

■ Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, dr hab. inż. Zbigniew Buryń, dr hab. inż. Anna Hnydiuk-Stefan,
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Analiza termodynamiczna i ekonomiczna wpływu objętości akumulatora ciepła na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej

Wysoka cena gazu ziemnego (szczególnie obecnie podyktowana imperialną polityką Niemiec i Rosji), którego koszt może zatem nawet przekraczać 70-75% rocznych kosztów działania elektrociepłowni gazowo-parowych [6], powoduje często nieopłacalność ekonomiczną ich stosowania (rys. 4, 5). Opłacalność tę można poprawić przez zastosowanie w nich akumulatorów ciepła (rys. 5). Dzięki nim w sezonie ogrzewczym w szczycie potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) produkowana będzie w elektrociepłowni dodatkowa ilość energii elektrycznej, a w sytuacji zmniejszonego na nią zapotrzebowania w dolinie obciążenia KSE będzie miało miejsce jej obniżenie.

Całkowita produkcja elektryczności w elektrociepłowni przy tym oczywiście nie ulegnie zmianie, będzie taka sama, gdyby w niej nie było akumulatora (rys. 2). Praca taka jest korzystna, gdyż cena elektryczności w szczycie potrzeb jest wyższa od ceny w dolinie i tym samym wzrośnie przychód z jej sprzedaży. W konsekwencji ulegnie zatem i obniżeniu jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni, gdyż przychód ze sprzedaży energii elektrycznej jest kosztem unikniętym jego wytwarzania [2]. Istotne jest zatem znalezienie odpowiedzi na następujące pytania. 1) Jaki całkowity zdyskontowany zysk przyniesie zastosowanie w elektrociepłowni gazowo-parowej akumulatora? 2) W jak dużym stopniu jego zastosowanie spowoduje obniżenie jednostkowego kosztu produkcji w niej ciepła? 3) Jaka powinna być objętość akumulatora, aby to obniżenie było jak największe?

Jak wykazano w [1] opłacalność stosowania akumulatorów ciepła jest tym większa, im większa jest ich objętość V_c . Ta z kolei jest tym większa, w im większym stopniu w czasie doliny można w upuście regulowanym turbiny parowej zwiększyć o wartość $\Delta \dot{m}$, (wzór (3)) strumień pary grzejnej zasilającej podstawowy wymiennik ciepłowniczy W_1 w celu podgrzewania w nim dodatkowej ilości wody sieciowej, by gromadzić ją w akumulatorze na czas szczytu potrzeb elektrycznych (rys. 1, 2, 5). Przyrost $\Delta \dot{m}$, jest jednak, co oczywiste, ograniczony. Ogranicza go od góry minimalny dopuszczalny strumień pary, który musi być wyprowadzany z turbiny parowej do skraplacza. Strumień ten musi być na tyle duży, by zapewnić konieczne chłodzenie ostatnich stopni części niskoprężnej turbiny oraz by nie dopuścić do jej pracy wentylacyjnej. Ten minimalny strumień wynosi ok. 7% sumy strumieni par wysoko- i niskociśnieniowej do niej doprowadzanych (rys. 4), a w przypadku zastosowania w układzie kotła odzyskowego trójciśnieniowego, sumy strumieni par wysoko-, średnio- i niskociśnieniowej. Kocioł trójciśnieniowy w elektrociepłowni jest jednak z reguły nieuzasadniony [2]. Aby zatem strumień $\Delta \dot{m}$, mógł być odpowiednio duży, tj. by gwarantował pożądane obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła (wzór (19)) w elektrociepłowni gazowo-parowej dzięki zastosowaniu w niej akumulatora, to moc turbiny gazowej N^{TG} musi być zwiększona ponad wartość, gdyby go w układzie nie

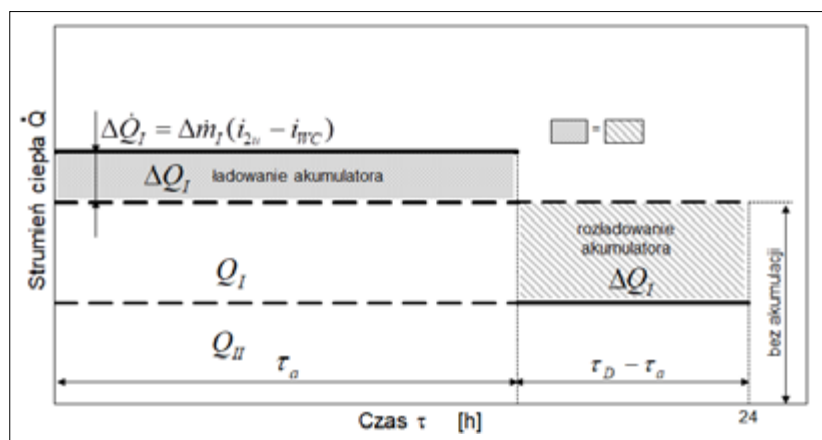


było (rys. 4, 5). W sytuacji bowiem, gdy w elektrociepłowni nie ma akumulatora, moc N^{TG} jest z reguły „ściśle dopasowana” do określonego rocznego zapotrzebowania na komunalną moc ciepłą zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem sumarycznych potrzeb ciepłych [2] - rys. 3, 4. Zastosowanie zatem w elektrociepłowni turbiny o większej mocy N^{TG} (rys. 5) spowoduje większą produkcję pary w kotle odzyskowym, a więc umożliwi zwiększenie strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I . Oczywistym jest przy tym, że im mniejsza jest różnica cen energii elektrycznej $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ w szczycie i w dolinie potrzeb KSE, tym większa musi być objętość V_c akumulatora ciepła, a tym samym większa musi być wartość $\Delta \dot{m}_I$, a więc i tym większa musi być moc turbiny gazowej N^{TG} . Oczywistym jest również i to, że im czas doliny τ_a obciążenia KSE jest krótszy, a więc im dłuższy jest szczyt (rys. 1, 2), tym większy zysk przyniesie zastosowanie akumulatora ciepła w elektrociepłowni (por. rys. 10 i 12).

Z uwagi na powyższe, konieczna jest analiza termodynamiczna i ekonomiczna pracy elektrociepłowni gazowo-parowej, która odpowie na kolejne pytanie. 4) Jak duża musi być moc turbiny gazowej N^{TG} , aby przy danej cenie gazu ziemnego i określonym rocznym zapotrzebowaniu na komunalne ciepło grzejne gwarantowała pożądane obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej (wzór (19)) do poziomu relatywnie taniego ciepła z elektrociepłowni, w której spalany jest ponad dwukrotnie tańszy na jednostkę energii chemicznej paliwa węgiel? W porównaniu z elektrociepłownią węglową korzystnymi natomiast czynnikami technicznymi i ekonomicznymi dla układu gazowo-parowego są: 1) dużo większa, co najmniej 5-krotnie, roczna produkcja w nim energii elektrycznej przy identycznej rocznej produkcji ciepła, 2) niższe, nawet o ponad 40%, jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej) nakłady inwestycyjne oraz 3) niższy na megawatogodzinę wyprodukowanej energii elektrycznej koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. Emisja CO_2 z jednostki energii chemicznej spalane go gazu jest bowiem prawie dwa razy mniejsza od emisji powstającej w wyniku spalania węgla. Dla gazu ziemnego emisja ta wynosi $\rho_{CO_2}^{gaz} \approx 55 \text{ kg}_{CO_2} / \text{GJ}$, dla węgla kamiennego $\rho_{CO_2}^{weg} \approx 98 \text{ kg}_{CO_2} / \text{GJ}$.

Analiza termodynamiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach

Akumulator ciepła (rys. 5) pozwala gromadzić gorącą wodę sieciową w godzinach τ_a zmniejszonego zapotrzebowania w KSE na energię elektryczną. Akumulacji podlega wówczas dodatkowa ilość wody sieciowej, która jest podgrzewana w wymienniku podstawowym W_I (wymaga to zwiększenia mocy wymiennika), dzięki zwiększonemu z upustu regulowanemu turbiny parowej strumieniowi pary grzejnej o wartość $\Delta \dot{m}_I$ (wzór (3)). Natomiast w godzinach szczytu ($\tau_D - \tau_a$) regulowany upust, z którego zasilany jest wymiennik W_I , jest zamykany i cała upustowa para grzejna jest kierowana do części kondensacyjnej turbiny w celu produkcji dodatkowej, szczytowej energii elektrycznej, a zgromadzona w akumulatorze podgrzana woda jest w tym czasie wprowadzana do sieci ciepłowniczej i uzupełnia brakującą moc ciepłą (rys. 1, 2).



Rys. 1. Obciążenie cieplne elektrociepłowni gazowo-parowej z akumulatorem ciepła

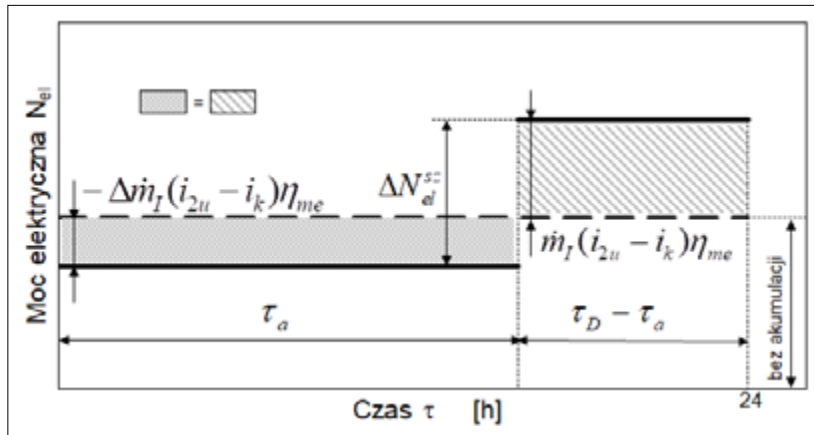
W układzie bez akumulacji ilość ciepła grzejnego przekazanego do sieci w ciągu doby w wymienniku podstawowym W_I (rys. 1, 4) wyraża się wzorem:

$$Q_I = \dot{m}_I (i_{2u} - i_{wC}) \tau_D, \quad (1)$$



gdzie:

\dot{m}_I - strumień pary upustowej zasilającej wymienniki ciepłowniczy podstawowy W_I w układzie bez akumulacji,
 i_{2u} - entalpia właściwa pary upustowej przed wymiennikiem W_I ,
 i_{WC} - entalpia właściwa wody za wymiennikiem W_I ,
 τ_D - liczba godzin doby.



Rys. 2. Obciążenie elektryczne turbozespołu parowego w elektrociepłowni gazowo-parowej z akumulatorem ciepła

W przypadku układu z akumulacją tę samą ilość ciepła Q_I wyznacza się z równania przy założeniu, że w okresie szczytu wymiennik W_I nie działa (rys. 1):

$$Q_I = (\dot{m}_I + \Delta\dot{m}_I)(i_{2u} - i_{WC})\tau_a, \quad (2)$$

gdzie:

τ_a - liczba godzin doliny obciążenia KSE,
 $\Delta\dot{m}_I$ - przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I w czasie doliny obciążenia KSE,

skąd z (1) i (2) przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I musi co najmniej wynosić:

$$\Delta\dot{m}_I = \dot{m}_I \frac{\tau_D - \tau_a}{\tau_a}. \quad (3)$$

Wykonując bilans energii wymiennika podstawowego W_I można wyznaczyć objętość V_c akumulatora ciepła. Pomijając straty ciepła do otoczenia objętość ta wyraża się równaniem:

$$V_c = \Delta\dot{m}_I \tau_a \frac{i_{2u} - i_{WC}}{\rho_w c_w (T_g - T_p)} \quad (4)$$

gdzie:

ρ_w, c_w - gęstość i pojemność cieplna właściwa wody,
 T_g, T_p - temperatura wody sieciowej po i przed podgrzaniem (rys. 4).

Większa wartość przyrostu upustowej pary $\Delta\dot{m}_I$ ponad wartość wyznaczoną ze wzoru (3) będzie umożliwiła szybsze ładowanie akumulatora, tj. w czasie krótszym niż czas τ_a doliny zmniejszonych potrzeb elektrycznych. Gdyby jednak ładowanie odbywało się w czasie τ_a , to akumulator musiałby mieć wówczas, co oczywiste, większą objętość. Im większa będzie wartość $\Delta\dot{m}_I$, tym lepiej, gdyż tym większy będzie roczny przychód ΔS_R (wzór (9)) ze sprzedaży energii elektrycznej w szczycie potrzeb KSE. Wzrośnie zatem całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} osiągany w czasie T lat eksploatacji akumulatora pomimo tego, że z uwagi na zwiększoną jego objętość wzrosną także na niego nakłady inwestycyjne J^{aku} (wzory (11), (12)) i większe zatem będą jego roczne koszty kapitałowe (amortyzacji A^{aku} i finansowe F^{aku}) oraz koszty ΔK_e jego konserwacji i remontów (wzór (8)).



Analizując jednocześnie zmianę mocy turbozespołu parowego w układzie z akumulacją w porównaniu z układem bez akumulacji otrzymuje się (rys. 2):

- w czasie doliny τ_a obciążenia KSE:

$$\Delta N_{el}^{\tau_a} = -\Delta \dot{m}_I (i_{2u} - i_k) \eta_{me}, \quad (5)$$

- w czasie szczytu $(\tau_D - \tau_a)$ obciążenia KSE:

$$\Delta N_{el}^{\tau_D - \tau_a} = \dot{m}_I (i_{2u} - i_k) \eta_{me}. \quad (6)$$

gdzie:

- i_k - entalpia właściwa pary odprowadzanej do skraplacza,
- η_{me} - sprawność elektromechaniczna turbozespołu parowego.

Jak wynika ze wzorów (3), (5) i (6) - im większa jest wartość $\Delta \dot{m}_I$, i im krótszy jest czas τ_a , tym większy jest przyrost mocy elektrycznej w szczycie potrzeb KSE (patrz rys. 2)

$$\Delta N_{el}^{sz} = (\dot{m}_I + \Delta \dot{m}_I)(i_{2u} - i_k) \eta_{me} \quad (7)$$

i tym większy będzie całkowity zdyskontowany zysk (wzór (8)) z eksploatacji akumulatora ciepła w elektrociepłowni.

Analiza ekonomiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania w elektrociepłowniach akumulatorów ciepła jest, aby zysk z ich eksploatacji był co najmniej niemniejszy od zysku bez stosowania w nich akumulatorów. Warunek konieczny sprowadza się zatem do żądania, aby przychód ze sprzedaży dodatkowej, szczytowej energii elektrycznej, był co najmniej niemniejszy od przyrostu kosztów związanych z budową akumulatora ciepła. Jest to równoznaczne z przynajmniej niezwiększeniem kosztu produkowanego w elektrociepłowni ciepła. Za moc szczytową należy przy tym oczywiście, jak już wyżej zaznaczono, uważać wyłącznie przyrost mocy ΔN_{el}^{sz} ponad moc z doliny (rys. 2). Uwzględniając powyższe uwagi, warunek konieczny ekonomicznej opłacalności stosowania akumulacji ciepła w zapisie z czasem ciągłym przedstawia się zależnością [1]:

$$NPV^{aku} = \int_0^T [\Delta S_R - \Delta K_e - F^{aku} - R^{aku} - (\Delta S_R - \Delta K_e - F^{aku} - A^{aku}) p] e^{-rt} dt \quad (8)$$

gdzie:

- A^{aku} - rata amortyzacji, $A^{aku} = J^{aku} / T$ [1-8],
- e^{-rt} - czynnik dyskontujący pieniądze wstecz na moment rozpoczęcia eksploatacji akumulatora ciepła ($t = 0$),
- F^{aku} - zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od nakładów inwestycyjnych J^{aku} (wzory (11), (12)), $r[J^{aku} - (t-1)R^{aku}]$ [1-8],
- ΔK_e - roczny koszt konserwacji i remontów akumulatora ciepła (koszty te zależą od nakładów inwestycyjnych J^{aku}),
- p - stopa podatku dochodowego,
- R^{aku} - rata spłaty kredytu, $R^{aku} = J^{aku} / T$ [1-8],
- r - stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego,
- ΔS_R - przyrost rocznego przychodu z produkcji szczytowej energii elektrycznej,
- t - czas,
- T - wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji akumulatora ciepła.

W ogólnym przypadku, tj. gdy akumulator jest wykorzystywany zarówno w sezonie ogrzewczym (zimowym, indeks „z”) i pozaogrzewczym (letnim, indeks „l”), przyrost rocznego przychodu z produkcji szczytowej energii elektrycznej wyraża się wzorem [1]:

$$\begin{aligned} \Delta S_R = & \left\{ L_z [\Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^z) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^z) e_{el}^{sz} + \right. \\ & - \Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} \tau_a^z e_{el}^d] + L_l [\Delta \dot{m}_I^l (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^l) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \\ & \left. + \dot{m}_I^l (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^l) e_{el}^{sz} - \Delta \dot{m}_I^l (i_{2u} - i_k) \eta_{me} \tau_a^l e_{el}^d] \right\} (1 - \varepsilon_{el}), \end{aligned} \quad (9)$$



gdzie:

- e_{el}^d, e_{el}^{sz} - cena energii elektrycznej w dolinie i szczytce obciążenia KSE,
- L_z - liczba dni trwania sezonu ogrzewczego,
- L_l - liczba dni poza sezonem ogrzewczym, $L_l = 365 - L_z$,
- ε_{el} - wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrociepłowni.

W zależności (9) założono, że ceny energii elektrycznej w szczytach i dolinach potrzeb w okresach ogrzewczym i pozaogrzewczym są sobie równe.

Całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} osiągnięty w T latach eksploatacji akumulatora ciepła osiągnięty ze sprzedaży elektryczności w szczytce potrzeb po wyższej cenie od ceny w dolinie wykorzystując zależność (9) wyraża się ostatecznie wzorem [1]:

$$\begin{aligned}
 NPV^{aku} = & \left\{ L_z V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z) \frac{i_{2u} - i_k}{i_{2u} - i_{WC}} \frac{\tau_D}{\tau_a^z} \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) \left[e_{el}^{sz, t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz} - r)T} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - e_{el}^{d, t=0} \frac{e^{(a_{el}^d - r)T} - 1}{a_{el}^d - r} \right] + \right. \\
 & + L_l \left[\frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta(i_{2u} - i_{WC})(\tau_D - \tau_a^z)} + \frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta(i_{2u} - i_{WC})\tau_a^z} \right] \frac{\tau_a^z}{\tau_a^l} (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) (\tau_D - \tau_a^l) \times \\
 & \times e_{el}^{sz, t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz} - r)T} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - L_l \left\{ \left[\frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta(i_{2u} - i_{WC})(\tau_D - \tau_a^z)} + \frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta(i_{2u} - i_{WC})\tau_a^z} \right] \frac{\tau_a^z}{\tau_a^l} - \frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta(i_{2u} - i_{WC})(\tau_D - \tau_a^z)} \right\} \times \\
 & \times (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) \tau_D e_{el}^{d, t=0} \frac{e^{(a_{el}^d - r)T} - 1}{a_{el}^d - r} - AV_c^B \left[(1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{rem}}{r} + z \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \Big\} (1 - p) \rightarrow \max
 \end{aligned} \quad (10)$$

Zysk ten, co oczywiste, powinien być jak największy. Rośnie on ze wzrostem objętości akumulatora V_c : $NPV^{aku} \rightarrow \infty$, gdy $V_c \rightarrow \infty$ [1]. Największą zatem wartość przyjmie dla maksymalnej możliwej w danej elektrociepłowni wartości $V_c = V_c^{\max}$ (wzór (15)).

Nakłady inwestycyjne pod klucz na akumulator ciepła wynoszą [16]:

- akumulator ciśnieniowy:

$$J_{cis}^{aku} = AV_c^B = 48,281(V_c)^{0,4955} \text{ [tys. USD]} \quad (11)$$

- akumulator bezcisnieniowy:

$$J_{bezcis}^{aku} = AV_c^B = 2,5083(V_c)^{0,6442} \text{ [tys. USD]} \quad (12)$$

przy czym objętość V_c wyrażona jest w m^3 . Nakłady obejmują: stalowy zbiornik (bezcisnieniowy lub ciśnieniowy), rurociągi, armaturę, pompy ładujące i rozładujące (mogą to być odwracalne maszyny przepływowe) wraz z silnikami napędowymi, systemy opomiarowania i automatyki, izolację zbiornika, prace konstrukcyjno-budowlane (m. in. fundamenty), zabezpieczenia antykorozyjne i urządzenia wewnętrzne zbiornika, tj. instalacje rozprowadzania czynnika i dyfuzory itp. W pracy nie przeanalizowano akumulatora ciśnieniowego, bowiem nakłady inwestycyjne na niego są kilkakrotnie większe od nakładów na akumulator bezcisnieniowy (panuje w nim lekkie nadciśnienie rzędu ok. 300-500 Pa). Okres trwania budowy to 1 rok.

Należy zaznaczyć, że w przypadku elektrociepłowni gazowo-parowych produkcja ciepła w sezonie pozaogrzewczym (letnim), tj. na potrzeby tylko ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) - rys. 3 - ma miejsce wyłącznie w kotle odzyskowym w zabudowanym w nim wymienniku ciepła w zakresie niskich temperatur spalin. Wartości strumieni upustowych par grzejnych z upustów regulowanych turbiny parowej zasilających wymienniki ciepłownicze W_{II} i W_I są wówczas oczywiście równe zero, $\dot{m}_{1u} = 0$, $\dot{m}_{2u} = 0$, (rys. 4, 5). Roczny przyrost przychodu wynikający z produkcji szczytowej energii elektrycznej netto we wzorze (9) upraszcza się wówczas do zależności:

$$\Delta S_R = \left\{ L_z [\Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^z) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^z) e_{el}^{sz} + - \Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} \tau_a^z e_{el}^d] \right\} (1 - \varepsilon_{el}) \quad (13)$$



i wzór (10) na całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} redukuje się do postaci:

$$NPV^{aku} = \left\{ L_z V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z) \frac{i_{2u} - i_k}{i_{2u} - i_{WC}} \frac{\tau_D}{\tau_a} \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) \left[e_{el}^{sz,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz}-r)T} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - e_{el}^{d,t=0} \frac{e^{(a_{el}^d-r)T} - 1}{a_{el}^d - r} \right] + \right. \\ \left. - AV_c^B \left[(1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{rem}}{r} + z \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \right\} (1-p) \rightarrow \max \quad (14)$$

Pierwszy składnik po prawej stronie zależności (13) oznacza przyrost przychodu ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej wynikający tylko z różnicy cen energii szczytowej i z doliny obciążenia (w układzie bez akumulacji energia $\Delta \dot{m}_I (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a)$ jest sprzedawana po cenie e_{el}^d), składnik drugi oznacza przychód ze sprzedaży energii po cenie szczytowej, składnik trzeci wynika ze zmniejszenia przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w dolinie obciążenia KSE (rys. 2).

Druga pochodna zysku NPV^{aku} względem V_c przyjmuje wyłącznie wartości dodatnie i funkcja $NPV^{aku} = f(V_c)$ (14) jest zatem funkcją wklęsłą w całym przedziale zmienności objętości $V_c \in \langle 0; \infty \rangle$ i ma minimum przyjmujące zawsze wartość ujemną: $NPV_{min}^{aku} = f(V_{cmin}) < 0$. Funkcja $NPV^{aku} = f(V_c)$ jest zatem stale malejąca w przedziale $V_c \in \langle 0; V_{cmin} \rangle$ i stale rosnąca w przedziale $V_c \in \langle V_{cmin}; \infty \rangle$ - rys. 10-13. Wartość NPV^{aku} dąży zatem do nieskończoności, gdy objętość V_c dąży do nieskończoności: $NPV^{aku} \rightarrow \infty$, gdy $V_c \rightarrow \infty$. Wartość V_{cmin} oblicza się z warunku koniecznego istnienia ekstremum. Natomiast przy założeniu, że $NPV^{aku} = 0$ z równania (14) wyznacza się tzw. graniczną wartość objętości akumulatora V_c^{gr} . Warunek konieczny opłacalności eksploatacji akumulatora ciepła wykorzystując wzór (4) można zatem ostatecznie zapisać zależnością:

$$V_{cmax} = \Delta \dot{m}_I \max \tau_a \frac{i_{2u} - i_{WC}}{\rho_w c_w (T_g - T_p)} \geq V_c^{gr} \quad (15)$$

gdzie:

$\Delta \dot{m}_I \max$ - maksymalny możliwy przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I ; o wartości tego strumienia decyduje maksymalna możliwa zdolność upustowa upustu regulowanego.

Oczywiste jest, że całkowity zdyskontowany zysk NPV^c z eksploatacji elektrociepłowni, w której zabudowany jest akumulator ciepła (rys. 5) jest sumą zdyskontowanego zysku NPV osiąganego z jej pracy bez akumulatora (np. 643,65 mln PLN - tab. 1) oraz zdyskontowanego zysku NPV^{aku} osiąganego z pracy samego akumulatora (np. 131 mln PLN - rys. 12):

$$NPV^c = NPV + NPV^{aku} \quad (16)$$

Zapisując kolejno NPV^c , NPV , NPV^{aku} za pomocą rocznych przychodów netto osiągniętych ze sprzedaży ciepła po cenie e_c :

$$\int_0^T Q_R (e_c - k_c^{aku}) (1-p) e^{-rt} dt = \int_0^T Q_R (e_c - k_c) (1-p) e^{-rt} dt + \int_0^T Q_R \Delta k_c (1-p) e^{-rt} dt \quad (17)$$

otrzymuje się, że jednostkowy koszt jego produkcji k_c^{aku} w elektrociepłowni z akumulatorem:

$$k_c^{aku} = k_c - \Delta k_c \quad (18)$$

jest niższy od kosztu k_c gdy nie ma akumulatora o wartość Δk_c wynikającą ze zdyskontowanego zysku NPV^{aku} :

$$\Delta k_c = \frac{NPV^{aku}}{(1-p)Q_R} \frac{r}{1 - e^{-rT}} \quad (19)$$

gdzie:

Q_R - roczna produkcja ciepła w elektrociepłowni (rys. 3, w rozważanym przypadku $Q_R = 2186784$ GJ/a - tab. 1).

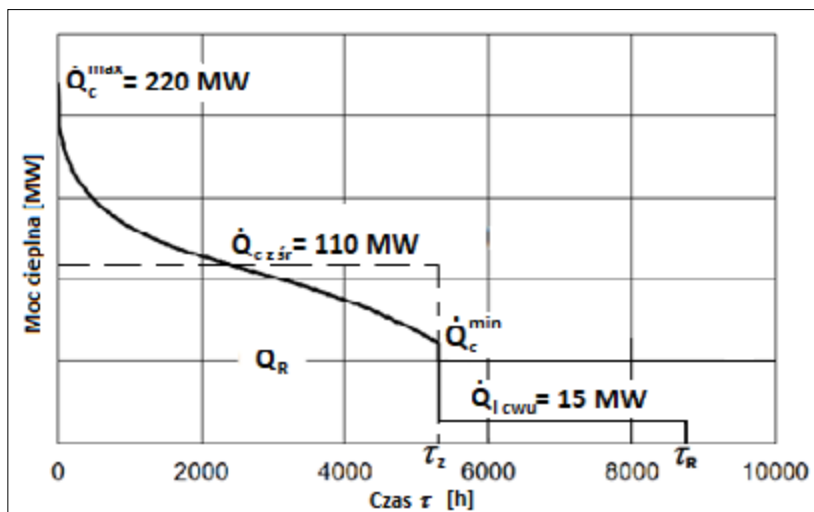


Równania (18) i (19) stają się oczywiste, gdy przychody ze sprzedaży ciepła w równaniu (17) wyciągnie się przed znaki całek jako wartości stałe.

Im większą wartość osiągnie zysk NPV^{aku} , tym większa będzie wartość Δk_c obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni (rys. 15). Wartość NPV^{aku} z kolei będzie tym większa, im większa będzie możliwa objętość V_c . Jak już bowiem zaznaczono $NPV^{aku} \rightarrow \infty$, gdy $V_c \rightarrow \infty$ [1]. Konieczne jest zatem analiza termodynamiczna i ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-parowej, która przy danym rocznym uporządkowanym wykresie sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną pozwoli odpowiedzieć na pytanie o maksymalną możliwą wartość $V_{c,max}$.

Wyniki przykładowych obliczeń

Analizie poddano elektrociepłownię gazowo-parową zasilającą odbiorców w komunalne ciepło grzejne oraz ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną (rys. 3). Są to potrzeby cieplne na przykład miasta Opola.



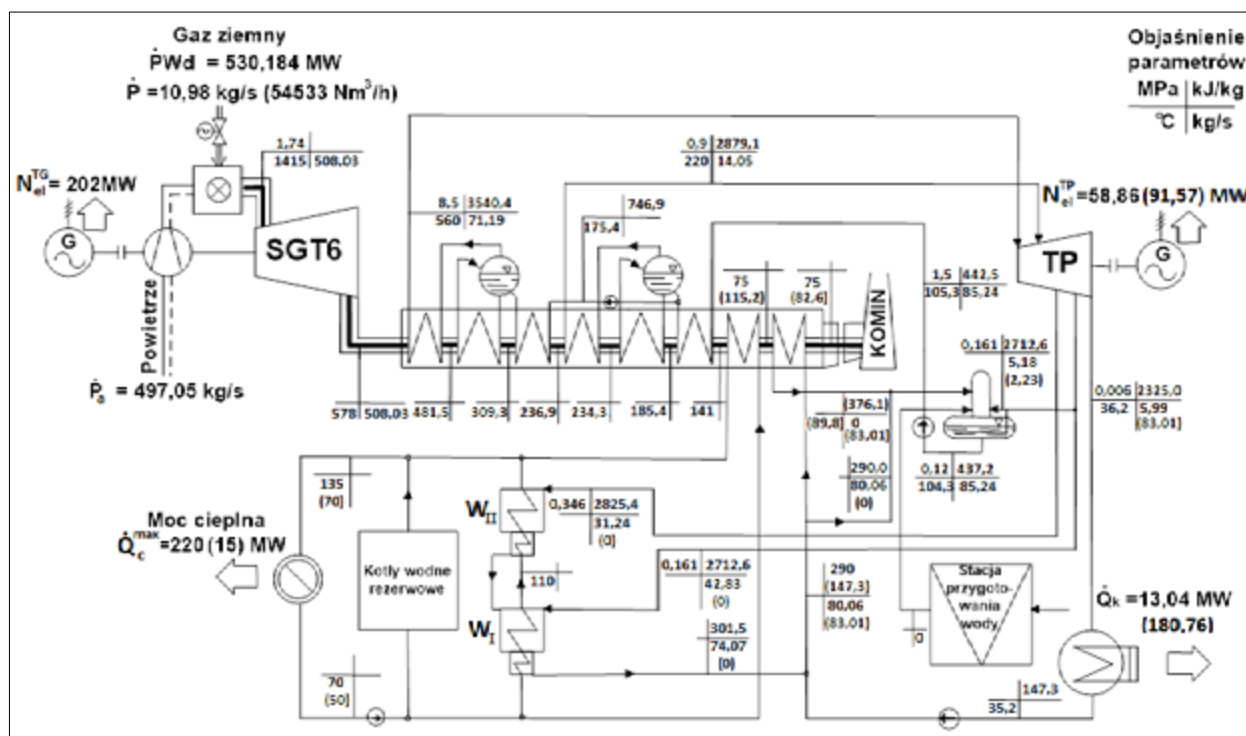
Rys. 3. Roczny uporządkowany wykres sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną

Na rys. 4 i 5 przedstawiono schematy ideowe elektrociepłowni gazowo-parowych bez i z akumulatorem ciepła. Obie elektrociepłownie zaspokajają identyczne potrzeby cieplne zgodnie z zapotrzebowaniem z rys. 3 (patrz też tab. 1).

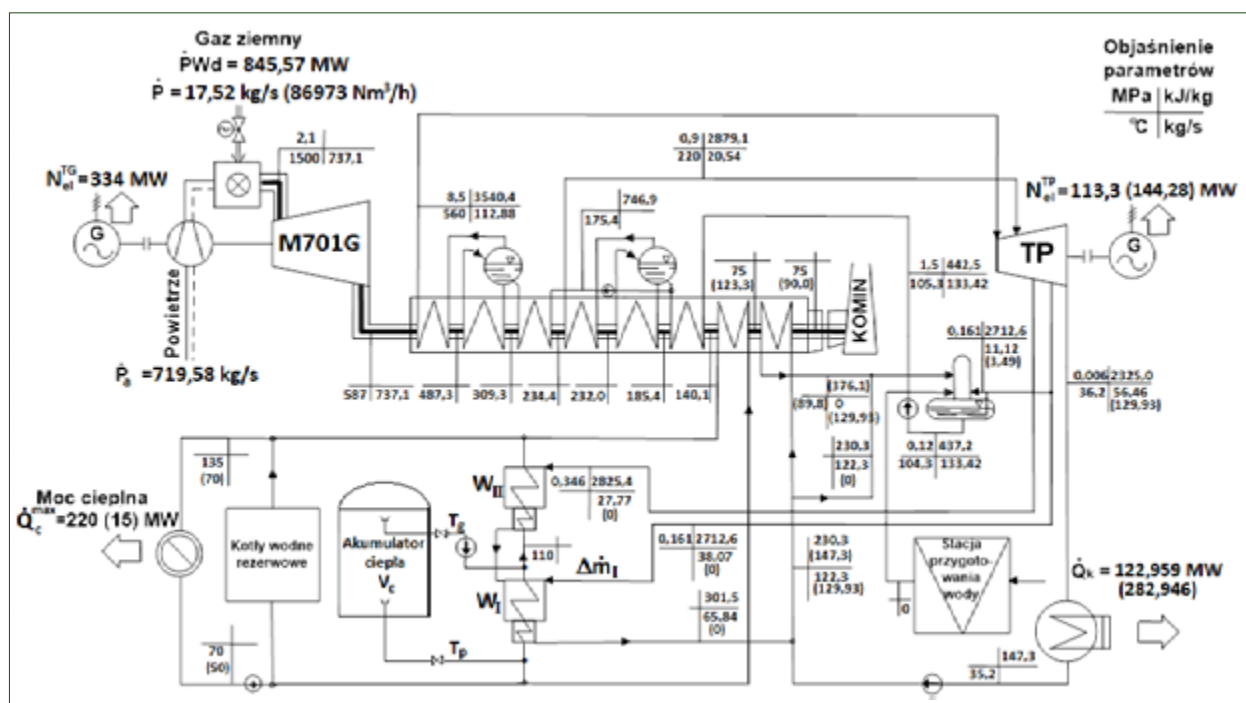
W tab. 1 dla zaprezentowanych na rys. 4 i 5 elektrociepłowni gazowo-parowych przedstawiono wyniki przykładowych obliczeń techniczno-ekonomicznych oraz przyjęte do nich założenia. Wyniki te odpowiadają sytuacji, gdy w elektrociepłowni nie ma akumulatora ciepła. Szeroki zakres zmian wartości jednostkowych kosztów produkcji ciepła k_c przedstawiono na rys. 6.

Przedstawione na schematach na rys. 4 i 5 parametry termiczne wody i pary oraz ich strumienie w poszczególnych punktach układu odpowiadają sytuacji pracy elektrociepłowni gazowo-parowej w szczycie potrzeb cieplnych, tj. gdy zapotrzebowanie na komunalną moc cieplną jest maksymalne i wynosi $\dot{Q}_c^{max} = 220 \text{ MW}$ (rys. 3). Na rys. 5. parametry te nie uwzględniają dodatkowego strumienia $\Delta \dot{m}_f$ na potrzeby gromadzenia w akumulatorze gorącej wody sieciowej w godzinach τ_a zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną. Nie uwzględniono go celowo, by pokazać potencjalnie wówczas dostępny strumień pary grzejnej $\Delta \dot{m}_f$ kosztem możliwego zmniejszenia strumienia pary $\dot{m}_k = 56,46 \text{ kg/s}$ doprowadzanej do skraplacza. W sytuacji bowiem maksymalnej mocy cieplnej strumienie upustowych par grzejnych są największe i strumień pary doprowadzany do skraplacza jest wówczas najmniejszy. To zatem on, co należy dobitnie powiedzieć, limituje wówczas maksymalną możliwą wartość $\Delta \dot{m}_f$ (wzór (3)). Minimalna wartość strumienia \dot{m}_k , jak już zaznaczono, musi wynosić co najmniej 7% sumy strumieni par wysoko- i niskociśnieniowej doprowadzanych do turbiny parowej. Mniejsza wartość strumienia mogłaby nie zapewnić koniecznego chłodzenia ostatnich stopni jej części niskoprężnej i doprowadzić tym samym do jej uszkodzenia oraz mogłaby dopuścić do jej pracy wentylacyjnej. W analizowanym przypadku ta minimalna wartość wynosi $\dot{m}_{k,min} = 9,34 \text{ kg/s}$ (7% wartości strumieni par wysoko- i niskociśnieniowej doprowadzanych do turbiny parowej wynoszących w sumie $133,42 \text{ kg/s} = 112,88 + 20,54$). Dodatkowe zwiększenie strumienia $\Delta \dot{m}_f$, ponad strumień „wzięty” ze strumienia $\dot{m}_k = 56,46 \text{ kg/s}$, odbywa się ponadto kosztem zmniejszenia poboru pary do odgazowywacza. W wyniku bowiem zwiększonego poboru strumienia pary do wymiennika W_f wzrasta wartość entalpii właściwej skroplin doprowadzanych do odgazowywacza z wartości $230,3 \text{ kJ/kg}$ (rys. 5) do wartości $290,01 \text{ kJ/kg}$ i dzięki temu strumień pary do odgazowywacza jest mniejszy. Entalpia wspomnianych





Rys. 4. Schemat ideowy elektrociepłowni gazowo-parowej dwuciąnienowej z turbospółem gazowym o mocy 202 MW; wartości bez nawiasów odnoszą się do pracy elektrociepłowni w sezonie ogrzewczym (zimowym) ze szczytową mocą cieplną równą 220 MW, wartości w nawiasach do sezonu pozagrzewczego (letniego) dla mocy 15 MW na potrzeby c.w.u. (upusty pary w turbinie parowej, z których zasilane są wymienniki ciepłownicze W_1 i W_2 są regulowane)



Rys. 5. Schemat ideowy elektrociepłowni gazowo-parowej dwuciąnienowej z turbospółem gazowym o mocy 334 MW; wartości bez nawiasów odnoszą się do pracy elektrociepłowni w sezonie ogrzewczym (zimowym) ze szczytową mocą cieplną równą 220 MW, wartości w nawiasach do sezonu pozagrzewczego (letniego) dla mocy 15 MW na potrzeby c.w.u.; T_g , T_p - temperatura wody sieciowej po i przed podgrzaniem; V_c - objętość akumulatora ciepła; W_1 - wymiennik ciepłowniczy podstawowy; W_2 - wymiennik ciepłowniczy szczytowy; Δm_1 - przyrost strumienia pary upustowej podgrzewającej wodę sieciową w wymienniku W_1 do ładowania akumulatora ciepła (upusty pary w turbinie parowej, z których zasilane są wymienniki ciepłownicze W_1 i W_2 są oczywiście regulowane)



Elektrociepłownia gazowo-parowa			Jednostki	Dane techniczne i ekonomiczne	Dane techniczne i ekonomiczne
Szacunkowe nakłady inwestycyjne			Mln PLN	615,60	793,58
Turbozespół gazowy	Typ			SGT6	M701G
	Moc elektr.		MW _e	202,00	334,00
	Stopień sprężania		-	17,4	21,0
	Strumień spalin		kg/s	508,03	737,10
	Temp. spalin wlotowych		°C	1415	1500
	Temp. spalin wylotowych		°C	578	587
	Sprawność elektr.		%	38,10	39,50
Praca w sezonie ogrzewczym (zimowym)	Strumień paliwa gazowego	turbina gazowa	MW _t	530,184	845,570
			kg/s	10,98	17,52
			Nm ³ /h	54533	86973
	Śr. moc cieplna c.o. i c.w.u.		MW _t	110,0	110,0
	Śr. moc elektr. turbozespołu parow. brutto		MW _e	76,92	131,36
	Całkowita moc elektryczna brutto		MW _e	278,92	465,36
	Sprawność energetyczna		%	73,4	68,0
	Sprawność elektryczna		%	52,6	55,0
	Czas pracy		h/a	5064	5064
Praca w sezonie pozaogrzewczym (letnim)	Strumień paliwa gazowego	turbina gazowa	MW _t	530,184	845,570
			kg/s	10,98	17,52
			Nm ³ /h	54533	86973
	Moc cieplna c.o. i c.w.u.		MW _t	15,0	15,0
	Moc elektr. turbozespołu parow. brutto		MW _e	91,57	144,28
	Całkowita moc elektryczna brutto		MW _e	293,57	478,28
	Sprawność energetyczna		%	58,2	58,3
	Sprawność elektryczna		%	55,4	56,6
	Czas pracy		h/a	3360	3360
Całkowite zużycie gazu			Mln Nm ³ /a	459,39	732,66
Całkowita roczna prod. en. elektr. netto			MWh/a	2302905	3805053
Całkowita roczna prod. ciepła			GJ/a	2186784	2186784
Roczny wskaźnik skojarzenia			-	3,8	6,3
Sprawność energetyczna odniesiona do okresu rocznego			%	65,2	61,9
Koszty roczne : stałe					
zmienne	Zwrot od kapitału		Mln PLN/a	53,16	68,53
	Remonty i serwis		Mln PLN/a	18,47	23,81
	Obsługa		Mln PLN/a	0,35	0,35
	Koszt paliwa		Mln PLN/a	385,89	615,43
	Koszt zakupu pozwoleń na emisję CO ₂		Mln PLN/a	88,43	141,04
	Koszt za gosp. korz. ze środ.		Mln PLN/a	0,03	0,04
Koszt uniknięty energii elektrycznej			Mln PLN/a	-486,37	-803,63
Koszt produkcji ciepła			Mln PLN/a	59,95	45,58
Jednostkowy koszt produkcji ciepła k_c			PLN/GJ	27,42	20,84
Wartość zaktualizowana netto		NPV	Mln PLN	498,54	643,65
Wewnętrzna stopa zwrotu		IRR	%/a	12,62	12,63

Tab. 1. Wyniki przykładowych obliczeń techniczno-ekonomicznych dla elektrociepłowni bez akumulatora ciepła



Przyjęte założenia :	stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego		%/a	5,0	5,0
	kalkulacyjny okres eksploatacji		lata	20	20
	okres trwania budowy		lata	2	2
	wartość opałowa		MJ/kg	48,28	48,28
	gazu		MJ/Nm ³	35,00	35,00
	gęstość gazu		kg/Nm ³	0,725	0,725
	cena	gazu	PLN/Nm ³	0,84	0,84
	emisja CO ₂		kg/GJ	55	55
	jednostkowa cena zakupu pozwoleń na emisję CO ₂		PLN/Mg	100	100
	jednostkowa cena gazu		PLN/GJ	24,00	24,00
	cena energii	elektrycznej	PLN/MWh	220,00	220,00
	cena	ciepła	PLN/GJ	50,00	50,00
	stopa podatku od	zysku	%/a	19,00	19,00
	moc elektr. potrzeb własnych		% całk. mocy elektr. układu	4,00	4,00
	całk. czas pracy		h/a	8424	8424

Tab. 1. c.d

skroplin jest średnią ważoną entalpii właściwej skroplin wylotowych z wymiennika W_i ($i_{wc} = 301,5$ kJ/kg) oraz ze skraplacza ($i_{skr} = 147,3$ kJ/kg). W przypadku maksymalnego możliwego przyrostu strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_i równego $\Delta \dot{m}_{I \max}^{220} = 50,14$ kg/s (indeks górny 220 oznacza, że jest to strumień dla mocy cieplnej równej $\dot{Q}_c^{\max} = 220$ MW), entalpia tych skroplin doprowadzanych do odgazowywacza, jak już wyżej zaznaczono, rośnie z wartości 230,3 kJ/kg do wartości 290,01 kJ/kg i w konsekwencji maleje zatem strumień pary doprowadzanej do odgazowywacza o entalpii $i_{2u} = 2712,6$ kJ/kg z wartości $\dot{m}_{odg} = 11,12$ kg/s (rys. 5) do wartości $\dot{m}_{odg} = 8,1$ kg/s. Stąd właśnie $\Delta \dot{m}_{I \max}^{220} = 50,14$ kg/s ($50,14 = 56,46 - 9,34 + 11,12 - 8,1$). Wartość objętości $V_{c \max}^{220}$, jaką musi mieć wówczas akumulator ciepła zgodnie ze wzorem (4) wynosi dla czasu $\tau_a = 12$ h $V_{c \max}^{220} = 49\ 855$ m³, a dla czasu $\tau_a = 10$ h $V_{c \max}^{220} = 41\ 546$ m³.

Niebezpieczeństwa braku chłodzenia ostatnich stopni części niskoprężnej turbiny parowej oraz jej pracy wentylacyjnej nie ma w sytuacji mniejszego od $\dot{Q}_c^{\max} = 220$ MW zapotrzebowania na komunalną moc cieplną (rys. 3). Wówczas bowiem upustowe strumienie par grzejnych są mniejsze, a więc strumień pary doprowadzanej do skraplacza jest tym samym zawsze oczywiście większy od wartości $\dot{m}_{k \min} = 9,34$ kg/s. W konsekwencji strumienie $\Delta \dot{m}_I$ mogą być zatem większe od $\Delta \dot{m}_{I \max}^{220} = 50,14$ kg/s. Największą wartość przyjmowałby strumień $\Delta \dot{m}_I$ dla najmniejszej wartości mocy cieplnej elektrociepłowni (rys. 3). Jej wartość w praktyce najczęściej wynosi ok. 30% wartości \dot{Q}_c^{\min} , a więc w analizowanym przypadku $\dot{Q}_c^{\min} \approx 66$ MW.

Strumień $\Delta \dot{m}_I$ przyjmowałby wówczas wartość $\Delta \dot{m}_{I \max}^{66} = 112,8$ kg/s i akumulator ciepła miałby wówczas objętość $V_{c \max}^{66} = 112\ 137$ m³ dla czasu $\tau_a = 12$ h, a dla czasu $\tau_a = 10$ h $V_{c \max}^{66} = 93\ 448$ m³ (wzór (4)).

Ogólnie strumień $\Delta \dot{m}_{I \max}$ dla elektrociepłowni z turbiną gazową M701G (rys. 5) w zależności od mocy \dot{Q}_c (rys. 3) przedstawia się funkcją liniową $\Delta \dot{m}_{I \max} = f(\dot{Q}_c)$:

$$\Delta \dot{m}_{I \max} = -0,4069 \dot{Q}_c + 139,64 \text{ [kg/s]} \quad (20)$$

a objętość $V_{c \max} = f(\dot{Q}_c)$ równaniami:

- dla czasu $\tau_a = 12$ h

$$V_{c \max} = -404,43 \dot{Q}_c + 138829 \text{ [m}^3\text{]} \quad (21)$$

- dla czasu $\tau_a = 10$ h

$$V_{c \max} = -337,02 \dot{Q}_c + 115691 \text{ [m}^3\text{]} \quad (22)$$

przy czym moc cieplna \dot{Q}_c wyrażona jest w megawatach.

Oczywiście powyższe wzory zostały wyznaczone, tak samo jak miało to miejsce dla mocy cieplnych 220 MW i 66 MW przy założeniu, że strumień pary doprowadzanej do skraplacza przyjmuje zawsze minimalną dopuszczalną wartość równą $\dot{m}_{k \min} = 9,34$ kg/s.

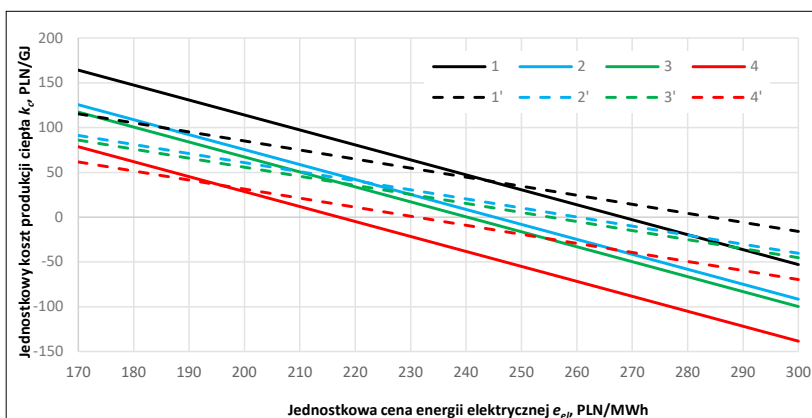


Istotna jest odpowiedź na pytanie: jaka jest najbardziej uzasadniona ekonomicznie maksymalna wartość objętość akumulatora $V_{c,max}$ przy danym rocznym uporządkowanym wykresie sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc ciepłą? Elektrociepłownia bowiem pracuje ze zmienną mocą \dot{Q}_c (rys. 3), a więc w zależności od jej wartości różne są także wartości $V_{c,max}$ (wzory (21), (22)). Jak wskazuje praktyka, elektrociepłownia w sezonie ogrzewczym najdłużej, bo niemalże przez cały sezon, pracuje ze średnią mocą ciepłą $\dot{Q}_{c,z,śr} \approx 110$ MW (rys. 3). Wówczas $\Delta\dot{m}_{I,max}^{110} = 94,88$ kg/s i objętość akumulatora wynosi: $V_{c,max}^{110} = 94\,342$ m³ dla $\tau_a = 12$ h ($V_{c,max}^{110} = 78\,619$ m³ dla $\tau_a = 10$ h). Należy zatem stwierdzić, że z uwagi na ten najdłuższy czas objętości $V_{c,max}$, która przyniesie największy zysk NPV^{aku} jest objętość $V_{c,max}^{110} = 94\,342$ m³ ($V_{c,max}^{110} = 78\,619$ m³). Konsekwencją przyjęcia wartości objętości równej $V_{c,max}^{110} = 94\,342$ m³ ($V_{c,max}^{110} = 78\,619$ m³) jest, że nie będzie ona w pełni wykorzystywana dla pracy elektrociepłowni z mocą ciepłą większą od $\dot{Q}_{c,z,śr} \approx 110$ MW, a natomiast w przypadku mocy mniejszych będzie zachodziło szybsze ładowanie akumulatora gorącą wodą sieciową podgrzewaną np. strumieniem $\Delta\dot{m}_{I,max}^{66} = 112,8$ kg/s, tj. w czasie krótszym od czasu doliny τ_a . Oczywiście szybsze ładowanie akumulatora nie spowoduje wzrostu przychodu ΔS_R (wzór (9)) ze sprzedaży energii elektrycznej w szczycie potrzeb KSE, gdyż sam czas τ_a oczywiście nie ulegnie skróceniu. Negatywną stroną większej objętości $V_{c,max}^{110}$ akumulatora od objętości $V_{c,max}$ przy mocach większych od $\dot{Q}_{c,z,śr} \approx 110$ MW są większe jego koszty kapitałowe (amortyzacji A^{aku} i finansowe F^{aku}) oraz koszty ΔK_e konserwacji i remontów, niż gdy są dla objętości mniejszych (wzór (8)). Jeszcze raz należy jednak *express verbis* powiedzieć, że moc $\dot{Q}_{c,z,śr} \approx 110$ MW, z jaką pracuje elektrociepłownia w sezonie ogrzewczym, charakteryzuje się najdłuższym czasem pracy (wzór (10) jest otrzymany przy założeniu, że strumień $\Delta\dot{m}_I$ nie zmienia się w czasie; $\Delta\dot{m}_I = \text{const}$), i to zatem wartość $\Delta\dot{m}_{I,max}^{110} = 94,88$ kg/s powinna decydować o maksymalnej (optymalnej) objętości akumulatora $V_{c,max}$, tj. objętości dla której całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} z jego eksploatacji w czasie $T = 20$ lat będzie największy. Dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80$ PLN/MWh zysk ten równa się $NPV^{aku} = 131$ mln PLN dla $\tau_a = 12$ h ($NPV^{aku} = 131$ mln PLN dla $\tau_a = 10$ h) (rys. 10, 12). Zysk NPV^{aku} natomiast dla akumulatora o objętości większej, na przykład o objętości $V_{c,max}^{66} = 112\,137$ m³ ($V_{c,max}^{66} = 93\,448$ m³), byłby z uwagi na niewykorzystywanie tej objętości niemalże przez cały czas trwania sezonu ogrzewczego oczywiście mniejszy, gdyż ponoszone byłyby niepotrzebnie jego duże koszty kapitałowe oraz konserwacji i remontów. Z kolei zastosowanie mniejszego akumulatora, na przykład o objętości $V_{c,max}^{220} = 49\,855$ m³ ($V_{c,max}^{220} = 41\,546$ m³), nie pozwoliłoby na wykorzystywanie dostępnego strumienia $\Delta\dot{m}_{I,max}^{110} = 94,88$ kg/s, a przecież im większy jest strumień $\Delta\dot{m}_I$, tym większy jest zysk NPV^{aku} (wzory (8), (9)).

Należy jeszcze zaznaczyć, że im większa będzie moc turbiny gazowej N^{TG} od mocy turbiny M701G, tym większe będą wartości $\Delta\dot{m}_{I,max}$ i tym samym większa będzie wartość objętości akumulatora $V_{c,max}$, a więc zysk NPV^{aku} z jego eksploatacji osiągnie większą wartość. Moc N^{TG} mogą wyłącznie ograniczyć możliwości finansowe inwestora i dostępna ilość gazu ziemnego.

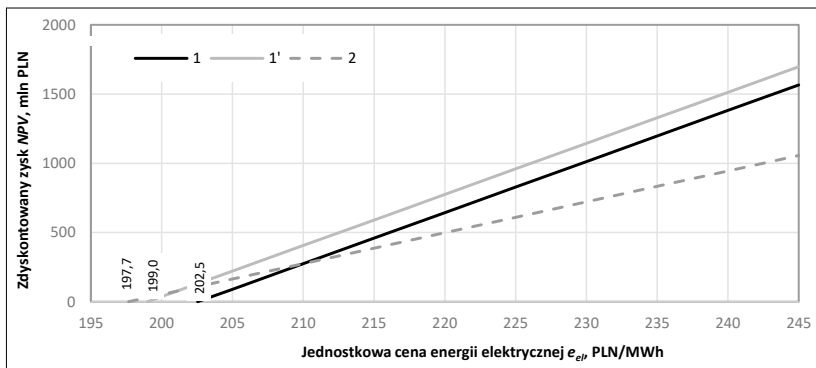
Na rys. 6 przedstawiono szeroki zakres zmian wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła k_c w elektrociepłowniach gazowo-parowych (rys. 4 i 5) z turbinami gazowymi SGT6 i M701G (koszt ten nie uwzględnia obniżenia ΔK_c). Na rys. 7-9 zaprezentowano wartości: 1) całkowitego zdyskontowanego zysku NPV osiąganego z ich eksploatacji, 2) wewnętrznej stopy zwrotu, tj. oprocentowania IRR jakie przynosi zainwestowany kapitał 615,60 i 793,58 mln PLN oraz 3) wartości zdyskontowanego okresu zwrotu $DPBP$ nakładów inwestycyjnych. Wielkości te przedstawiono w funkcji ceny energii elektrycznej. Pozostałe ceny do obliczeń NPV , IRR i $DPBP$ przyjęto w wysokości: cena gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 100 PLN/Mg_{CO2} i cena sprzedaży ciepła 50 PLN/GJ (tab. 1).

Jak wynika z rys. 6 bardzo duży wpływ na wysokość jednostkowego kosztu k_c ma wraz z ceną gazu cena sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrociepłowni. Gdy wzrost ceny elektryczności znacząco go obniża, to natomiast wzrost

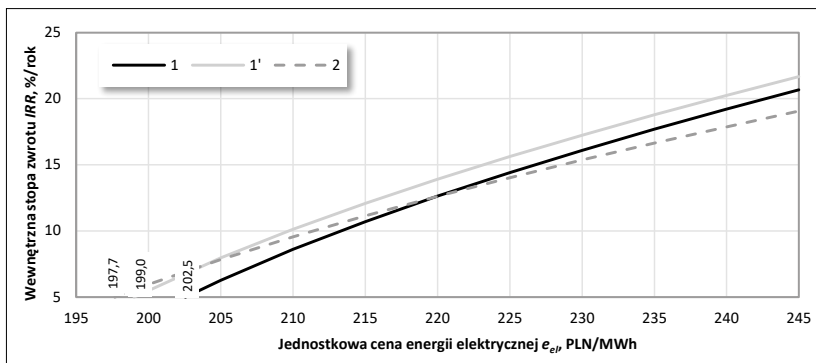


Rys. 6. Jednostkowe koszty kc produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji ceny energii elektrycznej e_{el} ; linie ciągłe dotyczą turbiny gazowej M701G, gdzie: 1 - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 120 PLN/MgCO₂, 2 - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 60 PLN/MgCO₂, 3 - cena gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 120 PLN/MgCO₂, 4 - koszt gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 60 PLN/MgCO₂; linie kreskowe dotyczą turbiny SGT6, gdzie: 1' - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 120 PLN/MgCO₂, 2' - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 60 PLN/MgCO₂, 3' - cena gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 120 PLN/MgCO₂, 4' - koszt gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO₂ 60 PLN/MgCO₂.

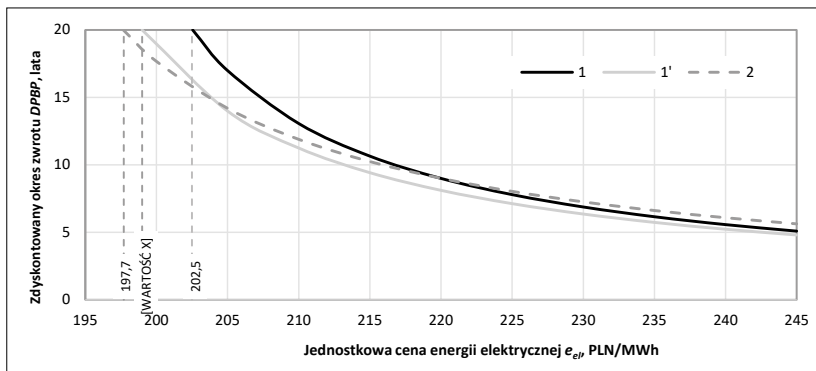
ceny gazu oczywiście go zwiększa. Również wzrost ceny zakupu pozwoleń na emisję CO₂ znacząco podnosi koszt k_c . Ujemne wartości k_c oznaczają, że przychód ze sprzedaży elektryczności, będący kosztem unikniętym produkcji ciepła, znacznie przewyższa, z uwagi na wielokrotnie większą jej produkcję w stosunku do produkcji ciepła, wszystkie pozostałe roczne koszty działania elektrociepłowni (tab. 1). Elektrociepłownia może zatem sprzedawać ciepło odbiorcom nawet za zero złotych, czyli oddawać je za darmo, bo i tak osiągnie dodatni zysk NPV ze sprzedaży wyłącznie elektryczności. I będzie on tym większy, im większa będzie cena elektryczności, czyli w im większym stopniu koszt uniknięty przewyższy pozostałe koszty roczne, a więc im większa będzie bezwzględna wartość $-k_c$. Oczywiście w rzeczywistości ciepło nie będzie „oddawane za darmo” i istotnie powiększy zysk NPV .



Rys. 7. Zdyskontowany zysk NPV , gdzie: 1 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G bez akumulatora ciepła, 1' - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G i z zabudowanym akumulatorem ciepła o objętości $V_c = 94342 \text{ m}^3$, 2 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną SGT6 bez akumulatora ciepła



Rys. 8. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR , gdzie: 1 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G bez akumulatora ciepła, 1' - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G i z zabudowanym akumulatorem ciepła o objętości $V_c = 94342 \text{ m}^3$, 2 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną SGT6 bez akumulatora ciepła



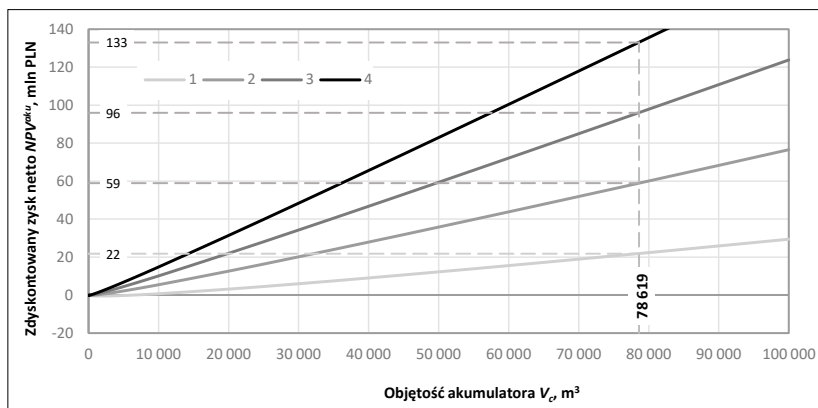
Rys. 9. Zdyskontowany okres $DPBP$ zwrotu nakładów inwestycyjnych, gdzie: 1 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G bez akumulatora ciepła, 1' - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G i z zabudowanym akumulatorem ciepła o objętości $V_c = 94342 \text{ m}^3$, 2 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną SGT6 bez akumulatora ciepła

Krzywe NPV na rys. 7. przecinają się z osią odciętych, tj. osią ceny energii elektrycznej w punktach o wartościach: 202,5 PLN/MWh w przypadku elektrociepłowni z turbiną gazową M701G i 197,7 PLN/MWh z turbiną SGT6, gdy w elektrociepłowni nie jest zabudowany akumulator. Jednostkowe koszty produkcji ciepła dla tych cen w obu układach przyjmują wówczas oczywiście wartości $k_c = 50 \text{ PLN/GJ}$. Dla cen elektryczności niższych zyski NPV przyjmują więc wartości ujemne (koszty k_c są bowiem wówczas większe od 50 PLN/GJ, co przy cenie sprzedaży ciepła równej 50 PLN/GJ generuje oczywiście strata

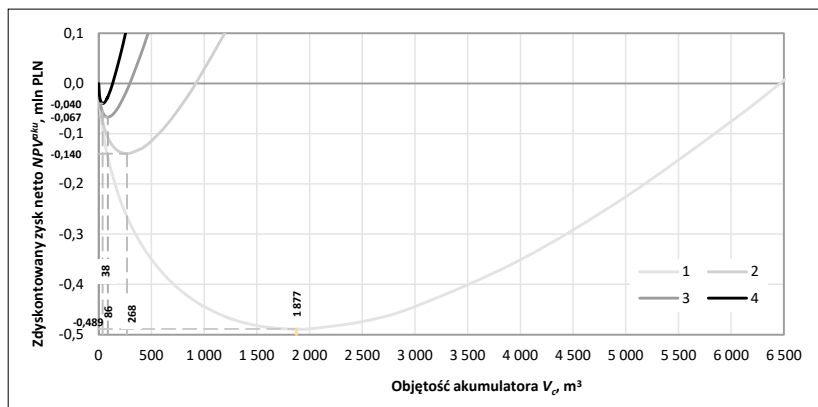


ty, a więc eksploatacja elektrociepłowni jest nieopłacalna). Oprocentowania IRR (rys. 8) mają wówczas oczywiście wartości mniejsze od przyjętej do obliczeń stopy oprocentowania kapitału inwestycyjnego równej 5%, a zdyskontowane czasy $DPBP$ zwrotów nakładów inwestycyjnych (rys. 9) są oczywiście dłuższe od przyjętego do obliczeń kalkulacyjnego okresu eksploatacji elektrociepłowni równego 20 lat (tab. 1). Jak wynika z rys. 7 elektrociepłownia z turbiną M701G bez akumulatora z uwagi na znacznie większą produkcję energii elektrycznej przy tej samej produkcji ciepła jak w układzie z turbiną SGT6 jest bardziej opłacalna dopiero powyżej ceny elektryczności 210 PLN/MWh. Dla cen niższych bardziej opłacalna jest elektrociepłownia z „dopasowaną” do potrzeb ciepłych turbiną SGT6. Produkcja bowiem dużej ilości elektryczności, gdy ta jest tania, nie ma oczywiście sensu ekonomicznego - i to oczywiście w tym większym stopniu, im większa jest ta produkcja. Sytuacja ulega istotnej zmianie na korzyść układu z turbiną M701G, gdy w elektrociepłowni zostaje zainstalowany akumulator ciepła o objętości $V_c = 94342 \text{ m}^3$ (jest to maksymalna objętość akumulatora dla czasu $\tau_a = 12 \text{ h}$ i $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80 \text{ PLN/MWh}$). Wówczas zysk NPV^c (wzór (16)) - krzywa 3 na rys. 7 - jest większy od NPV niezależnie od ceny energii elektrycznej o wartość $NPV^{aku} = 131 \text{ mln PLN}$ (rys. 12), co gwarantuje większą opłacalność elektrociepłowni z turbiną M701G w porównaniu z turbiną SGT6. Większe jest także wówczas, choć w stosunkowo małym stopniu, oprocentowanie IRR , jakie przynosi kapitał inwestycyjny poniesiony na budowę elektrociepłowni (793,58 mln PLN, tab. 1) i akumulatora ($J_{bezcis}^{aku} = 14,47 \text{ mln PLN}$, wzór (12); 1 USD = 3,6 PLN) - krzywa 3 na rys. 8 - oraz niewiele krótsze są czasy $DPBP$ zwrotu tego kapitału - krzywa 3 na rys. 9. Zastosowanie akumulatora ciepła jest zatem korzystne.

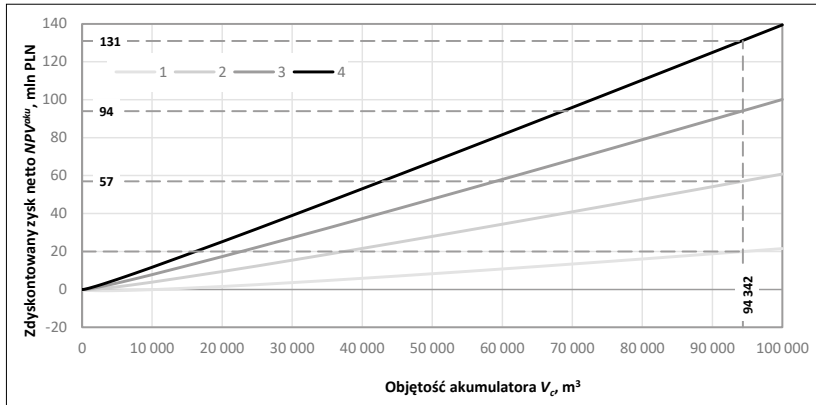
Na rys. 10-13 przedstawiono przebiegi krzywych zysku NPV^{aku} w funkcji objętości akumulatora ciepła V_c z różnicą cen energii elektrycznej $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ jako parametrem. Największy zysk NPV_{max}^{aku} jest osiągnięty oczywiście dla objętości maksymalnej możliwej $V_{cmax}^{110} = 94\,342 \text{ m}^3$ dla czasu $\tau_a = 12 \text{ h}$, dla czasu $\tau_a = 10 \text{ h}$ $V_{cmax}^{110} = 78\,619 \text{ m}^3$). Zysk ten gwarantuje tym samym największe możliwe obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni (wzór (19)) - rys. 15. Do obliczeń przyjęto następujące dane wejściowe: $a_{el}^{sz} = a_{el}^d = 0$, $i_{2u} = 2712,6 \text{ kJ/kg}$, $i_k = 2325 \text{ kJ/kg}$, $i_{wc} = 301,5 \text{ kJ/kg}$, $L_z = 225 \text{ dni}$, $\rho = 19\%$, $r = 5\%$, $T = 20 \text{ lat}$, $T_g^z - T_p^z = 25 \text{ K}$, $z = 1,05$, $\delta_{rem} = 3\%$, $\varepsilon_{el} = 4\%$, $\eta_{me} = 95\%$. Z przebiegu krzywych na rys. 10 i 12 wynika ponadto, jak na wartości NPV^{aku} i V_c^{gr} wpływa liczba godzin τ_a doliny potrzeb elektrycznych KSE. Obliczenia wykonano dla $\tau_a = 12 \text{ h}$ oraz $\tau_a = 10 \text{ h}$. Wpływ liczby godzin τ_a jest bardzo znaczący. Im wartość τ_a jest mniejsza, tym większa jest oczywiście wartość NPV^{aku} i tym mniejsza jest wartość V_c^{gr} (rys. 14).



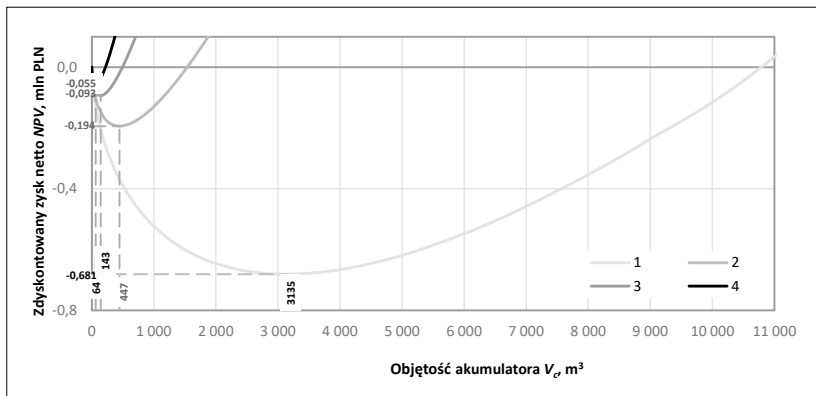
Rys. 10. Zdyskontowany zysk NPV^{aku} w funkcji objętości akumulatora ciepła dla $\tau_a = 10 \text{ h}$, gdzie: 1 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 20 \text{ PLN/MWh}$,
2 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 40 \text{ PLN/MWh}$,
3 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 60 \text{ PLN/MWh}$,
4 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80 \text{ PLN/MWh}$



Rys. 11. Fragment rys. 10 w dużym powiększeniu



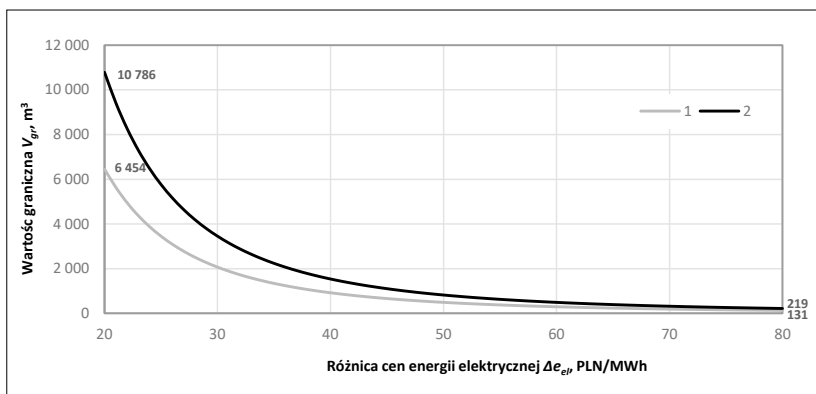
Rys. 12. Zdyskontowany zysk NPV^{aku} w funkcji objętości akumulatora ciepła dla $\tau_a = 12$ h, gdzie: 1 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 20$ PLN/MWh, 2 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 40$ PLN/MWh, 3 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 60$ PLN/MWh, 4 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80$ PLN/MWh



Rys. 13. Fragment rys. 12 w dużym powiększeniu

Przedstawione na rys. 11 i 13 wartości $V_{c,min}$ wynoszą: dla czasu $\tau_a = 12$ h $V_{c,min} = 63,65$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80$ PLN/MWh, $V_{c,min} = 142,9$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 60$ PLN/MWh, $V_{c,min} = 446,8$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 40$ PLN/MWh oraz $V_{c,min} = 3135$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 20$ PLN/MWh, natomiast dla czasu $\tau_a = 10$ h $V_{c,min} = 38,15$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80$ PLN/MWh, $V_{c,min} = 85,64$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 60$ PLN/MWh, $V_{c,min} = 267,6$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 40$ PLN/MWh oraz $V_{c,min} = 6454$ m³ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 20$ PLN/MWh. Rys. 10-13 sporządzono dla beztłoczeniowego akumulatora ciepła, a więc dla nakładów inwestycyjnych przedstawionych równaniem (12). Dla akumulatora ciśnieniowego krzywe te, dla takich samych danych wejściowych jak dla akumulatora beztłoczeniowego, leżą w zakresie wartości ujemnych NPV^{aku} dla realnego, tj. możliwego do zaakceptowania w praktyce przedziału zmienności objętości V_c , tj. przedziału, w którym wymiary akumulatora nie przekraczają sensownych technicznie wartości. Aby NPV^{aku} przyjmował wartości dodatnie dla akceptowalnych wymiarów akumulatora, to różnica $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ uśiałaby być wielokrotnie większa od różnicy dla akumulatora beztłoczeniowego. Wynika to z wielokrotnie większych nakładów inwestycyjnych na akumulator ciśnieniowy, wzór (11).

Na rys. 14 przedstawiono graniczną objętość akumulatora ciepła V_c^{gr} .

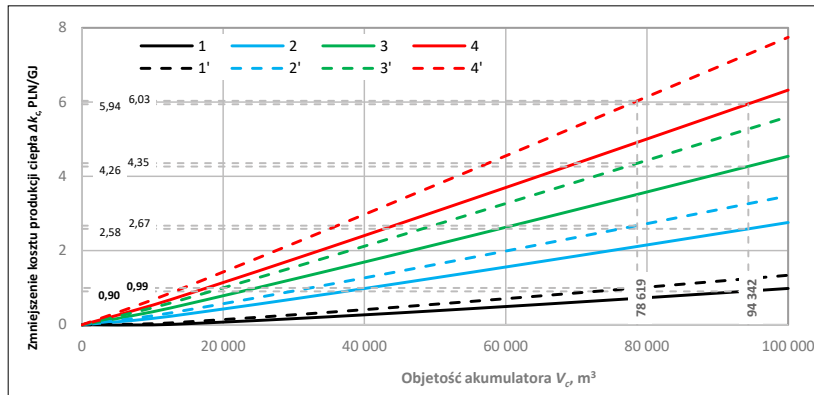


Rys. 14. Wartość granicznej objętości akumulatora ciepła w funkcji różnicy cen energii elektrycznej w szczycie i dolinie potrzeb na energię elektryczną w funkcji $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$, gdzie: 1 - $\tau_a = 12$ h, 2 - $\tau_a = 10$ h



Wartości V_c^{gr} w rozważanym przypadku są niewielkie, gwarantując zatem opłacalność ekonomiczną stosowania akumulatora ciepła (wzór (15)) nawet dla małych wartości różnicy $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$.

Na rys. 15 przedstawiono wartości obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła Δk_c w elektrociepłowni dzięki zastosowaniu w niej akumulatora ciepła.



Rys. 15. Wartość obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła Δk_c w funkcji objętości akumulatora; czas $\tau_a = 12 \text{ h}$: 1 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 20 \text{ PLN/MWh}$, 2 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 40 \text{ PLN/MWh}$, 3 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 60 \text{ PLN/MWh}$, 4 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80 \text{ PLN/MWh}$; czas $\tau_a = 10 \text{ h}$: 1' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 20 \text{ PLN/MWh}$, 2' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 40 \text{ PLN/MWh}$, 3' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 60 \text{ PLN/MWh}$, 4' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 80 \text{ PLN/MWh}$.

Analizując wartości Δk_c by odpowiedzieć na postawione we wprowadzeniu artykułu pytanie, czy dzięki stosowaniu akumulatora obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła jest znaczące, należy jednoznacznie stwierdzić, że tak. Chociaż kształtuje się ono tylko na poziomie kilku złotych na gigadżul wyprodukowanego ciepła, to jego przemnożenie przez $Q_R = 2186784 \text{ GJ/a}$ daje w wyniku dużą wartość rocznego przychodu $Q_R \Delta k_c$, który w konsekwencji generuje duży zysk NPV^{aku} (rys. 10 i 12). Stosowanie więc akumulatora ciepła w elektrociepłowni w dużym stopniu zwiększa opłacalność ekonomiczną jej eksploatacji.

Podsumowanie i wnioski końcowe

Zastosowana w pracy nowatorska metodyka analiz techniczno-ekonomicznych w zapisie z czasem ciągłym [1, 5, 6, 7, 8] daje całkowicie nową jakość analiz wszelkich procesów inwestycyjnych. Wykorzystanie jej przy poszukiwaniu najkorzystniejszej ekonomicznie objętości $V_{c \max}$ akumulatora ciepła do elektrociepłowni (wzór (4)), tj. objętości gwarantującej największy możliwy do osiągnięcia zysk NPV_{\max}^{aku} z jego eksploatacji pozwoliło na otrzymanie funkcji $NPV^{aku} = f(V_c)$ (wzór (14)). Jest to bardzo istotne, gdyż znajomość jej przebiegu w całym przedziale zmienności objętości $V_c \in (0; \infty)$ (rys. 10-13) daje, co należy z całą mocą podkreślić, całościowe spojrzenie na rozważany problem. Znany i stosowany do tej pory zapis dyskretny miernika NPV^{aku} [5-8] (krok dyskretyzacji to 1 rok) takiej możliwości nie dawał. Obliczenie bowiem za jego pomocą kilku, czy nawet kilkudziesięciu wartości NPV^{aku} nie pozwalałoby na ocenę charakteru przebiegu krzywej NPV^{aku} . „Punktowe” wyniki nie dają zatem możliwości uogólniania rozważań, a jedynie droga od ogółu do szczegółu jest poprawna i taką możliwość daje. Przejście natomiast od szczegółu do ogółu najczęściej - żeby nie powiedzieć, że zwykle - nie bywa prawdziwe. Trzeba jednak bardzo wyraźnie zaznaczyć, że najczęściej, aby tę prawdę ogólną pojąć i sformułować, trzeba wcześniej przeprowadzić bardzo wiele eksperymentów, trzeba wykonać bardzo wiele obliczeń i analiz szczegółowych, przede wszystkim potrzeba przenikliwego umysłu, inaczej trudno byłoby tę prawdę o całokształcie zachodzących zjawisk i procesów fizycznych, i nie tylko, dostrzec. Dzięki zastosowanej w niniejszej pracy nowatorskiej metodyki „ciągłej” otrzymano także, co równie bardzo ważne, wzory (10), (15). Mają one, co należy bardzo mocno podkreślić, charakter uniwersalny. Pozwalają bowiem znaleźć najkorzystniejszą ekonomicznie objętość akumulatora ciepła do każdej elektrociepłowni, a więc niezależnie od jej mocy cieplnej. Okazuje się przy tym, co jest kolejnym bardzo istotnym osiągnięciem dzięki zastosowaniu metodyki „ciągłej”, że jedynymi niezbędnymi wielkościami do obliczenia najkorzystniejszej ekonomicznie wartości objętości $V_{c \max}$ są wyłącznie entalpie właściwe pary i_{2u} , i_{1c} oraz strumień $\Delta \dot{m}_{I \max}$. Następną szalenie ważną sprawą. Jeżeli otrzymana ze wzoru (15) objętość $V_{c \max}$ akumulatora ciepła w elektrociepłowni przy danej, możliwej do uzyskania na rynku wartości różnicy cen $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ jest mniejsza od wartości granicznej V_c^{gr} , tj. wartości, dla której zysk NPV^{aku} (wzór (14)) jest równy zero (rys. 11,13), to wówczas budowa akumulatora jest nieopłacalna ekonomicznie. Ma ona sens tylko wówczas, gdy różnica cen $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ zakupu energii elektrycznej w szczycie i w dolinie zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE gwarantuje, że $NPV^{aku} = f(V_{c \max}) > 0$. Różnica ta wraz z nakładami inwestycyjnymi J^{aku} oraz wartością $\Delta \dot{m}_{I \max}$ decydują o ekonomicznej opłacalności stosowania akumulatorów ciepła.

Stosowanie w elektrociepłowni gazowo-parowej akumulatora ciepła, tak samo jak w każdej innej, a zatem i w elektrocie-



plowni parowej, w której realizowany jest wyłącznie obieg *Clausiusa-Rankine'a* [1], jest oczywiście bardzo korzystne, przynosi bowiem dodatkowy zysk NPV^{aku} . Zysk ten przy relatywnie wysokiej cenie gazu oraz relatywnie niskiej cenie energii elektrycznej może nawet przewyższać zysk NPV z pracy elektrociepłowni gazowo-parowej (wzór (16)).

Najważniejszymi czynnikami, które w największym stopniu decydują o wysokości jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej, a zatem o jej opłacalności ekonomicznej, są wartości tzw. rocznego wskaźnika σ_R jej skojarzonej pracy oraz cena energii elektrycznej. Wskaźnik σ_R jest definiowany jako stosunek rocznej produkcji energii elektrycznej netto do rocznej produkcji ciepła: $\sigma_R = E_{el,R} / Q_R$, i im jest większy, tym opłacalność ekonomiczna pracy elektrociepłowni jest wyższa (dlatego szczególnie wysoka jest opłacalność ekonomiczna eksploatacji przystosowanych do pracy skojarzonej zawodowych elektrowni węglowych [3, 4]; należy jednak *expressis verbis* powiedzieć, że gdy cena elektryczności jest niska, to oczywiście duża jej produkcja jest nieopłacalna (rys. 7). Wskaźnik ten dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną gazową M701G (rys. 5) przyjmuje wartość $\sigma_R = 6,26$ ($3805053 \text{ MWh} \times 3,6 \text{ GJ} / \text{MWh} / 2186784 \text{ GJ}$), a dla elektrociepłowni z turbiną gazową SGT6 (rys. 4) $\sigma_R = 3,79$ ($2302905 \text{ MWh} \times 3,6 \text{ GJ} / \text{MWh} / 2186784 \text{ GJ}$) (patrz tab. 1) (dla elektrociepłowni parowych wskaźnik ten przyjmuje wartości zaledwie $\sigma_R \approx 0,6$). W sytuacji zatem odpowiednio wysokich cen energii elektrycznej zysk NPV z pracy elektrociepłowni gazowo-parowej z przewymiarowaną „mocowo” turbiną gazową M701G ponad potrzeby cieplne (rys. 5, 7) będzie istotnie wyższy od układu z turbiną gazową SGT6 (rys. 4) - „ściśle dopasowaną” do tych potrzeb (rys. 3), gdyż przychód ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrociepłowni, który stanowi koszt uniknięty produkcji ciepła, jest wówczas duży (tab. 1). Na przykład dla przyjętych w tab. 1 wartości: ceny gazu 24 PLN/GJ, ceny energii elektrycznej 220 PLN/MWh, ceny ciepła 50 PLN/GJ i ceny zakupu pozwoleń na emisję CO_2 100 PLN/Mg_{CO2} zysk ten ma wartość 643,65 mln PLN, gdy dla układu z „dopasowaną” turbiną SGT6 wynosi tylko 498,54 mln PLN. Zysk NPV w tym przypadku jest także większy od zysku NPV^{aku} (rys. 10, 12) jaki przynosi zastosowanie w elektrociepłowni gazowo-parowej akumulatora ciepła. Pomimo tego, że zysk NPV^{aku} dla ceny elektryczności równej 220 PLN/MWh jest mniejszy od zysku NPV , to jednak jego zastosowanie jest bardzo korzystne. Jak już bowiem zaznaczono wyżej, wartość zysku NPV^{aku} przy relatywnie wysokiej cenie gazu i niskiej cenie energii elektrycznej może przewyższać wartość zysku NPV . Na przykład dla ceny gazu 24 PLN/GJ i ceny sprzedaży energii elektrycznej wynoszącej tylko 205 PLN/MWh, to zysk NPV^{aku} dla elektrociepłowni z turbiną gazową M701G z akumulatorem o objętości $V_{c,max} = 94\,342 \text{ m}^3$ jest większy od zysku $NPV = 90,55 \text{ mln PLN}$ (rys. 7, 12). □

Bibliografia:

1. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., Juszczyk A.: Methodology and continuous time mathematical model for selecting an optimum capacity of a heat accumulator integrated with a CHP plant, *Energies*, 2018, Volume 11, Issue 5, (May 2018).
2. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012, 2017).
3. Bartnik R., Buryn Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle: Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer, London 2011.
4. Buryn Z.: Quasi-unsteady CHP Operation of Power Plants. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer, London 2016.
5. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: *Ekonomika energetyki w modelach matematycznych z czasem ciągłym*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017.
6. Bartnik R., Bartnik B.: *Rachunek ekonomiczny w energetyce*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2014.
7. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: *Investment Strategy in Heating and CHP. Mathematical Models*. Springer-Verlag, London 2017.
8. Bartnik R., Bartnik B., Hnydiuk-Stefan A.: *Optimum Investment Strategy in the Power Industry. Mathematical Models*. Springer-Verlag, New York 2016.

