

Porównawcza analiza termodynamiczna i ekonomiczna quasi-nieustalanej skojarzonej pracy bloku energetycznego 370 MW zasilającego sieć ciepłowniczą o parametrach termicznych wody sieciowej 135/70°C oraz 110/70°C

Comparative thermodynamic and economic analysis of quasi-nonstationary operation of a power unit with the capacity of 370 MW in cogeneration used to feed network hot water with thermal parameters of 135/70°C and 110/70°C into district heating system

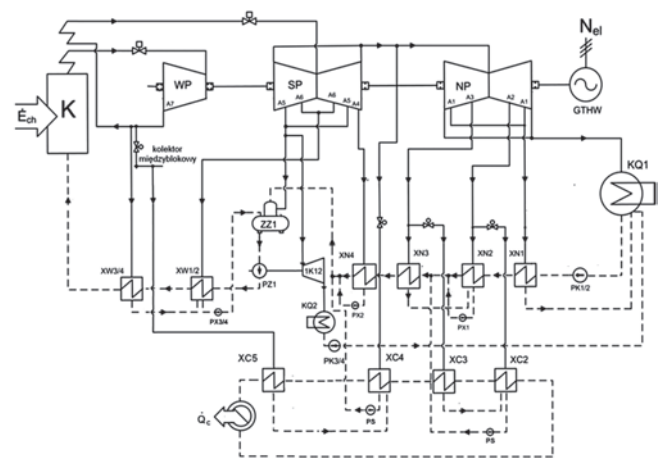
Założenia przyjęte do porównawczych termodynamicznych obliczeń

W artykule przedstawiono wybrane wyniki porównawczej termodynamicznej i ekonomicznej analizy quasi-nieustalanej pracy skojarzonej bloku energetycznego (rys. 1) o mocy znamionowej 370 MW, współpracującego z sieciami ciepłowniczymi o maksymalnych termicznych parametrach wody sieciowej 135/70°C oraz 110/70°C.

Podstawowymi założeniami do porównawczej analizy było przyjęcie w obu przypadkach takiego samego uporządkowanego wykresu sumarycznego zapotrzebowania na ciepło grzejne (maksymalny pobór mocy cieplnej $\dot{Q}_{c,max} = 220$ MW, w tym na potrzeby ciepłej wody użytkowej $\dot{Q}_{c,wu} = 15$ MW) [1, 2] oraz identycznej produkcji energii elektrycznej wynikającej z całorocznej pracy bloku 370 MW w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, co w praktyce oznacza pracę z mocą bliską minimalnej 180 MW, w czasie „nocnej doliny obciążenia” oraz bliską maksymalnej 380 MW w czasie „szczytu dziennego”.

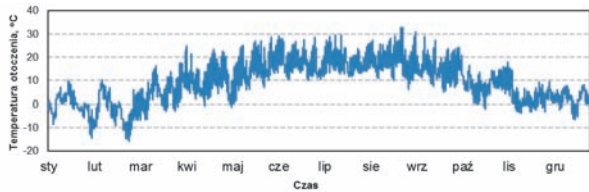
Potrzeby cieplne natomiast zmieniają się zgodnie z prostoliniowymi wykresami regulacji jakościowej (rys. 3a,b) dla rzeczywistych przebiegów temperatury zewnętrznej (rys. 2). Minimalna temperatura wody gorącej równa +70°C wynika z konieczności uzyskania temperatury ciepłej wody użytkowej na poziomie +55°C. Porównawczej analizie termodynamicznej poddano dwa rodzaje regulacji – dla standardowych maksymalnych wartości temperatur wody sieciowej gorącej i powrotnej 135/70°C

(rys. 3a) oraz dla obniżonej maksymalnej wartości temperatury wody sieciowej gorącej i niezminionej maksymalnej wartości temperatury wody powrotnej 110/70°C (rys. 3b).

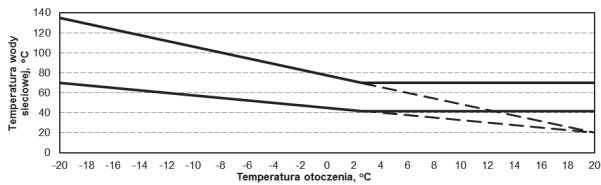


Rys. 1. Schemat bloku energetycznego 370 MW przystosowanego do pracy skojarzonej:

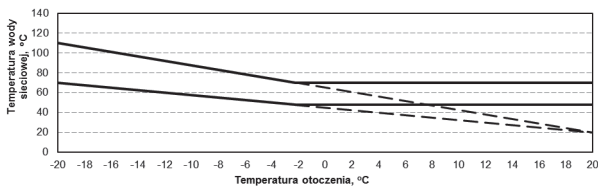
K – kocioł parowy, WP, SP, NP – części wysoko-, średnio- i niskoprężna turbiny, GTHW – generator, A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7 – upusty turbiny, KQ1, KQ2 – skraplacze turbiny głównej i pomocniczej, XN1, XN2, XN3, XN4 – wymienniki regeneracji niskoprężnej, XW1/2, XW 3/4 – wymienniki regeneracji wysokoprężnej, XC2, XC3, XC4, XC5 – wymienniki ciepłownicze, PZ1 – główna pompa wody zasilającej, 1K12 – turbina parowa napędzająca PZ1, PK – pompy kondensatu, PX, PS – pompy skroplin, ZZ1 – zbiornik wody zasilającej



Rys. 2. Roczny średniogodzinowy przebieg temperatur zewnętrznych



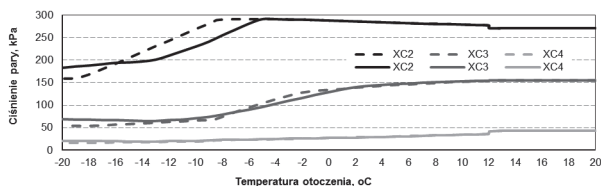
Rys. 3a. Prostoliniowy wykres regulacji jakościowej temperatury wody sieciowej 135/70°C



Rys. 3b. Zmodyfikowany prostoliniowy wykres regulacji jakościowej temperatury wody sieciowej 110/70°C

Praca bloku energetycznego z mocą 180 MW

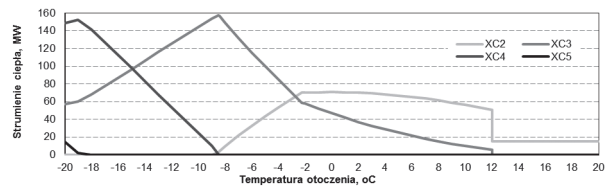
Na rysunku 4 przedstawiono porównanie przebiegów ciśnień w upustach zasilających wymienniki ciepłownicze w funkcji temperatury otoczenia przy pracy bloku energetycznego z mocą minimalną 180 MW.



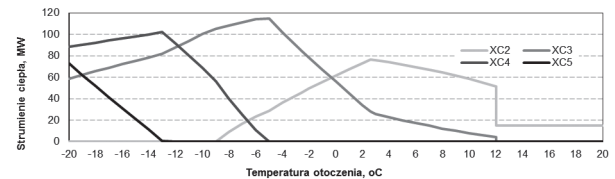
Rys. 4. Przebiegi ciśnień w upustach zasilających wymienniki ciepłownicze XC2, XC3 i XC4 przy pracy bloku energetycznego z mocą elektryczną $N_{el} = 180$ MW w funkcji temperatury otoczenia (linia ciągła – sieć 135/70°C, linia przerywana – sieć 110/70°C)

Jak można zauważyć przebiegi ciśnień w upustach A2 i A3 zasilających wymienniki XC2 i XC3, dla obu wykresów regulacyjnych, są zbliżone. Największe różnice występują w przypadku zasilania wymiennika XC4 parą z przelotni między średnio- i niskoprężną częścią turbiny.

Na rysunkach 5a,b pokazano przebiegi strumieni ciepła do wymienników ciepłowniczych w funkcji temperatury otoczenia.



Rys. 5a. Strumienie ciepła do wymienników ciepłowniczych XC2, XC3, XC4 i XC5 przy pracy bloku energetycznego z mocą elektryczną $N_{el} = 180$ MW w funkcji temperatury otoczenia dla 110/70°C

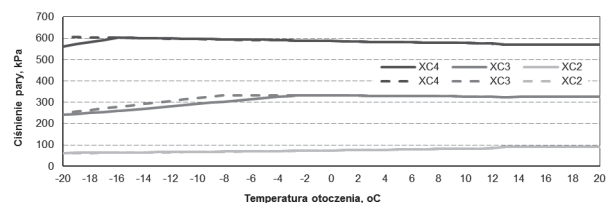


Rys. 5b. Strumienie ciepła do wymienników ciepłowniczych XC2, XC3, XC4 i XC5 przy pracy bloku energetycznego z mocą elektryczną $N_{el} = 180$ MW w funkcji temperatury otoczenia dla 135/70°C

Jak można zauważyć obniżenie znamionowych temperatur wody sieciowej prowadzi, w przypadku pracy bloku energetycznego z mocą minimalną, do większego poboru pary z upustu A3 oraz przelotni SP-NP, dzięki czemu zmniejszy się pobór pary z kolektora międzyblokowego 1,8 MPa zasilającego wymiennik XC5, co jest zjawiskiem termodynamicznie korzystnym.

Praca bloku energetycznego z mocą 380 MW

Na rysunku 6 przedstawiono porównanie przebiegów ciśnień w upustach zasilających wymienniki ciepłownicze w funkcji temperatury otoczenia przy pracy bloku energetycznego z mocą maksymalną 380 MW.

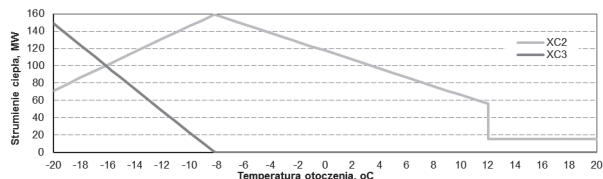


Rys. 6. Przebiegi ciśnień w upustach zasilających wymienniki ciepłownicze XC2, XC3 i XC4 przy pracy bloku energetycznego z mocą elektryczną $N_{el} = 380$ MW w funkcji temperatury otoczenia (linia przerywana – sieć 110/70°C, linia ciągła – sieć 135/70°C)

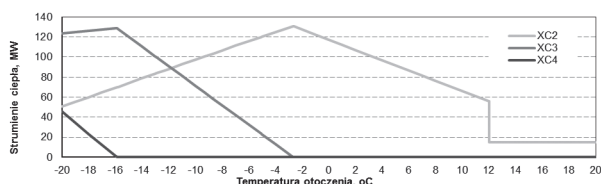
Przy pracy bloku energetycznego z mocą 380 MW przebiegi ciśnień w rurociągach zasilających wymienniki ciepłownicze są niemal identyczne dla większości zakresu temperatur otoczenia. Dla bloku współpracującego z siecią o obniżonych parametrach w przypadku podgrzewania wody do wymaganej temperatury 110°C nie jest konieczna praca wymiennika XC4. Pobór pary do wymiennika XC4 przy zasilaniu sieci o parametrach 135/70°C powoduje natomiast niewielki spadek ciśnienia dla temperatur otoczenia niższych od -16°C.

Wyniki obliczeń termodynamicznych dla całorocznej skojarzonej pracy bloku energetycznego

Na rysunkach 7a, b pokazano zależność strumienia ciepła dla wymienników ciepłowniczych w funkcji temperatury otoczenia. Jak można zauważyć przy pracy bloku energetycznego z mocą maksymalną nie ma konieczności zasilania wymienników ciepłowniczych z kolektora międzyblokowego. Obniżenie maksymalnej wartości temperatury wody gorącej ze 135°C do 110°C powoduje dodatkowo, że nie ma potrzeby pobierania pary z przelotni SP-NP.

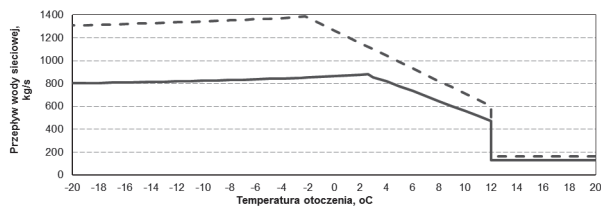


Rys. 7a. Strumienie ciepła do wymienników ciepłowniczych XC2, XC3, XC4 i XC5 przy pracy bloku energetycznego z mocą elektryczną $N_{el} = 380$ MW w funkcji temperatury otoczenia dla sieci 110/70°C



Rys. 7b. Strumienie ciepła do wymienników ciepłowniczych XC2, XC3, XC4 i XC5 przy pracy bloku energetycznego z mocą elektryczną $N_{el} = 380$ MW w funkcji temperatury otoczenia dla sieci 135/70°C

Niekorzystnym zjawiskiem towarzyszącym obniżeniu temperatury wody sieciowej z poziomu 135/70°C do poziomu 110/70°C jest wzrost przepływu wody sieciowej w całym zakresie temperatur otoczenia (rys. 8). Jest to zjawisko niekorzystne, ponieważ powoduje większe zużycie energii elektrycznej na pompowanie czynnika grzewczego.



Rys. 8. Przepływ wody sieciowej w funkcji temperatury otoczenia (linia przerywana – sieć 110/70°C, linia ciągła – sieć 135/70°C)

W tabeli 1 przedstawiono wybrane wyniki obliczeń termodynamicznych całorocznej skojarzonej pracy bloku energetycznego, współpracującego z sieciami ciepłowniczymi o parametrach 135/70°C oraz 110/70°C. Obliczenia wykonano na podstawie średniogodzinowych rzeczywistych przebiegów mocy elektrycznej, zgodnych z wymaganiami pracy w KSE oraz zapotrzebowaniem na ciepło grzejne, zgodnie z przebiegiem rzeczywistych średniogodzinowych temperatur otoczenia.

Obniżenie temperatury wody gorącej powoduje zwiększenie produkcji ciepła w wymienniku XC2 zasilanym z upustu A2 turbiny i jednocześnie zmniejszenie jej produkcji w pozostałych wymiennikach, co skutkuje wzrostem sprawności ogólnej brutto "ucieplnionego bloku" o ok. 0,04 punktu procentowego. Ponadto ograniczone zostaną straty ciepła w rurociągach ciepłowniczych dzięki czemu możliwe będzie, przy zaspokojeniu tych samych potrzeb cieplnych, dodatkowe obniżenie zużycia energii chemicznej paliwa w "ucieplnionym bloku".

Obniżenie parametrów termicznych wody sieciowej powoduje zmniejszenie się różnicy temperatur pomiędzy wodą gorącą a powrotną, co dla dostarczenia wymaganej ilości ciepła będzie się wiązało ze zwiększeniem przepływu wody sieciowej, a więc zwiększeniem mocy pomp sieciowych. Przepływ ten można ograniczyć stosując wykres regulacji jak dla sieci 135/70°C z jego załamaniem przy temperaturze wody gorącej na poziomie 110°C. Spowoduje to, że większy przepływ wody sieciowej konieczny będzie tylko przy najniższych temperaturach otoczenia. Korzystnym zjawiskiem towarzyszącym obniżeniu temperatury gorącej wody sieciowej jest o ok. 50% niższe konieczne jej ciśnienie statyczne w sieci ciepłowniczej, uniemożliwiające jej parowanie. Obniży to wymaganą moc pomp w instalacji do uzupełniania ubytków wody w sieci i tym samym utrzymywania w niej wymaganego ciśnienia statycznego.

Wniosek końcowy

Dzięki obniżeniu maksymalnej temperatury wody sieciowej gorącej z 135°C do 110°C rośnie efektywność termodynamiczna skojarzenia. Maleje bowiem zużycie energii chemicznej paliwa na produkcję tych samych ilości ciepła grzejnego i energii elektrycznej. Obniżenie parametrów wody sieciowej wymaga

Tabela 1

Porównanie rocznych wartości produkcji energii elektrycznej, zużycia energii chemicznej paliwa, produkcji ciepła w wymiennikach ciepłowniczych oraz sprawności ogólnej. Obliczenia nie uwzględniają uruchomień i odstawiń bloków

Parametry sieci	Produkcja energii elektrycznej MWh	Zużycie energii chem. przy pracy skojarzonej MWh	Zużycie energii chem. przy pracy w kondensacji MWh	Zapotrzebowanie na ciepło MWh	Produkcja ciepła w ucieplnionym bloku				Sprawność ogólna brutto %
					XC2	XC3	XC4	XC5	
					MWh	MWh	[MWh]	[MWh]	
110/70°C	2 002 067	5 100 027	4 975 074	557 722	403 312	39 831	1 646	0	47,98
135/70°C	2 002 067	5 103 014	4 975 074	557 722	385 799	55 219	3 665	104	47,94

jednak zwiększenia nakładów inwestycyjnych na wymienniki ciepła o zwiększonych wówczas powierzchniach i na pompy wody sieciowej o zwiększonych mocach oraz dodatkowego kosztu energii elektrycznej do ich napędu. Należy przy tym pamiętać, że przyrosty rocznych kosztów związanych ze zwiększonymi nakładami inwestycyjnymi to tylko kilkanaście procent wartości przyrostu tych nakładów. Są to przyrosty rocznej amortyzacji oraz kosztów konserwacji i remontów.

W analizowanym przypadku roczne zmniejszenie zużycia energii chemicznej węgla w wysokości $\Delta E_{ch} = 5\,103\,014 - 5\,100\,027 = 2987$ MWh/a = 10 753 GJ/a (tab. 1) daje zmniejszenie rocznego kosztu spalane go w bloku węgla przy jego aktualnej cenie $e_{pal} = 11,2$ PLN/GJ zaledwie o wartość ok. 120 400 PLN/a. Nawet przy uwzględnieniu dodatkowych korzyści ekologicznych i zmniejszonych opłat środowiskowych wartość ta może być

mniejsza od sumy wartości wszystkich przyrostów rocznych kosztów. Obniżenie zatem parametrów termicznych wody sieciowej może być ekonomicznie nieuzasadnione.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Bartnik R., Buryń Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer-Verlag London 2011.
- [2] Bartnik R., Buryń Z.: Cogeneration in a power plant with 370 MW power units operating in Polish Power System. *Rynek Energii* 2013, nr 6 (109).



Ewelina Böhm, Marta Kurek, Tadeusz Łagoda,
Politechnika Opolska,
Wydział Mechaniczny, Katedra Mechaniki i Podstaw Konstrukcji Maszyn
Grzegorz Junak, Marek Cieśla
Politechnika Śląska,
Wydział Inżynierii Materiałowej i Metalurgii, Instytut Technologii Metali,
Zakład Mechaniki i Przeróbki Plastycznej

Kumulacja uszkodzeń zmęczeniowych stali w jednoosiowym stanie obciążenia z uwzględnieniem historii odkształceń¹⁾

Fatigue damage accumulation of steel in uniaxial loading state and high temperature taking into account the strain history

Najpowszechniej stosowaną liniową hipotezę sumowania uszkodzeń zmęczeniowych sformułował Palmgren badając łożyska kulkowe [1]. Zakłada ona, że przy stałoamplitudowym naprężeniu każdy cykl tak samo przyczynia się do powstania uszkodzeń [2]. Z uwagi na swą prostotę jest to obecnie najczęściej stosowana hipoteza w środowiskach inżynierskich, jak również w programach do obliczeń zmęczeniowych. Obecnie najczęściej w obliczeniach zmęczeniowych stosowana jest hipoteza Palmgrena zmodyfikowana przez Minerę, która powszechnie nazywana jest hipotezą Palmgrena-Minera [3]

¹⁾ Omawianą pracę wykonano w ramach grantu NCN nr 2011/01/B/ST8/06850

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{N_{fi}} = 1, \quad (1)$$

gdzie: N_{fi} jest liczbą cykli z charakterystyki zmęczeniowej odpowiadającą danej amplitudzie naprężenia (σ_{ai}) – charakterystyka Wöhlera lub Basquina lub odkształcenia (ϵ_{ai}) – charakterystyka Mansona-Coeffina-Basquina.

Można wyróżnić kilka przykładowych nieliniowych metod kumulacji uszkodzeń, jak na przykład: hipoteza Cortena-Dolana [4], hipoteza Masona-Halforda [5].

W niniejszym artykule przedstawiono hipotezę kumulacji uszkodzeń zmęczeniowych z wykorzystaniem tzw. pamięci