbina śmigłowa, algorytm sterowania

Abstract

This paper presents the rules of management of an energy conversion system in a small hydropower plant (SHP). The SHP contains two permanent magnet (PM) generators which can work at a variable speed. In the article the way of obtaining the optimal work characteristic curve is described. To achieve the best efficiency the special methodology of units cooperation is also presented. The theoretic analysis is algorithmized, implemented and tested in the real object of 150 kW electrical power. The measurement results of this object are presented.

Keywords: small hydropower plants, Propeller turbine, PM generator, control algorithm

* Dr inż. Dariusz Borkowski, dr inż. Tomasz Węgiel, Instytut Elektromechanicznych Przemian Energii, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, Politechnika Krakowska.

1. Wstęp

Tradycyjne rozwiązania toru przetwarzania energii w małych elektrowniach wodnych (MEW) bazują na turbinach pracujących ze stałą (generatory synchroniczne) lub prawie stałą (generatory asynchroniczne) prędkością obrotową. Zmienne warunki hydrologiczne, objawiające się częstymi zmianami wartości przepływu wody powodują konieczność stosowania dodatkowych układów regulacyjnych (sterowanie układem kierowniczym oraz łopatom) [1]. Eliminacja tych złożonych i kosztownych układów przez wykorzystanie turbin śmigłowych nie pozwala jednak uzyskać wysokich sprawności [1–3].

Jednym z rozwiązań tego problemu jest wykorzystanie układów stosowanych w siłowniach wiatrowych, które ze względu na dużą zmienność wiatru pracują przy zmiennych prędkościach obrotowych. Praca ze zmienną prędkością obrotową wymaga jednak obecności układu energoelektronicznego dopasowującego parametry energii elektrycznej do wymagań sieci elektroenergetycznej [4, 5]. Jednostkami generacyjnymi w tych rozwiązaniach są przede wszystkim maszyny indukcyjne dwustronnie zasilane.

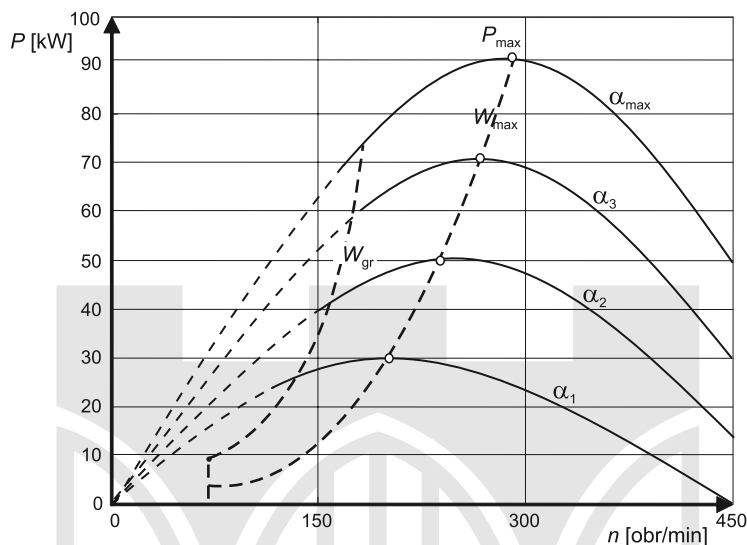
Szczególnie atrakcyjne z punktu widzenia możliwości eliminacji mechanicznej przekładni prędkości obrotowej są wolnoobrotowe generatory synchroniczne z magnesami trwałymi (PMSG), które również są sprzęgnięte z siecią przez układ przekształtnikowy. Przekształtnik energoelektroniczny, który reguluje moment obciążenia turbiny przez wymuszenie odpowiedniej wartości prądu generatora, pozwala na pracę układu w szerokim zakresie zmian prędkości obrotowej sięgającej od 40% do 120% prędkości znamionowej. Przekształtnik ten oparty na strukturze AC/DC/AC pozwala na uzyskanie dowolnego współczynnika mocy $\cos\phi$, eliminując potrzebę stosowania dużych elementów reaktancyjnych dla kompensacji mocy biernej. Ciekawym rozwiązaniem jest zintegrowanie turbiny wodnej z generatorem przez umieszczenie jej w miejscu wirnika (tzw. hydrozespół) [6–8]. Eliminuje to konieczność wyprowadzania wału łączącego turbinę z generatorem, co znacząco upraszcza konstrukcję mechaniczną turbosespołu. Jedynym elementem regulacyjnym jest kierownica, która pełni również rolę zamknięcia wlotu do turbiny.

Takie innowacyjne rozwiązanie jest przedmiotem niniejszego artykułu, w którym szczególną uwagę zwrócono na sposób zarządzania przetwarzaniem energii. Rozważania oparto na układzie przetwarzania energii składającego się z dwóch współpracujących hydrozespołów. Wyeksponowano zasadność stosowania większej liczby jednostek ze względu na efektywność wykorzystania energii wody. Opisano strategię ich optymalnej współpracy przez odpowiedni podział przepływu pomiędzy dwie jednostki. Przedstawiono również sposób implementacji zaproponowanej metodologii oraz wyniki pomiarów z rzeczywistego obiektu.

2. Wybór optymalnej krzywej pracy hydrozespołu

Podstawowym wykresem obrazującym właściwości oraz możliwości regulacyjne hydrozespołu jest rodzina charakterystyk mocy od prędkości dla różnych kątów otwarcia kierownicy (rys. 1). Podstawową funkcją kierownicy jest kontrola przepływu wody, zgodnie z aktualnymi możliwościami hydrologicznymi. Kąt otwarcia kierownicy α stanowi dodatkowo podstawowy parametr regulacyjny, który umożliwia regulację prędkości obrotowej turbiny n . Drugim parametrem jest prąd obciążenia generatora, który wymuszony przez układ

przekształtnikowy pozwala na regulację momentu obciążenia turbiny. Dobór tych dwóch parametrów pozwala na pracę turbozespołu w dowolnym punkcie obszaru objętego rodziną charakterystyk.



Rys. 1. Przykładowe charakterystyki mocy P w funkcji obrotów turbiny śmigłowej n dla różnych kątów otwarcia kierownicy α

Fig. 1. Exemplary power-speed characteristic of the turbine for different guide vane angles α

Wybór punktu pracy hydrozespołu jest kluczowym zadaniem wpływającym na poprawność pracy systemu, jego sprawność oraz wykorzystanie dostępnej energii wody. Podstawowym ograniczeniem jest minimalna prędkość hydrozespołu dla określonej wartości kąta otwarcia kierownicy, poniżej której system pracuje niestabilnie. Granica ta (linia W_{gr}) wynika z właściwości układu przekształtnikowego oraz hydrozespołu.

Drugim kryterium jest uzyskanie maksymalnej dostępnej mocy hydrozespołu przy zachowaniu możliwie najwyższej sprawności. Naturalną granicą obszaru optymalnej pracy będzie linia maksymalnych mocy turbiny dla poszczególnych kątów otwarcia kierownicy (linia W_{max}).

Aby dokonać wyboru krzywej optymalnej pracy (charakterystyki pracy) turbiny, należy posłużyć się jej charakterystyką uniwersalną, na której parametry energetyczne (przełyk i prędkość turbiny) są podawane jako wielkości podwójnie zredukowane dla spadu $H = 1$ m i średnicy turbiny $D = 1$ m. Redukcję wykonuje się na podstawie poniższych zależności [1]:

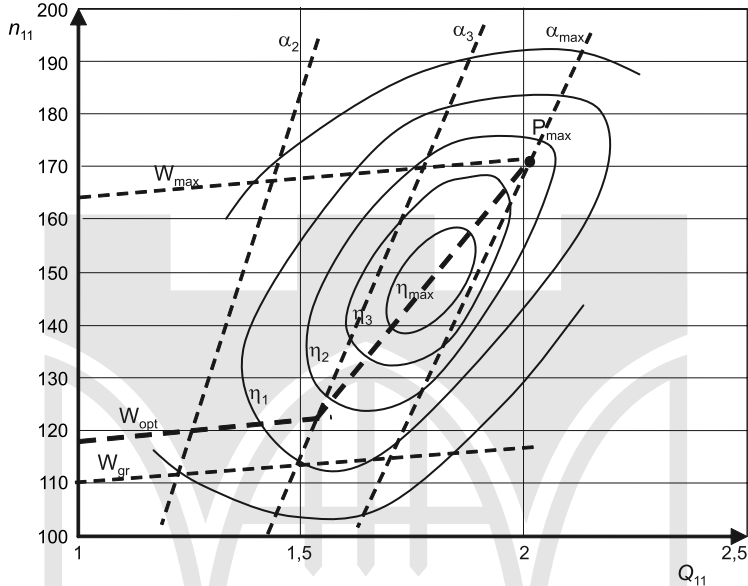
$$Q_{11} = \frac{Q}{D^2 \sqrt{H}}, \quad n_{11} = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H}} \quad (1)$$

gdzie:

- Q – wartość przepływu [m^3/s],
- n – prędkość turbiny [obr/min],

D – średnica turbiny [m],
 H – wartość spadu [m].

Przykładowa charakterystyka uniwersalna została przedstawiona na rys. 2. Naniesienie obszaru optymalnej pracy pozwala wyznaczyć charakterystykę pracy zapewniającą maksymalną sprawność (linia W_{opt}).



Rys. 2. Przykładowa uniwersalna charakterystyka turbiny (granica stabilności W_{gr} , linia maksymalnej mocy W_{max} , krzywa optymalnej pracy W_{opt})

Fig. 2. Exemplary universal characteristic of the turbine (stability line W_{gr} , maximum power line W_{max} , optimal curve W_{opt})

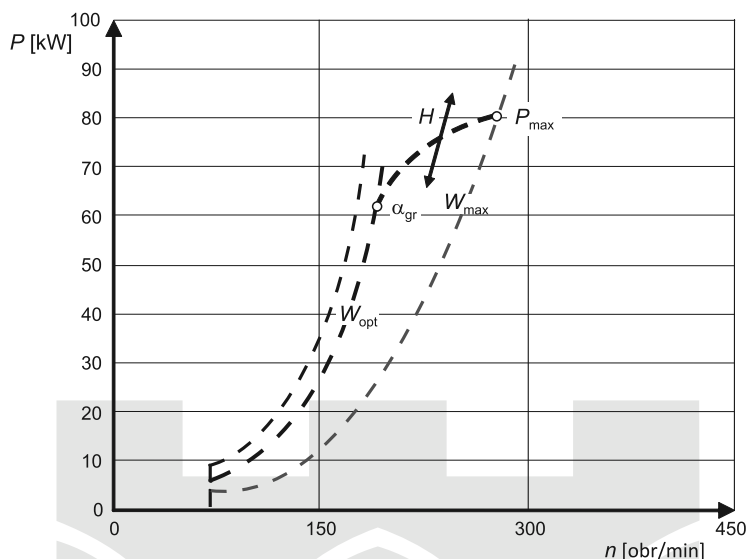
Wynika z niej, że aby uzyskać najlepszą sprawność, należy pracować możliwie blisko linii określającej granicę stabilności W_{gr} . Natomiast po osiągnięciu kąta granicznego α_{gr} ($\alpha_g = \alpha_3$) należy pracować w szerokim zakresie prędkości, uzyskując najwyższe sprawności, aż do punktu maksymalnej mocy P_{max} . Na wykresie 3 przedstawiono wyznaczoną dwuczęściową charakterystykę pracy jako funkcję mocy od prędkości.

Według powszechnie obowiązujących prawidłowości, które dotyczą turbin śmigłowych [2], zależność opisująca pierwszą część charakterystyki optymalnej mocy, będzie funkcją proporcjonalną do trzeciej potęgi prędkości:

$$P_{opt} \sim n^3 \quad (2)$$

Zależność tę wyznacza się na drodze badań modelowych lub w sposób doświadczalny. Zmiana spadku H pociągają za sobą także zmiany mocy hydrozespołu [2] zgodnie z zależnością:

$$P_{opt} \sim H^{\frac{3}{2}} \quad (3)$$



Rys. 3. Przykładowa charakterystyka mocy optymalnej w funkcji obrotów turbiny śmigłowej dla zmian spadu H

Fig. 3. Exemplary power-speed characteristic of the propeller turbine for head H variation

Ponadto zmiana spadu ma wpływ na prędkość generatora, jak wynika ze wzoru 1, proporcjonalnie do pierwiastka ze spadu:

$$n \sim \sqrt{H} \quad (4)$$

Wynika z tego, że dla zadanych warunków pracy (Q_{11} , n_{11}) zmiana spadu spowoduje przesunięcie każdego punktu pracy zgodnie z zależnością (2). Część pierwsza krzywej optymalnej mocy (będącej trzecią potęgą prędkości) nie zostanie przesunięta. Natomiast druga jej część (obowiązująca po przekroczeniu kąta granicznego) będzie się przesunąć wraz ze zmianą spadu wzdłuż krzywej optymalnej (rys. 3). Również wartość maksymalnej mocy P_{\max} będzie zależała od spadku zgodnie z zależnością (3). Generator hydrozespołu powinien być tak zaprojektowany, by mógł pokryć wartość maksymalnej mocy wytwarzanej przez turbinę dla przewidzianej największej wartości spadku.

3. Zasady współpracy dwóch hydrozespołów

W przypadku występowania więcej niż jednej jednostki generacyjnej istotne jest określenie zasad ich współpracy. Polega ona na odpowiednim podziale dostępnego przepływu na poszczególne jednostki przez wysterowanie kątów otwarcia kierownic. Poniżej przedstawiono analizę współpracy na przykładzie dwóch jednostek o jednakowej mocy. Głównym kryterium optymalnej współpracy jest uzyskanie maksymalnej całkowitej sprawności przetwarzania energii wody na energię elektryczną. Odpowiada to maksymalnej łącznej mocy turbozespołów jako funkcji zmiany przepływu dla określonego spadku. W związku z tym ana-

lizowaną funkcją jest zależność mocy obu jednostek (ich sumy) od wartości ich przepływu. Ze względu na fakt, że wartość prędkości turbiny jest proporcjonalna do wartości przepływu, poszczególne funkcje mają kształt jak przedstawiony na rys. 3.

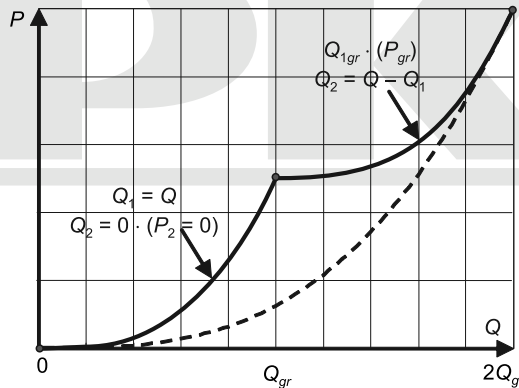
Rozpatrywanie pracy w zakresie pierwszej części krzywej optymalnej obu jednostek prowadzi do postaci wynikającej z zależności (2):

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

gdzie:

$$k - \text{współczynnik o wymiarze } \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}^2 \cdot \text{m}} \right].$$

Wprowadzając wartość całkowitego przepływu, $Q = Q_1 + Q_2$, można wyeliminować zmienną zależną Q_2 i uzyskać funkcję $P(Q_1, Q)$. Jak wykazano w [7], funkcja ta w nieograniczonej dziedzinie ma tylko jedno ekstremum, dla $Q = Q_2 = Q/2$, które stanowi jego minimum. Rozdzielenie przepływu jednakowo na dwa turbosespoły daje moc minimalną, co jest najgorszym rozwiązaniem. Ograniczenie dziedziny do skończonej wartości przepływu $2Q_{gr}$ (gdzie Q_{gr} określa przepływ odpowiadający granicznemu kątowi otwarcia dla jednej turbiny) wyznacza drugie ekstremum, które stanowi maksimum badanej funkcji. Wynika z niego, że aby uzyskać maksymalną moc sumaryczną, należy wraz ze wzrostem przepływu Q obciążać kolejno najpierw jeden hydrozespół do momentu osiągnięcia przez niego mocy granicznej P_{gr} (odpowiada mocy uzyskanej dla kąta granicznego α_{gr} przy przepływie granicznym Q_{gr}), a następnie drugi. Na rys. 4 przedstawiono dwie skrajne metody podziału przepływu: równomierny podział pomiędzy dwie jednostki (linia przerywana) oraz optymalny podział ze względu na sumaryczną moc (linia ciągła). 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.

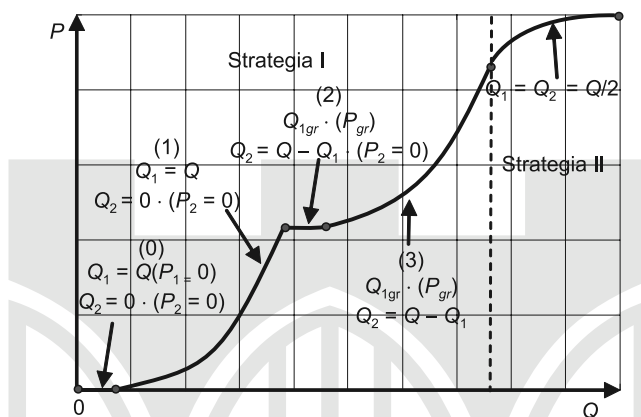


Rys. 4. Charakterystyka optymalnego podziału mocy (linia ciągła) na dwa hydrozespoły w funkcji przepływu ograniczonego wartością graniczną $2Q_{gr}$

Fig. 4. Optimal division of turbine power between two hydro-units with respect to water flow limited by $2Q_{gr}$ value

W zakresie drugiej części charakterystyki optymalnej hydrozespołu, odwrotnie do jego pierwszej części, pochodna mocy maleje wraz ze wzrostem prędkości (jak również przepływu). Na podstawie wcześniejszej analizy można wywnioskować, iż maksymalna moc będzie uzyskiwana w tym przypadku przy równomiernym podziale przepływu na obie jednostki, $Q_1 = Q_2 = Q/2$.

Z powyższych rozważań wynika, że zasada podziału przepływu będzie się składała z dwóch odmiennych strategii uzależnionych od wartości dostępnego przepływu (rys. 5).



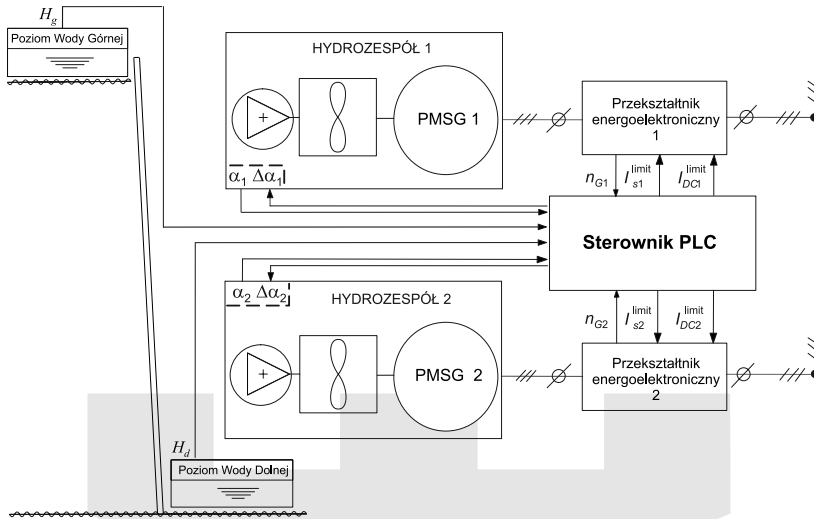
Rys. 5. Charakterystyka optymalnego podziału mocy na dwa hydrozespoły w funkcji przepływu w pełnym jego zakresie

Fig. 5. Optimal division of turbine power between two hydro-units with respect to water flow in the whole range

W obszarze pierwszej strategii sterowania można wyróżnić dodatkowo dwa przedziały (0 i 2), w których pomimo dostępnego przepływu hydrozespoły nie produkują mocy. Wynika to z faktu wyższych strat rozruchowych jednostki w stosunku do mocy możliwej do wytworzenia z małej wartości przepływu wody. Aby wyeliminować bezproduktywne przepuszczanie wody przez turbiny, należy zastosować procedurę magazynowania wody. Pomimo iż w elektrowniach przepływowych wymaga się utrzymania stałych warunków hydrologicznych, to niewielkie zmiany poziomu wody górnej są dopuszczalne. Wykorzystanie tego faktu daje dwie zasadnicze korzyści. Po pierwsze pozwala zachować niewielkie nadwyżki przepływu w formie zmagazynowanej wody i wykorzystać je do generacji energii elektrycznej w zakresie wysokiej sprawności turbin. Ponadto, procedura ta powoduje zmniejszenie częstotliwości załączania turbin, co wydłuża żywotność podzespołów. Sposób realizacji procedury magazynującej wodę przedstawiono w kolejnym rozdziale.

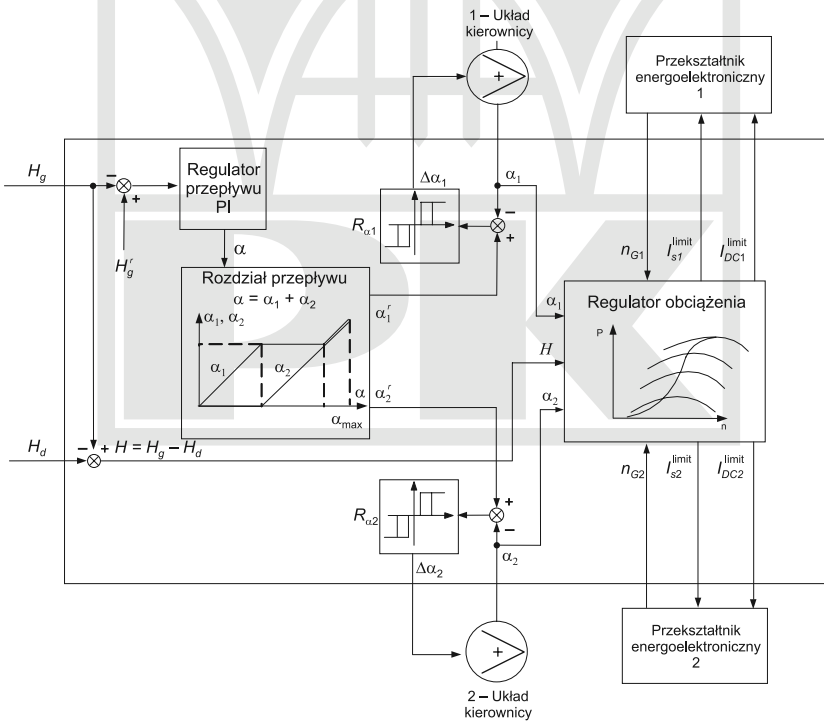
4. Struktura układu regulacji

Poniżej przedstawiono schemat blokowy dla MEW z dwoma hydrozespołami (rys. 6). Wyszczególniono obiekty i sygnały kluczowe z punktu widzenia kontroli przetwarzania energii oraz współpracy obu hydrozespołów. Główną jednostką logiczną jest sterownik PLC,



Rys. 6. Schemat blokowy przykładowej MEW o dwóch hydrozespołach

Fig. 6. Block diagram of the SHP with two hydro-units



Rys. 7. Struktura algorytmu automatycznej regulacji realizowanego przez sterownik PLC

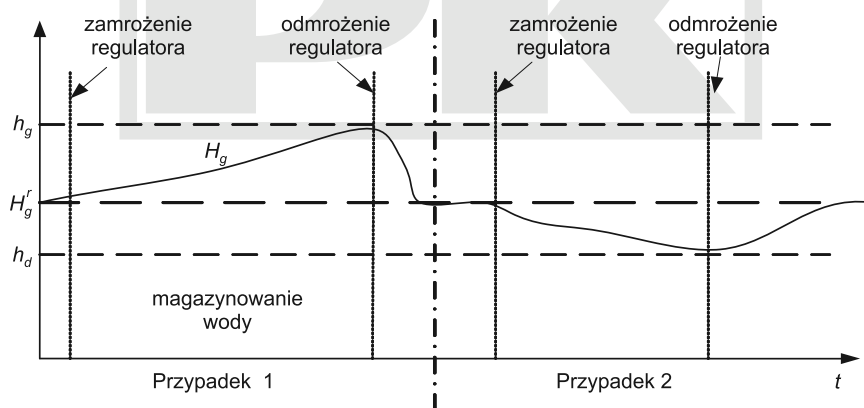
Fig. 7. Structure of automatic regulation algorithm realized by PLC controller

który na podstawie dostępnych pomiarów (poziomy wody, prędkości generatorów) wypracowuje sygnały sterujące (kąty otwarcia kierownic, obciążenie generatorów).

Na rysunku 7 przedstawiono strukturę algorytmu starowania zaimplementowanego w sterowniku PLC z wyszczególnieniem powiązań sygnałowych poszczególnych bloków. Algorytm ten z punktu widzenia sterowania przetwarzaniem energii w elektrowni ma dwie podstawowe funkcje do zrealizowania.

Przede wszystkim powinien utrzymywać wodę górną na zadanym poziomie przez określenie wartości sumarycznego dostępnego przepływu (sumaryczny kąt otwarcia – α) dla aktualnych warunków hydrologicznych (regulator PI). Następnie powinien podzielić ten przepływ pomiędzy dwie turbiny (α_1^r i α_2^r) w taki sposób, aby uzyskać stan optymalnej współpracy zdefiniowany w poprzednim rozdziale (podział przepływu). Zadanie ustawiania zadanego kąta kierownic jest realizowane przez regulatory trójpołożeniowe z obszarem martwym (R_{α_1} i R_{α_2}). Zastosowanie regulatorów tego typu pozwala na precyzyjne ustawienie kąta aparatu kierowniczego przez uwzględnienie bezwładności układów hydraulicznych oraz oddziaływania wody na łopaty kierownicy.

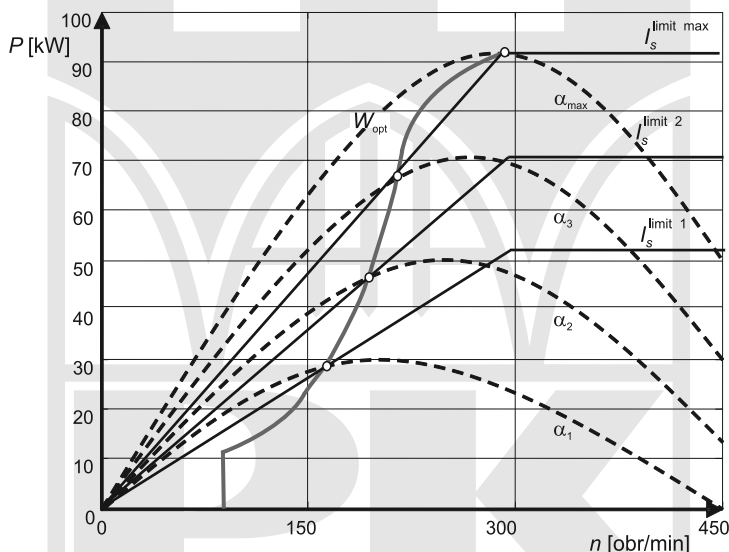
Funkcja magazynowania wody opisana w poprzednim rozdziale realizowana jest przez „zamrażanie regulatora PI” (utrzymywanie stałych wartości kątów otwarcia niezależnie od zmieniających się warunków hydrologicznych). Sytuacja ta ma miejsce, gdy regulator dokonał zamknięcia kierownicy z powodu zbyt małego przepływu wody. Możliwe są dwa przypadki w takiej sytuacji (rys. 8). W przypadku 1 przepływ może się zwiększać, powodując magazynowanie wody. „Odmrożenie regulatora” następuje po przekroczeniu aktualnego poziomu wody górnej względem zadanej o wcześniej zdefiniowaną wartość progową h_g . Powoduje to szybką reakcję regulatora i obniżenie poziomu wody górnej do wartości zadanej H_g^r przez przetworzenie energii potencjalnej zebranej wody na energię elektryczną. Jest możliwy również drugi przypadek, w którym po „zamrożeniu regulatora” przepływ zmniejsza się, co powoduje obniżenie poziomu wody. Również w tym przypadku po przekroczeniu wartości progowej h_d „regulator odmraża się”. Ponieważ nie ma tu korzyści magazynowania wody,



Rys. 8. Funkcja magazynowania wody
Fig. 8. Water storage function

a jedynie ogranicza się częstotliwość uruchamiania hydrozespołu, wartość progowa powinna być możliwie mała.

Zadaniem drugim jest regulacja obciążenia turbin przez zadanie wartości prądów generatorów jako funkcji spadu H , dla aktualnych wartości kątów otwarcia kierownic (α_1 i α_2), wypracowanych przez regulator (podział przepływu), tak aby ich punkty pracy (n_{G1} , P_1 i n_{G2} , P_2) znajdowały się na charakterystyce optymalnej pracy (rys. 9). Prąd każdego generatora wymuszany jest przez układ przekształtnikowy. Jego wartość regulowana jest przez zmianę wartości ograniczenia prądu w obwodzie pośredniczącym I_{DC}^{limit} , który odpowiada wartości prądu generatora, oraz zmianę wartości ograniczenia prądu sieciowego I_s^{limit} , który limituje maksymalną oddawaną moc. W prezentowanym przykładzie założono równość tych wartości ($I_{DC}^{limit} = I_s^{limit}$), co powoduje osiągnięcie ograniczenia wartości mocy dla stałej prędkości turbiny.



Rys. 9. Krzywa optymalnej pracy hydrozespołu (linia zielona) określona przez charakterystyki mocy generatora (linia ciągła) oraz turbiny (linia kreskowana)

Fig. 9. Optimal operations curve (green) defined by power characteristic of generator (solid) and turbine (dotted)

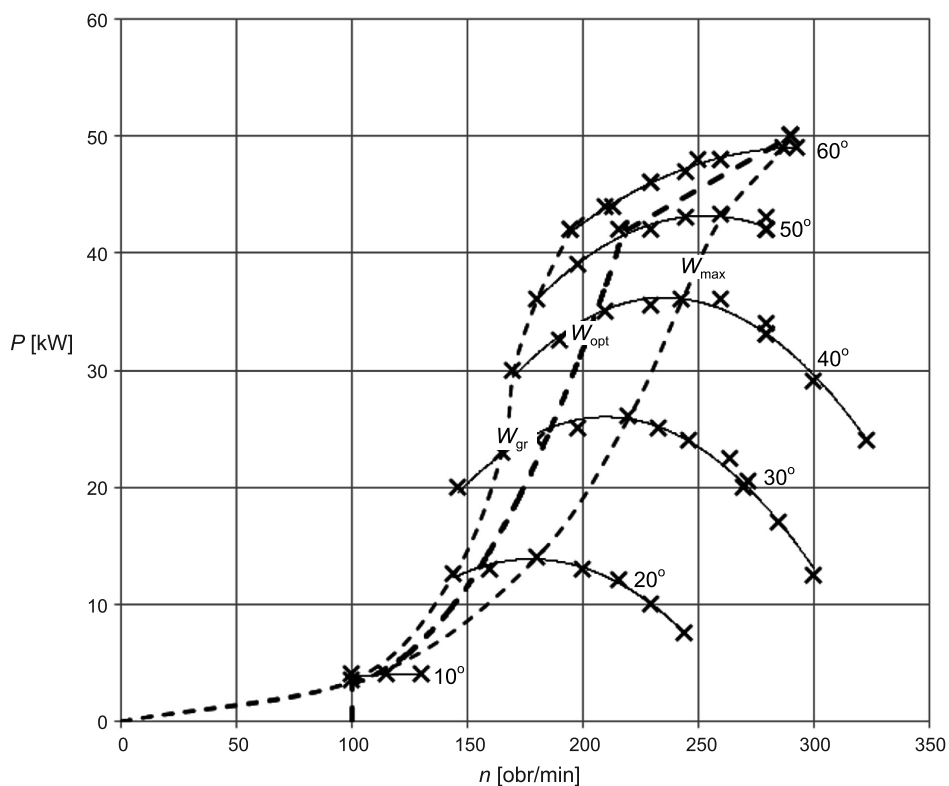
Funkcja regulacyjna prądu generatora definiowana jest na podstawie krzywej optymalnej pracy i aproksymowana w kilku obszarach funkcjami prostymi i kwadratowymi.

5. Wyniki pomiarów charakterystyk turbin zebrane w realnej MEW

Powyższa strategia zarządzania przetwarzaniem energii została zaimplementowana w rzeczywistym obiekcie MEW. Jednostkami wytwórczymi są dwa hydrozespoły zintegrowane oparte na generatorze synchronicznym z magnesami trwałymi o łącznej mocy

150 kW. Znamionowy spad to 3 m, natomiast średni przepływ określony jest na poziomie $5 \text{ m}^3/\text{s}$. Dzięki zastosowaniu dwóch jednostek wytwórczych oraz zmiennej prędkości obrotowej elektrownia może pracować w szerokim zakresie zmiany wartości przepływu od 1 do $6 \text{ m}^3/\text{s}$. Znamionowa prędkość turbin to 300 obr/min, natomiast zakres pracy wynosi od 100 do 320 obr/min.

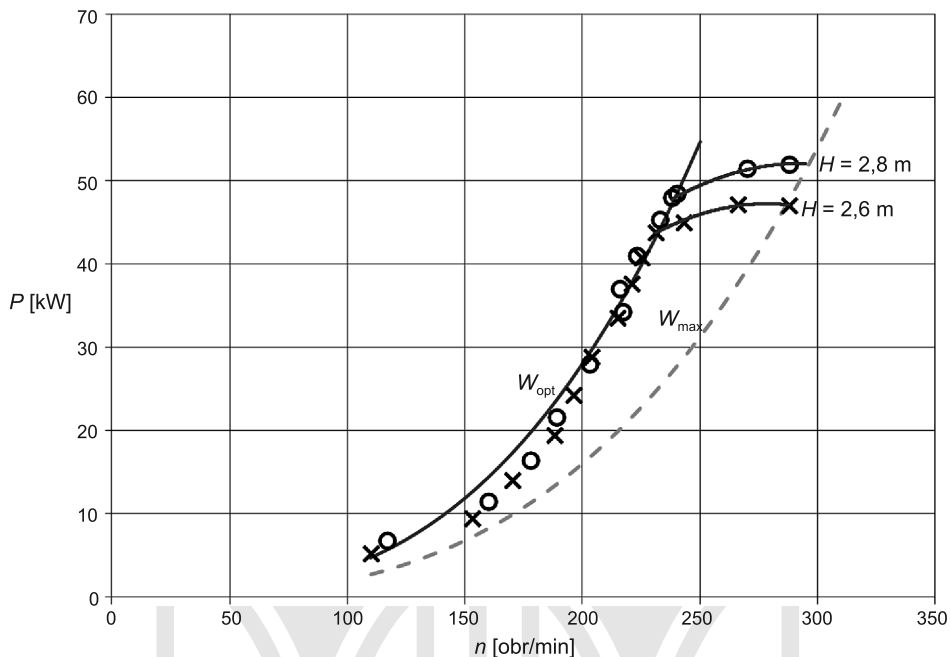
Poniżej przedstawiono rodzinę charakterystyk mocy w funkcji prędkości obrotowej turbiny dla różnych wartości kątów otwarcia kierownicy (gdzie 0° oznacza zamkniętą kierownicę, natomiast 90° oznacza w pełni otwartą). Maksymalna wartość mocy uzyskiwana jest przy kącie kierownicy $\alpha = 60^\circ$. Na rys. 10 zaznaczono linię maksymalnej mocy W_{\max} , linię granicy stabilności W_{gr} oraz charakterystykę pracy W_{opt} .



Rys. 10. Rzeczywiste charakterystyki mocy w funkcji obrotów turbiny śmigłowej dla różnych kątów otwarcia kierownicy (od 10° do 60°) dla spadu $H = 2,7 \text{ m}$

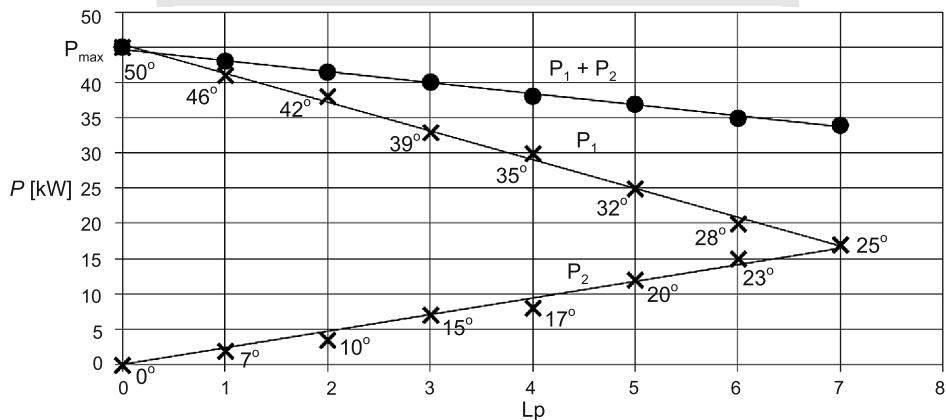
Fig. 10. Power characteristic of real hydro-unit for different guide vane angles (from 10° to 60°) for head $H = 2,7 \text{ m}$

Zgodnie z zaproponowaną metodologią regulator obciążenia zadaje odpowiednie wartości obciążenia turbiny przez prąd generatora, tak aby punkty pracy znajdowały się na charakterystyce optymalnej pracy. Na rys. 11 przedstawiono rzeczywiste charakterystyki pracy wypracowane przez regulator dla dwóch wartości spadów. Można zauważyć, że część pierwsza



Rys. 11. Optymalne charakterystyki pracy hydrozespołu dla dwóch wartości spadów ($H = 2,6$ m oraz $H = 2,8$ m) wypracowane przez układ regulacji

Fig. 11. Optimal operation characteristics for different head ($H = 2,6$ m and $H = 2,8$ m) worked out by control algorithm



Rys. 12. Wykres mocy poszczególnych jednostek (P_1 i P_2) oraz moc całkowita ($P_1 + P_2$) dla różnych wariantów podziału przepływu w warunkach stałego przepływu i spadku ($H = 2,5$ m)

Fig. 12. Diagram of hydro-units power (P_1 i P_2) and total power ($P_1 + P_2$) for different cases of flow division between two units for constant total flow and head ($H = 2,5$ m)

tych charakterystyk leży na tej samej krzywej mocy będącej trzecią potęgą prędkości, natomiast część druga przesuwana się w zależności od wartości spadu.

Na rzeczywistym obiekcie przeprowadzono również pomiary parametrów pracy hydrozespołów prezentujące ich współpracę. Szczególnie istotne jest porównanie mocy sumarycznej obu jednostek dla różnych wariantów podziału przepływu (rys. 12). Można zauważyć, że dla zadanej stałej wartości przepływu (mniejszej niż wartość graniczna Q_{gr}) oraz spadu, maksymalna sumaryczna moc jest osiągana przy mocy granicznej hydrozespołu 1 (odpowiadającej granicznemu kątowi otwarcia $\alpha_{gr} = 50^\circ$). Wynika z tego, że najlepszym rozwiązaniem jest maksymalne (do mocy granicznej P_{gr}) obciążenie jednego hydrozespołu przed załączeniem drugiego. Potwierdza to poprawność pierwszej strategii sterowania zdefiniowanej w rozdziale 3.

Algorytm sterowania elektrownią w rzeczywistym obiekcie zawiera również dodatkowe funkcje niezbędne dla prawidłowej pracy hydrozespołów:

- regulacja ciśnienia i kontrola poziomu oleju w układach hydraulicznych sterujących kierownicami;
- sterowanie układem hydraulicznym smarowania łożysk turbin (kontrola przepływu oleju do łożysk, kontrola i sterowanie temperaturą oleju);
- monitoring i gromadzenie podstawowych parametrów hydrozespołów;
- automatyczne wyłączanie poszczególnych jednostek w sytuacjach awaryjnych;
- powiadamianie o alarmach i awariach systemu (panel LCD, wiadomości sms).

6. Podsumowanie

Nowe rozwiązania torów przetwarzania energii dla MEW, bazujące na hydrozespołach pracujących przy zmiennej prędkości obrotowej, charakteryzują się wieloma zaletami. Przede wszystkim dają one możliwość przetwarzania energii przy dużej zmienności prędkości obrotowej (w zakresie dużych zmian wartości przepływu), co znacząco podnosi ogólną sprawność elektrowni. Prezentowane rozwiązanie, oparte na generatorach synchronicznych z magnesami trwałymi zintegrowanymi z turbiną śmigłową w połączeniu z układem przekształtnikowym, charakteryzuje się dodatkową zaletą w postaci braku przekładni mechanicznej.

Istotnym zagadnieniem w tego typu rozwiązaniach staje się metodologia zarządzania przetwarzaniem energii dla maksymalnego wykorzystania ich możliwości. W artykule przedstawiono dwa zagadnienia, kluczowe z punktu widzenia optymalnego wykorzystania energii wody. Przede wszystkim podano sposób wyznaczenia optymalnej charakterystyki pracy hydrozespołu, która zapewnia maksymalną możliwą sprawność. Właściwości zostały wyjaśnione na podstawie ogólnych prawidłowości dla turbin śmigłowych, co zwiększa uniwersalność analizy.

Drugim zagadnieniem opisanym w artykule jest metodologia współpracy dwóch hydrozespołów, która jak wykazano poprawia sprawność elektrowni. Podano dwie strategie sterowania zależne od wartości przepływu wody. Zdefiniowano również procedurę magazynowania wody, która dodatkowo poprawia wykorzystanie oraz zmniejsza częstotliwość załączania hydrozespołów.

Opisano ponadto sposób realizacji tej metodologii w postaci algorytmu oraz przedstawiono wyniki pomiarów z rzeczywistego obiektu. Prezentowane wykresy potwierdzają poprawność wyznaczenia charakterystyki optymalnej, jak również jej właściwości w funkcji zmian wartości spadku. Pokazują również słuszność zaproponowanej metodologii podziału przepływu dla dwóch pracujących hydrozespołów.

Metodyka ta może zostać z powodzeniem uogólniona dla MEW (pracujących ze zmienną prędkością obrotową) wyposażonych w więcej hydrozespołów również o różnych mocach. Istotnym problemem przy tym staje się identyfikacja charakterystyk regulacyjnych dla prądu zapewniających uzyskanie optymalnej charakterystyki pracy poszczególnych hydrozespołów.

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, 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.
- [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), 2008, 1162-1177.
- [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] Borkowski D., Węgiel T., *Optymalizacja przetwarzania energii dla małych elektrowni wodnych z generatorami pracującymi ze zmienną prędkością obrotową*, Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne, Nr 92/2011, 121-126.
- [8] Norway Patent No 323150: *Integrert vannturbin og generator uten nav*, owner – TURBINOVA AS.