ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1989

Seria: ENERGETYKA z. 106 Nr kol. 998

Jacek MARECKI

Politechnika Gdańska

GOSPODARKA SKOJARZONA CIEPLNO-ELEKTRYCZNA

Streszczenie. Gospodarka skojarzona w energetyce polega na jednoczesnym wytwarzaniu energii elektrycznej i cieplnej w elektrociepłowniach. W pracy omówiono główne przemiany energetyczne, występujące w układzie skojarzonym na przykładzie obiegu przeciwprężnego. Podano sposób obliczania mocy i energii elektrycznej i cieplnej, wytwarzanej w elektrociepłowni przeciwprężnej. Określono koszty roczne wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w układzie skojarzonym oraz koszty roczne wytwarzania obu rodzajów energii w równoważnym układzie rozdzielonym. Przeprowadzono nową analizę czynników decydujących o granicy opłacalności gospodarki skojarzonej, która zależy od względnej różnicy kosztów rocznych pomiędzy układem rozdzielonym i skojarzonym.

1. PRZEMIANY ENERGETYCZNE W UKŁADZIE SKOJARZONYM

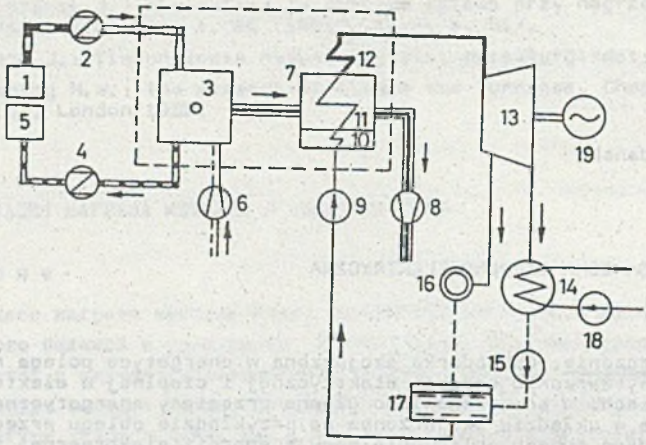
Gospodarka skojarzona w energetyce polega na jednoczesnym (zespolonym) wytwarzaniu energii elektrycznej oraz energii cieplnej w postaci pary niskoprężnej lub wody gorącej. Urządzenia energetyczne, służące do zespolonego wytwarzania obydwóch rodzajów energii, tworzą układ skojarzony, w którym zachodzą odpowiednie przemiany energetyczne.

Przemiana energii chemicznej, zawartej w paliwie, na energię cieplną spalin, a następnie na energię cieplną pary wodnej, odbywa się w wysokoprężnych kotłach parowych. Dalsze przemiany tej energii na energię mechaniczną i elektryczną oraz energię cieplną pary niskoprężnej następują w turbozespołach, które składają się z turbin parowych i prądnic synchronicznych. Wodę gorącą otrzymuje się w zespole podgrzewaczy zasilanych parą niskoprężną albo w osobnych kotłach wodnych.

Przemiany energetyczne, zachodzące w układzie skojarzonym, przedstawiono graficznie w postaci schematu blokowego na rys. 1. Na schemacie tym wyodrębniono następujące obiegi głównych nośników energii w układzie:

1) obieg paliwa - od składu paliwa 1 poprzez urządzenia nawęglające 2, komorę paleniskową kotła 3 i urządzenie odpopielające 4, do składu żużlu i popiołu 5,

2) obieg powietrza i spalin - od wentylatorów powietrza 6, poprzez powierzchnie ogrzewalne kotła 7 i wentylatory ciągu 8, do komina;



Rys. 1. Schemat blokowy przemian energetycznych w układzie skojarzonym

1 - skład paliwa, 2 - urządzenia nawęglające, 3 - komora paleniskowa kotła, 4 - urządzenia odpopielające, 5 - skład żużlu i popiołu, 6 - wentylatory powietrza, 7 - powierzchnie ogrzewalne kotła, 8 - wentylatory ciągu, 9 - pompa wody zasilającej, 10 - spalinowy podgrzewacz wody, 11 - parownik kotła, 12 - przegrzewacz pary, 13 - turbina parowa, 14 - skraplacz, 15 - pompa skroplin, 16 - odbiornik ciepła, 17 - zbiornik wody zasilającej, 18 - pompa wody chłodzącej, 19 - prądnica

Fig. 1. Block scheme of energy conversion in associated system

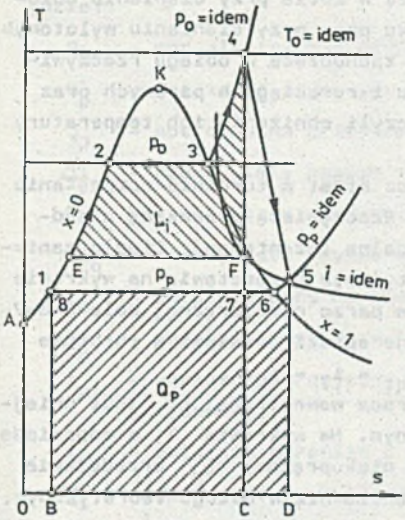
1 - fuel store, 2 - coaling installation, 3 - combustion chamber, 4 - ash removal installation, 5 - ash and slag store, 6 - air fans, 7 - boiler heating surfaces, 8 - thrust fans, 9 - feeding water pumps, 10 - combustion products water heater, 11 - boiler evaporator, 12 - steam superheater, 13 - steam turbine, 14 - steam condenser, 15 - condensate pump, 16 - heat receiver, 17 - feeding water tank, 18 - cooling water pump, 19 - current generator

3) główny obieg parowo-wodny - od pompy zasilającej 9, poprzez urządzenia kotłowe 10, 11 i 12, turbinę parową 13, skraplacz 14 i pompę skroplin 15, do zbiornika 17,

4) obieg wody chłodzącej ze skraplaczem 14 i pompą wody chłodzącej 18 - otwarty, zamknięty lub mieszany.

Urządzenia tworzące układy skojarzone instaluje się w elektrociepłowniach. Podziału elektrociepłowni dokonuje się w zależności od rodzaju turbin parowych, które mogą być przeciwprężne, upustowo-przeciwprężne i upustowo-kondensacyjne. Elektrociepłownie można także dzielić na zawodowe, które zasilają sieci ciepłownicze w energię cieplną głównie do celów grzejnych oraz przemysłowe, które oddają energię cieplną głównie do celów technologicznych.

Obieg parowy, realizowany w elektrociepłowni z turbinami przeciwprężnymi, nazywa się obiegiem przeciwprężnym. Rysunek 2 przedstawia ten obieg na wykresie T, s, a rys. 3 - ten sam obieg na wykresie i, s. Na rys. 4 przedstawiono uproszczony schemat cieplny elektrociepłowni przeciwprężnej.

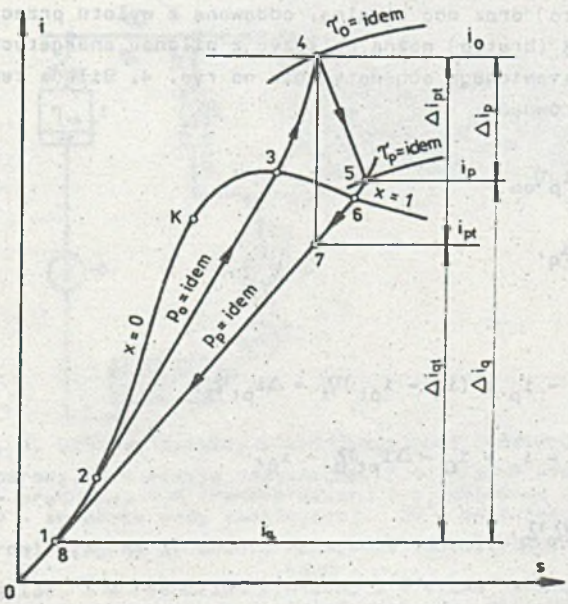


Rys. 2. Obieg przeciwprężny w układzie T, s

Fig. 2. Counter-pressure cycle in T, s coordinate system

Pokazany na obydwóch wykresach entropowych teoretyczny obieg parowy składa się z następujących przemian:

- izobaryczne podgrzanie 1-2 w spalinowym podgrzewaczu wody,
- izobaryczne (izotermiczne) odparowanie 2-3 w parowniku kotła,
- izobaryczne przegrzanie 3-4 w przegrzewaczu pary,
- adiabatyczne rozprężanie pary 4-5 w turbinie, stanowiące przemianę nieodwracalną,
- izobaryczne ochładzanie pary 5-6 do stanu nasycenia,
- izobaryczne (izotermiczne) skraplanie pary 6-7-8 w odbiorniku pary,
- izentropowe pompowanie wody 8-1 w pompie, przy czym na rys. 2 i 3 założono, że punkty 8 i 1 pokrywają się ze względu na bardzo mały przyrost entalpii wody w pompie.



Rys. 3. Obieg przeciwprężny w układzie i, s

Fig. 3. Counter-pressure cycle in i, s coordinate system

Pierwsze trzy przemiany 1-2-3-4 zachodzą w kotle przy ciśnieniu dolotowym p_0, a przemiany 5-6-7-8 w odbiorniku pary przy ciśnieniu wylotowym (przeciwciśnieniu) p_p. Pominięto przy tym zachodzące w obiegu rzeczywistym straty ciśnienia pary w przegrzewaczu i rurociągach parowych oraz przechłodzenie skroplin pary odbieranej, czyli obniżenie ich temperatury w stosunku do temperatury nasycenia.

W teoretycznym obiegu przeciwprężnym bez strat w turbinie rozprężanie pary odbywa się po linii 4-7 zamiast 4-5. Rzeczywistą przemianę nieodwracalną zastępuje wówczas adiabata odwracalna (izentropa). Ciepło zamienione na pracę mechaniczną w obiegu teoretycznym przedstawia na wykresie T, s pole 1-2-3-4-7-8-1, a ciepło oddane w parze niskoprężnej pole B-8-7-C-B. Na wykresie i, s pokazano teoretyczne spadki entalpii w turbinie $\Delta i_{pt} = i_4 - i_7$ oraz w odbiorniku pary $\Delta i_{qt} = i_7 - i_8$.

W rzeczywistym obiegu przeciwprężnym praca wewnętrzna L_i jest mniejsza od pracy wykonanej w obiegu teoretycznym. Na wykresie T, s odpowiada jej pole E-2-3-4-F-E. Ciepło oddane parze niskoprężnej Q_p przedstawia pole B-8-7-6-5-D-C-B, które jest nieco większe niż w obiegu teoretycznym. Na wykresie i, s pokazano odpowiednie rzeczywiste spadki entalpii w turbinie $\Delta i_p = i_4 - i_5$ oraz z odbiornika pary $\Delta i_q = i_5 - i_8$.

2. MOC I ENERGIA W ELEKTROCIEPŁOWNI PRZECIWPRĘŻNEJ

Moc elektryczną, wytwarzaną w układzie przeciwprężnym na zaciskach prądnicy (brutto) oraz moc cieplną, oddawaną z wylotu przeciwprężnego turbiny parowej (brutto) można obliczyć z bilansu energetycznego turbozespołu, przedstawionego schematycznie na rys. 4. Bilans ten jest określony układem równań:

$$P_p = D_p \Delta i_p \eta_{em}, \tag{1}$$

$$Q_p = D_p \Delta i_q, \tag{2}$$

przy czym:

$$\Delta i_p = i_0 - i_p = (i_0 - i_{pt})\eta_i = \Delta i_{pt}\eta_i, \tag{3}$$

$$\Delta i_q = i_p - i_q = i_0 - \Delta i_{pt}\eta_i - i_q, \tag{4}$$

$$\eta_{em} = \eta_m \eta_p \eta_q. \tag{5}$$

gdzie:

P_p - moc elektryczna przeciwprężna (brutto), kW;

D_p - natężenie przepływu pary przez turbinę, kg/s;

Q_p - moc cieplna przeciwprężna (brutto), kJ/s;

Δi_p - rzeczywisty spadek entalpii w turbinie, kJ/kg;

Δi_{pt} - teoretyczny spadek entalpii w turbinie;

Δi_q - rzeczywisty spadek entalpii w odbiorniku pary;

i_0 - entalpia pary na wlocie do turbiny;

i_p - entalpia pary na wylocie z turbiny;

i_{pt} - wartość teoretyczna entalpii wylotowej przy przemianie izentropowej;

i_q - entalpia skroplin z pary oddawanej;

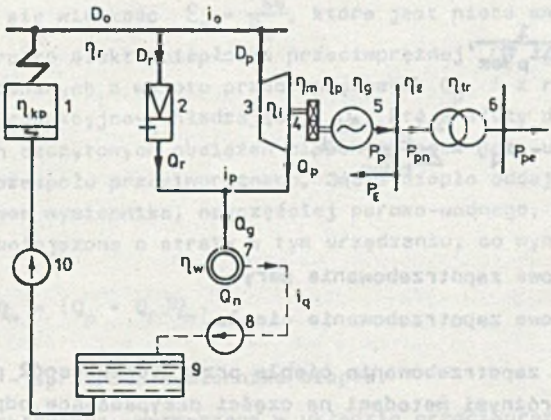
η_i - sprawność wewnętrzna turbiny;

η_{em} - sprawność elektromechaniczna turbozespołu;

η_m - sprawność mechaniczna;

η_p - sprawność przekładni;

η_g - sprawność prądnicy.



Rys. 4. Schemat cieplny elektrociepłowni przeciwprężnej

1 - kocioł parowy, 2 - stacja redukcyjna, 3 - turbina parowa, 4 - przekładnia, 5 - prądnica, 6 - transformator, 7 - odbiornik ciepła, 8 - pompa skroplin, 9 - zbiornik wody zasilającej, 10 - pompa wody zasilającej

Fig. 4. Thermal diagram of counter-pressure thermal-electric power station

1 - steam boiler, 2 - reduction station, 3 - steam turbine, 4 - transmission, 5 - current generator, 6 - transformer, 7 - heat receiver, 8 - condensate pump, 9 - feeding water tank, 10 - feeding water pump

W teoretycznym, zamkniętym obiegu przeciwprężnym, który przedstawiono na rys. 2 i 3, nie uwzględnia się strat skroplin, a we wzorze (4) jako entalpię skroplin i_q przyjmuje się wartość entalpii wody w stanie nasycenia przy ciśnieniu p_p. Natomiast w rzeczywistym obiegu przeciwprężnym występują straty skroplin, które mogą wynosić kilkadziesiąt procent. Zamiast entalpii skroplin i_q przyjmuje się wówczas średnią ważoną:

$$i_w = \frac{D_z i_z + D_d i_d}{D_z + D_d}, \tag{6}$$

gdzie:

D_z - natężenie przepływu skroplin zwrotnych, wracających do obiegu po odjęciu strat,

i_z - entalpia skroplin zwrotnych, wracających do obiegu,

D_d - natężenie przepływu wody dodatkowej, uzupełniającej straty skroplin w obiegu,

i_d - entalpia wody dodatkowej.

Na podstawie bilansu energetycznego można obliczyć jednostkowe zapotrzebowanie pary i ciepła przez turbozespół przeciwprężny, odniesione do mocy oddawanej brutto

$$d_p = \frac{D_p}{P_p} = \frac{1}{\Delta i_p \eta_{em}}, \tag{7}$$

$$q_p = d_p(i_0 - i_q) = \frac{\Delta i_p + \Delta i_q}{\Delta i_p \eta_{em}}, \tag{8}$$

przy czym:

d_p - jednostkowe zapotrzebowanie pary,

q_p - jednostkowe zapotrzebowanie ciepła.

Przedstawione zapotrzebowanie ciepła przez turbozespół przeciwprężny można podzielić różnymi metodami na części przypadające odpowiednio na wytworzoną moc elektryczną i cieplną. Przy tzw. fizycznej metodzie podziału część przypadająca na moc elektryczną wynosi:

$$q_{pe} = d_p(i_0 - i_p) = \frac{1}{\eta_{em}}. \tag{9}$$

Jednostkowe zapotrzebowanie ciepła na wytwarzanie mocy przeciwprężnej zależy wówczas wyłącznie od sprawności elektromechanicznej turbozespołu η_{em}, a nie zależy od sprawności wewnętrznej turbiny η_i. Można to również

wyjaśnić na wykresie i, s (rys. 3), z którego wynika, że różnica entalpii $i_5 - i_7$ powstała na skutek strat cieplnych w turbinie nie oznacza ciepła traconego na zewnątrz, jak w obiegu kondensacyjnym, lecz odpowiada przyrostowi ciepła oddawanego do odbiorników pary.

Jako moc elektryczną netto elektrociepłowni przeciwprężnej P_{pn} określa się różnicę między mocą brutto P_p na zaciskach prądnicy i mocą zużytą na potrzeb własne P_ε (rys. 4). Moc oddawana do układu elektroenergetycznego P_{pe} jest jeszcze pomniejszona o straty w transformatorze blokowym. Zależności te można określić wzorem:

$$P_{pe} = P_{pn}\eta_{tr} = P_p\eta_\varepsilon\eta_{tr} = P_p(1 - \varepsilon)\eta_{tr}, \tag{10}$$

przy czym:

$\varepsilon = \frac{P_\varepsilon}{P_p}$ - względne zużycie mocy na potrzeby własne,

η_{tr} - sprawność transformatora blokowego.

Moc elektryczną P_ε, zużytą na potrzeby własne w elektrociepłowni, można podzielić na dwie części: $P_{\varepsilon e}$ - moc zużytą na potrzeby własne, związane z wytwarzaniem mocy elektrycznej oraz $P_{\varepsilon c}$ - moc zużytą na potrzeby własne, związane z wytwarzaniem mocy cieplnej i uważane za odbiór zewnętrzny.

W takim przypadku jako względne zużycie mocy na potrzeby własne elektryczne uważa się wielkość $\varepsilon_e = \frac{P_{\varepsilon e}}{P_p}$, która jest nieco mniejsza od ε.

Moc cieplna brutto elektrociepłowni przeciwprężnej Q_b jest sumą mocy cieplnych, oddawanych z wylotu przeciwprężnego Q_p i z równolegle połączonej stacji redukcyjno-schładzającej Q_r, która służy do pokrywania krótkotrwałych szczytowych obciążeń cieplnych oraz jako urządzenie rezerwowe dla turbozespołu przeciwprężnego. Jeśli ciepło oddaje się odbiorcom za pośrednictwem wymiennika, najczęściej parowo-wodnego, to moc cieplna netto jest pomniejszona o straty w tym urządzeniu, co wynika z zależności:

$$Q_n = Q_b\eta_w = (Q_p + Q_r)\eta_w, \tag{11}$$

przy czym η_w - sprawność wymiennika ciepła.

Energię elektryczną, wytwarzaną w układzie przeciwprężnym brutto, oblicza się na podstawie odpowiedniej wartości mocy (szczytowej lub znamionowej) oraz czasu użytkowania tej mocy ze wzoru:

$$A_p = P_{ps}T_{ps} = P_{ps}m_pT, \tag{12}$$

w którym:

A_p - energia elektryczna brutto, MW·h/a;

P_{ps} - szczytowa moc elektryczna na zaciskach turbozespołu przeciwprężnego, MW;

T_{ps} - roczny czas użytkowania szczytowej mocy przeciwprężnej, h/a;

m_p - stopień obciążenia mocą przeciwprężną; T = 8760 h/a.

Energię cieplną, oddawaną z wylotu przeciwprężnego, oblicza się analogicznie na podstawie odpowiedniej wartości mocy cieplnej, przy czym można w przybliżeniu założyć, że czas użytkowania tej mocy jest równy czasowi użytkowania przeciwprężnej mocy elektrycznej, a zatem

$$W_p = Q_{ps}T_{ps}, \tag{13}$$

przy czym:

W_p - energia cieplna z wylotu przeciwprężnego, MJ/a;

Q_{ps} - szczytowa moc cieplna z tego wylotu, MJ/s;

T_{ps} - roczny czas użytkowania szczytowej mocy przeciwprężnej, s/a.

Dla obliczenia całkowitej energii cieplnej, oddawanej z elektrociepłowni brutto W_b oraz netto W_n, należy do energii oddawanej z wylotu przeciwprężnego W_p dodać energię oddawaną ze stacji redukcyjno-schładzającej W_r, a zatem:

$$W_n = W_b\eta_w = (W_p + W_r)\eta_w, \tag{14}$$

przy czym

$$W_r = Q_{rs}T_{rs}, \tag{15}$$

gdzie:

Q_{rs} - szczytowa moc cieplna stacji redukcyjno-schładzającej,

T_{rs} - roczny czas użytkowania powyższej mocy szczytowej, s/a.

3. KOSZTY ROCZNE WYTWARZANIA ENERGII

W analizach techniczno-ekonomicznych w zakresie skojarzonej gospodarki energetycznej i w pracach planowo-projektowych w energetyce jako metodę obliczeń ekonomicznych stosuje się metodę kosztów rocznych, opracowaną przez były Komitet Elektryfikacji Polski PAN w 1960 r. i przyjętą w pracach naukowo-badawczych oraz w publikacjach naukowo-technicznych z ostat-

nich lat, zarówno książkowych, jak i periodycznych. Metodę tę stosuje się w szczególności przy porównywaniu wariantów w celu określenia wariantu optymalnego, któremu odpowiada minimum kosztów rocznych.

Koszty roczne skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w elektrociepłowni, podobnie jak koszty roczne niezależnego wytwarzania obu rodzajów energii w równoważnym układzie rozdzielonym, obejmują następujące składniki:

$$K = K_{rr} + K_e, \tag{16}$$

$$K_{rr} = rK_{nd} = \frac{p(1+p)^N}{(1+p)^N - 1} K_{nd}, \tag{17}$$

$$K_e = K_{es} + K_{ez}, \tag{18}$$

$$K_{es} = r_e K_n, \tag{19}$$

$$K_{ez} = c_p S, \tag{20}$$

$$K_{nd} = k_{zn} K_n, \tag{21}$$

przy czym:

K_{rr} - roczne koszty rozszerzonej reprodukcji, zł/a;

K_e - roczne koszty eksploatacyjne, zł/a;

K_{es} - roczne koszty eksploatacyjne stałe, zł/a;

K_{ez} - roczne koszty eksploatacyjne zmienne, zł/a;

r - współczynnik reprodukcji rozszerzonej;

p - współczynnik odpisu akumulacyjnego;

N - liczba lat eksploatacji;

r_e - współczynnik rocznych stałych kosztów eksploatacyjnych, obejmujących koszty remontów kapitalnych i bieżących, koszty obsługi ze świadczeniami socjalnymi i koszty administracyjne;

k_{zn} - współczynnik zamrożenia nakładów inwestycyjnych;

K_n - całkowite nakłady inwestycyjne bez zamrożenia, zł;

K_{nd} - zdyskontowane nakłady inwestycyjne z uwzględnieniem zamrożenia w okresie budowy, zł;

c_p - cena wskaźnikowa paliwa umownego, zł/t;

S - roczne zużycie paliwa umownego, t/a.

Podstawiając koszty eksploatacyjne z (18) do (16), otrzymuje się całkowite koszty roczne jako sumę trzech składników:

$$K = K_{rr} + K_{es} + K_{ez}. \tag{22}$$

Koszty roczne można również przedstawić jako sumę rocznych kosztów stałych K_s i zmiennych K_z

$$K = K_s + K_z, \tag{23}$$

przy czym:

$$K_s = K_{rr} + K_{es}, \tag{24}$$

$$K_z = K_{ez}. \tag{25}$$

Obliczając kolejno koszty roczne K dla rozpatrywanej elektrociepłowni (EC) oraz zastępczej elektrowni kondensacyjnej (EK) i zastępczej kotłowni (ciepłowni) (KC), można określić różnicę kosztów rocznych ΔK na korzyść układu skojarzonego

$$\Delta K = K_{EK} + K_{KC} - K_{EC}. \tag{26}$$

Warunkiem opłacalności gospodarki skojarzonej jest więc $\Delta K > 0$.

4. ANALIZA CZYNNIKÓW DECYDUJĄCYCH O GRANICY OPŁACALNOŚCI GOSPODARKI SKOJARZONEJ

Jako podstawę do analizy czynników decydujących o granicy opłacalności gospodarki skojarzonej przyjęto różnicę kosztów rocznych ΔK, określoną wzorem (26), którą odniesiono do kosztów rocznych wytwarzania energii cieplnej w zastępczej kotłowni (ciepłowni).

W wyniku obliczeń kosztów rocznych otrzymano więc funkcję kryterium w postaci względnej różnicy kosztów pomiędzy gospodarką rozdzieloną i skojarzoną $\Delta K/K$, przy czym

$$\frac{\Delta K}{K} = \frac{K_{EK} + K_{KC} - K_{EC}}{K_{KC}}. \tag{27}$$

Ponieważ mianownik we wzorze (27) jest wielkością dodatnią dla określenia znaku funkcji $\Delta K/K$ wystarczy zbadać znak licznika. Jeśli gospodarka skojarzona jest opłacalna, to $\Delta K > 0$ i funkcja kryterium ma znak dodatni, a w przypadku przeciwnym $\Delta K < 0$ otrzymuje się znak ujemny.

Miejsca zerowe funkcji kryterium odpowiadają granicznym warunkom opłacalności elektrociepłowni.

Obliczenia względnej różnicy kosztów $\Delta K/K$, wynikającej z porównania gospodarki skojarzonej z rozdzieloną, przeprowadzono za pomocą specjalnego programu komputerowego, który pozwala na szybkie wielokrotne powtórzenie obliczeń w różnych wariantach zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną przy różnych układach urządzeń energetycznych. Program ten umożliwia wykonanie obliczeń dla następujących zestawów głównych wielkości wyjściowych:

- różnych parametrów pary świeżej, tj. ciśnienia i temperatury na wlocie do turbiny,
- różnych wartości przeciwciśnienia na wylocie z turbiny,
- różnych kombinacji wydajności znamionowych kotłów parowych D_{kpn} w elektrociepłowni i wskaźników udziału ciepła technologicznego u_{ts} w szczytowym obciążeniu cieplnym.

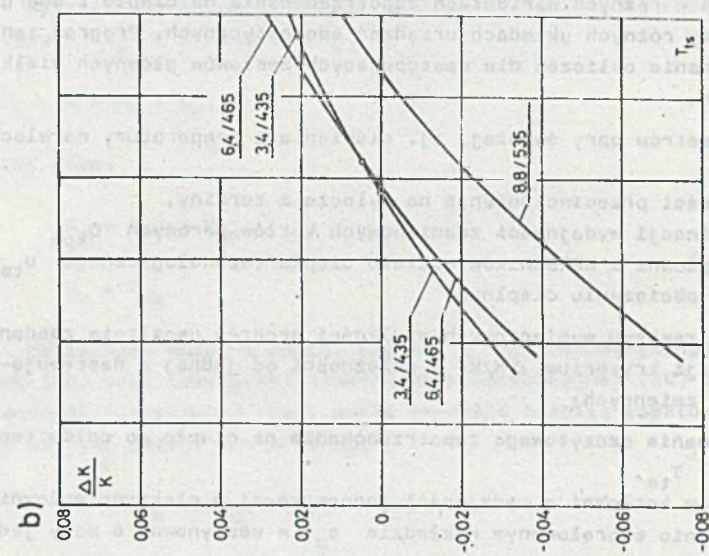
Dla każdego zestawu wymienionych wielkości program umożliwia zbadanie przebiegu funkcji kryterium $\Delta K/K$ w zależności od jednej z następujących wielkości zmiennych:

- czasu użytkowania szczytowego zapotrzebowania na ciepło do celów technologicznych T_{ts},
- nakładu c_k w kotłowni o wydajności jednostkowej w elektrociepłowni przy odpowiednio skorelowanym nakładzie c_m w maszynowni o mocy jednostkowej,
- ceny paliwa umownego c_p w elektrociepłowni przy tej samej lub innej cenie paliwa umownego w równoważnej elektrowni kondensacyjnej,
- stopy odpisu akumulacyjnego p, której wysokość decyduje o względnej wielkości kosztów stałych wytwarzania.

Dodatkowo można obliczyć w każdym wariancie taką wartość badanej wielkości zmiennej, przy której funkcja kryterium przyjmuje wartość zero, co odpowiada granicy opłacalności gospodarki skojarzonej.

Za pomocą opisanego wyżej programu wykonano obliczenia dla elektrociepłowni przeciwprężnych, obejmujących po dwa jednakowe kotły o wydajności znamionowej D_{kpn} kolejno 32, 70 i 140 t/h oraz jedną turbinę przeciwprężną odpowiedniej mocy. Przykładowe wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 5-8.

Na rys. 5 pokazano zależność funkcji kryterium od czasu użytkowania $\Delta K/K = f(T_{ts})$ dla układu 2·32 t/h przy udziale ciepła technologicznego w szczytowym obciążeniu cieplnym wynoszącym $u_{ts} = 0,5$ oraz różnych zestawach parametrów p_0, t_0 pary świeżej i przeciwciśnieniu p_p odpowiednio równym 0,25 MPa i 0,8 MPa. Czas użytkowania T_{ts} zmieniano w granicach od 2000 h/a do 6000 h/a, przy pozostałych wielkościach ustalonych na jednym poziomie. W obliczeniach przyjęto jednostkowy nakład inwestycyjny $c_m = 120 \cdot 10^6$ zł/MW, cenę paliwa umownego $c_p = 5000$ zł/t i stopę odpisu akumulacyjnego $p = 0,08$.



Rys. 5. Opłacalność elektrociepłowni przeciwprężnej z 2 kotłami po 32 t/h, przy u_{tg} = 0,5, w zależności od czasu użytkowania szczytowego zapotrzebowania na ciepło technologiczne a) przy p_p = 0,25 MPa, b) przy p_p = 0,8 MPa

Fig. 5. Counter-pressure thermal-electric power station with 2 boilers 32 t/h worthwhileness while u_{tg} = 0,5 as a function of usability time of top demand for technology heat a) p_p = 0,25 MPa, b) p_p = 0,8 MPa

Wartości graniczne $(T_{ts})_O$ dla poszczególnych parametrów dolotowych pary oraz punkty przecięcia się krzywych, odpowiadających różnym parametrom, oznaczono kółkami. Z wykresów tego typu można wyciągnąć następujące wnioski:

1) opłacalność gospodarki skojarzonej rośnie ze wzrostem czasu użytkowania T_{ts},

2) graniczna wartość czasu użytkowania $(T_{ts})_O$, przy której gospodarka skojarzona jest opłacalna, rośnie ze wzrostem parametrów dolotowych i wylotowych turbiny przeciwprężnej,

3) optymalne parametry pary na wlocie do turbiny w rozpatrywanym układzie 2 kotłów po 32 t/h przy u_{ts} = 0,5 wynoszą 3,4 MPa 435°C, przy małym czasie użytkowania T_{ts}, a dla większych wartości T_{ts} wzrastają do 6,4 MPa 465°C.

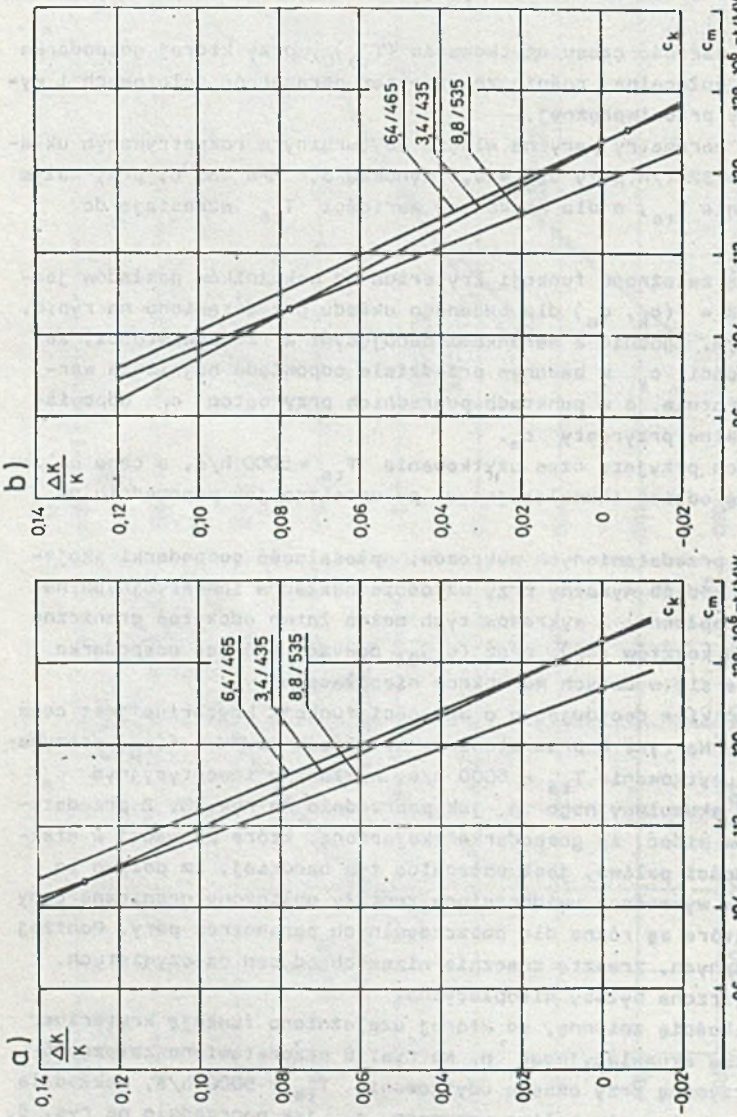
Drugą kolejną zależność funkcji kryterium od wskaźników nakładów jednostkowych $\Delta K/K = f(c_k, c_m)$ dla badanego układu przedstawiono na rys.6. Założono przy tym, zgodnie z warunkami panującymi w rzeczywistości, że najniższej wartości c_k w badanym przedziale odpowiada najniższa wartość c_m i odwrotnie, a w punktach pośrednich przyrostom c_k odpowiadają proporcjonalne przyrosty c_m.

W obliczeniach przyjęto czas użytkowania T_{ts} = 5000 h/a, a cenę paliwa umownego i stopę odpisu akumulacyjnego p ustalono jak poprzednio na rys. 5.

Jak wynika z przedstawionych wykresów, opłacalność gospodarki skojarzonej maleje w sposób wyraźny przy wzroście nakładów inwestycyjnych na budowę elektrociepłowni. Z wykresów tych można łatwo odczytać graniczne wartości poziomu kosztów $(c_k)_O$ oraz $(c_m)_O$, powyżej których gospodarka skojarzona staje się w danych warunkach nieopłacalna.

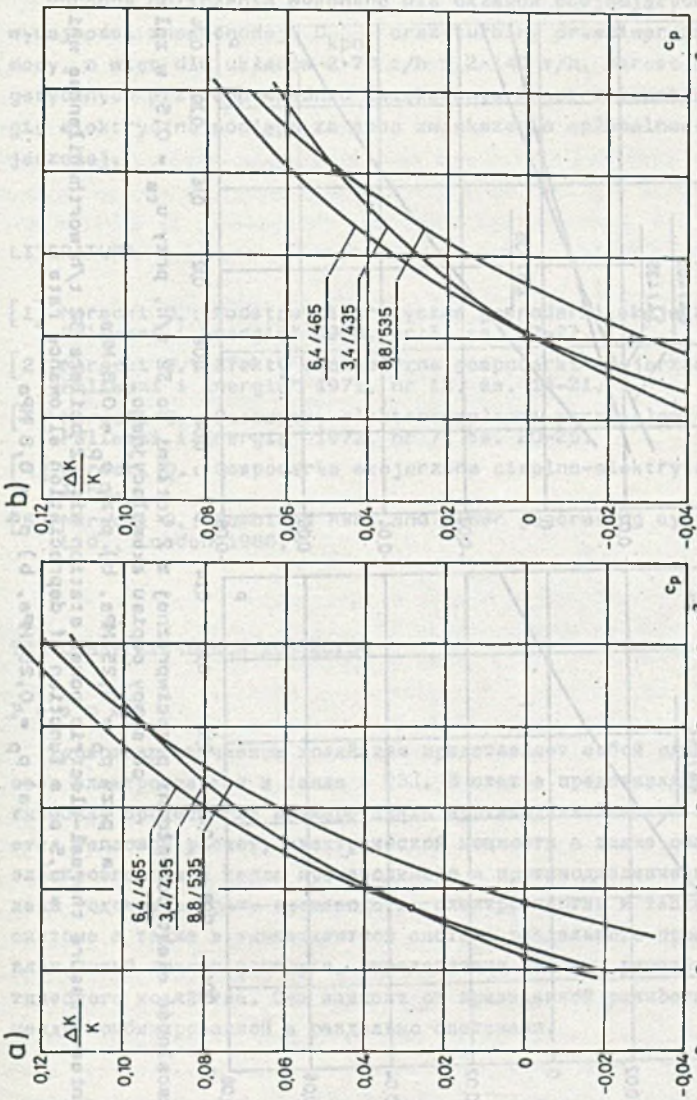
Trzecim czynnikiem decydującym o wartości funkcji kryterium jest cena paliwa umownego. Na rys. 7 przedstawiono zależność $\Delta K/K = f(c_p)$ otrzymaną przy czasie użytkowania T_{ts} = 5000 h/a, nakładzie inwestycyjnym c_m i stopie odpisu akumulacyjnego p jak poprzednio na rys. 5. Z przedstawionych wykresów widać, że gospodarka skojarzona, która prowadzi w efekcie do oszczędności paliwa, jest opłacalna tym bardziej, im paliwo to jest droższe. Na wykresach uwidocznione zostały obliczone graniczne ceny paliwa $(c_p)_O$, które są różne dla poszczególnych parametrów pary. Poniżej tych cen granicznych, zresztą znacznie niższych od cen rzeczywistych, gospodarka skojarzona byłaby nieopłacalna.

Czwartą wielkością zmienną, od której uzależniono funkcję kryterium, jest stopa odpisu akumulacyjnego p. Na rys. 8 przedstawiono zależność $\Delta K/K = f(p)$ otrzymaną przy czasie użytkowania T_{ts} = 5000 h/a, nakładzie inwestycyjnym c_m i cenie paliwa umownego c_p jak poprzednio na rys. 5. Jak widać z wykresów, opłacalność gospodarki skojarzonej zależy w istotny sposób od stopy odpisu akumulacyjnego, tj. maleje ze wzrostem tej stopy. Przy wartościach p parokrotnie przekraczających przyjętą w pozostałych



Rys. 6. Opłacalność elektrociepłowni przeciwprężnej z 2 kotłami po 32 t/h, przy u_{ts} = 0,5, w zależności od wskaźników nakładów inwestycyjnych w kotłowni i maszynowni
a) przy p_p = 0,25 MPa, b) przy p_p = 0,8 MPa

Fig. 6. Counter-pressure thermal-electric power station with 2 boilers 32 t/h worthwhileness while u_{ts} = 0,5 as a function of investment outlay indes in boiler-room and in engine-room
a) p_p = 0,25 MPa, b) p_p = 0,8 MPa

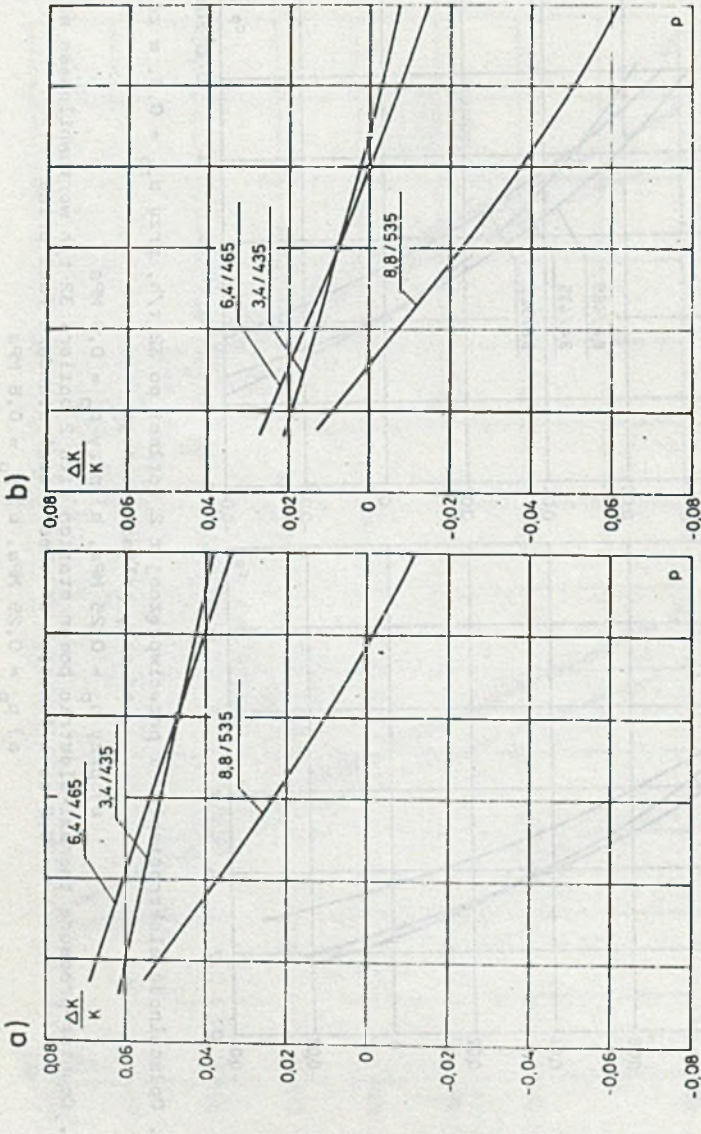


Rys. 7. Opłacalność elektrociepłowni przeciwprężnej z 2 kotłami po 32 t/h, przy u_{ts} = 0,5, w zależności od ceny paliwa umownego

a) przy p_p = 0,25 MPa, b) przy p_p = 0,8 MPa

Fig. 7. Counter-pressure thermal-electric power station with 2 boilers 32 t/h worthwhileness while u_{ts} = 0,5 as a function of theoretical standard fuel price

a) p_p = 0,25 MPa, b) p_p = 0,8 MPa



Rys. 8. Opłacalność elektrociepłowni przeciwprężnej z 2 kotłami po 32 t/h, przy u_{ts} = 0,5, w zależności od stopy odpisu akumulacyjnego

a) przy p_p = 0,25 MPa, b) przy p_p = 0,8 MPa

Fig. 8. Counter-pressure thermal-electric power station with 2 boilers 32 t/h worthwhileness while u_{ts} = = 0,5 as a function of depreciation allowance rate

a) p_p = 0,25 MPa, b) p_p = 0,8 MPa

wariantach obliczeń stopę p = 0,08 oszczędności w kosztach zmiennych wytwarzania, spowodowane mniejszym zużyciem paliwa w gospodarce skojarzonej, zostają zniweczone przez znaczny wzrost kosztów stałych, zależnych od stopy p.

Podobne obliczenia wykonano dla układów obejmujących kotły o innej wydajności znamionowej D_{kpn} oraz turbiny przeciwprężne o odpowiedniej mocy, a więc dla układów 2·70 t/h i 2·140 t/h. Wzrost mocy urządzeń energetycznych przy odpowiednio zwiększonym zapotrzebowaniu na ciepło i energię elektryczną pociąga za sobą zwiększenie opłacalności gospodarki skojarzonej.

LITERATURA

[1] Marecki J.: Podstawy teoretyczne gospodarki skojarzonej. "Gospodarka Paliwami i Energią" 1968, nr 3, ss. 17-23.

[2] Marecki J.: Efekty ekonomiczne gospodarki skojarzonej. "Gospodarka Paliwami i Energią" 1971, nr 12, ss. 16-21.

[3] Marecki J.: Parametry elektrociepłowni przemysłowych. "Gospodarka Paliwami i Energią" 1972, nr 7, ss. 20-25.

[4] Marecki J.: Gospodarka skojarzona cieplno-elektryczna. WNT, Warszawa 1980.

[5] Marecki J.: Combined heat and power generating systems. P. Peregrinus Ltd., London 1988.

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ХОЗЯЙСТВО

Р е з ю м е

Теплоэнергетическое хозяйство представляет собой одновременное производство электроэнергии и тепла в ТЭЦ. В статье представляются основные энергетические процессы на примере цикла противодавленческой турбины. Описывается тепловой расчет, электрической мощности а также общего количества электроэнергии и тепла производимого в противодавленческой ТЭЦ. Определены годовые затраты производства электроэнергии и тепла в комбинированной системе а также в эквивалентной системе раздельного производства. Представлен новый анализ факторов, определяющих границу рентабильности теплоэнергетического хозяйства. Она зависит от приведенной разности годовых затрат между комбинированной и раздельно системами.

COMBINED HEAT AND POWER MANAGEMENT

S u m m a r y

Combined heat and power management consists in the simultaneous production of heat and electricity in the heat and power generation plant. The processes in the combined system have been presented on the example of a counter-pressure cycle. The calculation method of the electric and thermal power and of the annual amount of electricity and heat has been explained. The annual production costs of electricity and heat have been determined for the combined system and for the equivalent separated system. The new analysis has been made for the determination of profitableness limits of the combined heat and power management. It depends on the relative annual cost difference between the combined and separated system.