Prof. nzw. dr hab. inż. Ryszard Bartnik,
Politechnika Opolska,
Wydział Mechaniczny,
Katedra Techniki Cieplnej
i Aparatury Przemysłowej

Dr inż. Zbigniew Buryn,
PGE GiEK SA,
Oddział Elektrownia Opole

Dr Anna Duczkowska-Kądziel
Politechnika Opolska,
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki,
Katedra Innowacyjnych
Procesów Technologicznych

Modernizować istniejące, czy budować nowe źródła energii elektrycznej?

Artykuł dyskusyjny

To modernize the existing coal-fired power plants whether to construct new ones?

Debate article

Zaawansowana wiekiem i przestarzała technologicznie polska energetyka musi się zmodernizować. I to niezależnie od tego, że do 2020 roku musi spełnić wymagania unijnego pakietu klimatyczno-energetycznego, który nieodpowiedzialnie w 2008 roku podpisał polski rząd. Zredukowaliśmy bowiem w tym czasie w stosunku do 1990 roku emisję dwutlenku węgla aż o 32% (zgodnie z protokołem z Kioto mieliśmy to zrobić w stopniu 6%), gdy bogate kraje starej piętnastki UE zrobiły to zaledwie w stopniu 2% (zamiast 8%). Podpisując zatem pakiet wyszliśmy znacznie przed szereg, i, co najgorsze, z ogromną szkodą dla siebie. Nie było ponadto dowodów na to, że antropogeniczna emisja gazów cieplarnianych, w tym głównie emisja dwutlenku węgla jest odpowiedzialna za tzw. efekt cieplarniany. Ostatnio opublikowane wyniki badań pokazują, że temperatury na świecie przestały rosnąć od 1994 roku, chociaż w ostatnich 20 latach światowa konsumpcja węgla kamiennego wzrosła o 100% i w 2010 r. wyniosła 6,2 mld ton. W tym samym czasie produkcja węgla w Polsce spadła o ok. 50% do 77 mln ton. Unijna polityka klimatyczna, to nie tylko ogromne zagrożenie dla polskiej energetyki, ale również dla naszego przemysłu. Należy wręcz powiedzieć, że jest dla niego katastrofalna. Ogromne kilkunastomiliardowe roczne koszty jakie z tytułu wdrożonych działań w ramach pakietu klimatyczno-energetycznego będą musieli ponosić polscy przedsiębiorcy „przeniosą" się na ceny towarów i usług, których może „nie wytrzymać" polskie społeczeństwo. Gdyby uciekając od tych kosztów przedsiębiorcy przenieśli produkcję poza granice Polski, na przykład do Chin, to takie działania w jeszcze większym stopniu przełożyłyby się na ubóstwo społeczeństwa i w konsekwencji na bankructwo państwa. Trzeba zatem dążyć do co najmniej zawieszenia wykonalności zobowiązań emisyjnych, jak i innych głównych wymagań związanych z polityką klimatyczną Unii Europejskiej. Dążenia takie nie są jednak w stanie zmienić konieczności modernizacji przestarzałej technologicznie, charakteryzującej się niską, rzędu 30-32%, sprawnością wytwarzania energii elektrycznej i w dużej mierze zdekapitalizowanej krajowej energetyki. W najbliższych miesiącach z eksploatacji muszą zostać wyłączone bloki o łącznej mocy kilku tysięcy megawatów, co będzie skutkowało niebezpieczeństwem braku dostaw energii elektrycznej do odbiorców. Modernizacyjne zabiegi w elektrowniach wyłącznie doskonalące istniejące już w nich poszczególne instalacje i urządzenia, jak modernizacja kotłów zwiększająca ich sprawność, modernizacja układów przepływowych turbin podnosząca ich sprawność wewnętrzną, modernizacja układów chłodzenia, czy zabiegi zmniejszające elektryczne potrzeby własne elektrowni nie są w stanie znacząco poprawić sprawności wytwarzania w nich energii elektrycznej, nie zmieniają bowiem termicznych parametrów realizowanego obiegu cieplnego Clausiusa-Rankine'a. Można oczekiwać jedynie wówczas poprawy sprawności energetycznej elektrowni o co najwyżej 1, 2 punkty procentowe.

Racjonalną technologicznie i technicznie możliwością modernizacji już istniejących bloków, czyniącą je nowoczesnymi, jest ich konwersja do dwupaliwowych układów gazowo-parowych [3]. Zasadniczej bowiem zmianie ulegnie realizowany w nich obieg cieplny. Oprócz dotychczasowego obiegu Clausiusa-Rankine'a turbiny parowej realizowany w nich będzie obieg Joule'a turbiny gazowej, co skutkować będzie bardzo znaczącą poprawą ich sprawności energetycznej. Nastąpi jednocześnie, nawet dwukrotne, zwiększenie mocy elektrycznej zmodernizowanych w ten sposób bloków, co wykluczy konieczność budowy nowych. Bardzo istotnie zmniejszony zostanie także wskaźnik emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego na jednostkę wyprodukowanej w nich energii elektrycznej w wyniku zmniejszonego zużycia węgla i spalania ekologicznego gazu ziemnego.

Z uwagi na powyższe należy znaleźć odpowiedź na następujące pytanie. Czy ekonomicznie uzasadnione są inwestycyjnie tanie modernizacje istniejących bloków węglowych do dwupaliwowych układów gazowo-parowych, ale za to spalających drogi gaz ziemny, czy bardziej uzasadniona jest budowa na przykład drogich bloków na parametry nadkrytyczne, ale opalanych relatywnie tanim węglem? Odpowiedź na to pytanie daje porównanie jednostkowych kosztów wytwarzania w nich energii elektrycznej.

Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni wyraża się równaniem [1, 2]

$$k_{el} = \frac{K_R}{E_{el,R}} = \frac{K_e + K_{kap}}{E_{el,R}} \tag{1}$$

gdzie $E_{el,R}$ oznacza roczną produkcję netto w niej energii elektrycznej, K_R całkowity roczny koszt działania elektrowni będący sumą kosztów eksploatacji (operacyjnych) K_e i kapitałowych K_{kap}.

Roczne koszty eksploatacji K_e elektrowni obejmują: koszt paliwa oraz koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne K_{pal}, koszt wody uzupełniającej K_{wu}, koszt płac z narzutami $K_{płac}$, koszt konserwacji i remontów K_{rem}, koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych K_m, koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska $K_{śr}$ (m.in. opłaty za emisję spalin do atmosfery, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów itp.), koszt podatków, opłat i ubezpieczeń K_P

$$K_e = K_{pal} + K_{wu} + K_{płac} + K_{rem} + K_m + K_{śr} + K_P \tag{2}$$

W kosztach K_e nie uwzględniono kosztu zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. Koszt ten może być bardzo znaczny i nawet podwoić jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w opalanej węglem elektrowni.

Roczny koszt kapitałowy K_{kap} jest sumą kosztów amortyzacji i finansowych, tj. kosztów mających zwrócić poniesione nakłady inwestycyjne J wraz z odsetkami od nich [1, 2]

$$K_{kap} = z\rho J \tag{3}$$

gdzie:

z – współczynnik zamrożenia kapitału inwestycyjnego,

ρ – zdyskontowana roczna stopa amortyzacji.

Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne

Wykorzystując wzory (2), (3) oraz zależności:

- koszt paliwa

$$K_{pal} = E_{ch,R}\, e_{pal} \tag{4}$$

- sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni

$$\eta_{el} = \frac{E_{el,R}}{E_{ch,R}} = \frac{\int_0^{\tau_R} N_{el}\, d\tau}{\int_0^{\tau_R} \dot{E}_{ch}\, d\tau} \cong \frac{N_{el,n}\,\tau_R}{\dot{E}_{ch,n}\,\tau_R} \tag{5}$$

- koszt konserwacji i remontów urządzeń

$$K_{rem} = \delta_{rem} J \tag{6}$$

- nakłady inwestycyjne

$$J = N_{el,n}\, i \tag{7}$$

gdzie:

$E_{ch,R}$ – roczne zużycie energii chemicznej paliwa,

$\dot{E}_{ch,R}$ – nominalny strumień energii chemicznej paliwa,

e_{pal} – jednostkowa (na jednostkę energii) cena paliwa,

i – jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne,

$N_{el,n}$ – znamionowa moc bloku,

δ_{rem} – roczna stopa kosztów konserwacji i remontów urządzeń zależna od nakładów inwestycyjnych,

τ_R – roczny czas pracy elektrowni; czas pracy dla nowych bloków zakładany jest na poziomie τ_R = 7500 h/a [5].

jednostkowy koszt (1) można zapisać jako sumę jednostkowych kosztów zmiennych i stałych wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni

$$k_{el} = (1 + x_{R\,zm})\frac{e_{pal}}{\eta_{el}} + (1 + x_{R\,st})\frac{(z\rho + \delta_{rem})i}{\tau_R} \tag{8}$$

gdzie:

$x_{R\,st}$ – roczna stopa pozostałych kosztów stałych (koszt płac z narzutami, koszty podatków, opłat i ubezpieczeń); w obliczeniach przyjęto $x_{R\,st}$ = 5%,

$x_{R\,zm}$ – roczna stopa pozapaliwowych kosztów zmiennych (koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne, koszt wody uzupełniającej, koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych, koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska); w obliczeniach przyjęto $x_{R\,zm}$ = 10%,

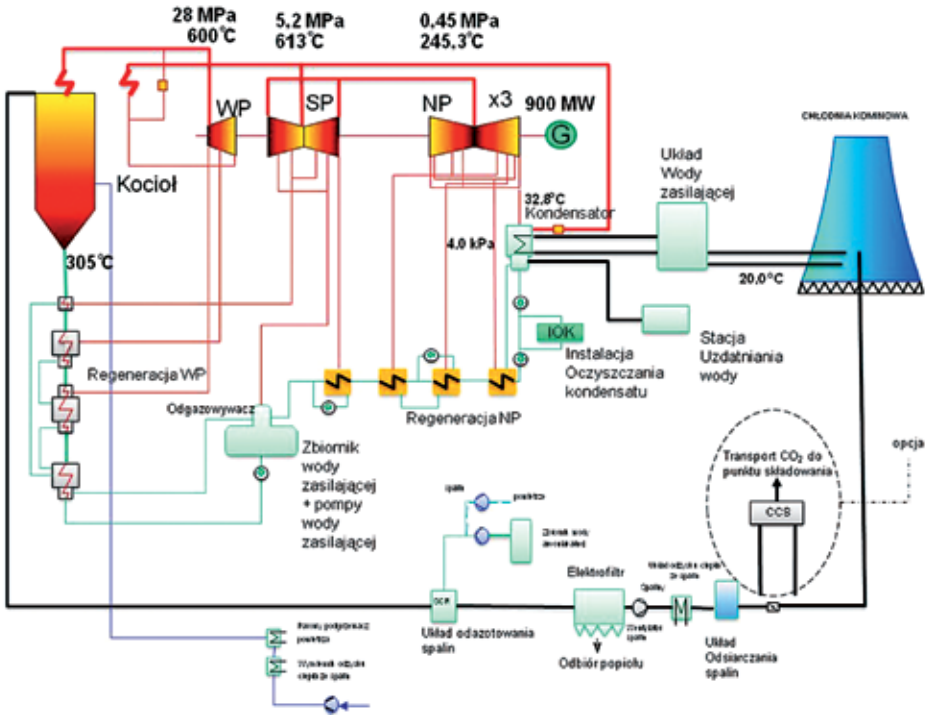
$z_\rho + \delta_{rem}$ – roczna stopa obsługi kapitału inwestycyjnego oraz pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń); w obliczeniach przyjęto $z_\rho + \delta_{rem}$ = 16%.

Podstawiając do wzoru (8) dane liczbowe uzyskuje się, że jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne – rys. 1 – o mocy 800÷900 MW i jednostkowych nakładach inwestycyjnych równych i = 6,5 mln PLN/MW (kontraktowe nakłady inwestycyjne na blok o mocy 800÷900 MW [5] wynoszą 5,5 mld zł) oraz cenie węgla e_{pal} = 11,4 PLN/GJ wynosi

$$k_{el} = 1{,}1\frac{11{,}4\,\mathrm{PLN/GJ}}{0{,}456} \times \frac{3{,}6\,\mathrm{GJ}}{\mathrm{MWh}} + 1{,}05\frac{0{,}16 \times 6\,500\,000\,\mathrm{PLN/MW}}{7\,500\,\mathrm{h}} \cong$$

$$\cong 99 + 146 = 245\,[\mathrm{PLN/MWh}]. \tag{9}$$

Część zmienna jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej (w której główny udział stanowi koszt paliwa) wynosi $k_{el\,zm}$ = 99 PLN/MWh, część stała, z uwagi na duże jednostkowe nakłady kapitałowe, aż $k_{el\,st}$ = 146 PLN/MWh.



Rys. 1. Schemat ideowy bloku na parametry nadkrytyczne [5]

W przypadku elektrowni jądrowych koszt paliwa jądrowego stanowi obecnie tylko kilka procent kosztu k_{el} wytwarzania w nich energii elektrycznej, podczas gdy w blokach konwencjonalnych koszty węgla i gazu stanowią kilkadziesiąt procent. Część stała natomiast jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej wynosi aż ok. $k_{el\,st}$ = 345 PLN/MWh (i = 18 mln PLN/MW, τ_R = 8760 h/a). Czy tak wysoki koszt oznacza, że nie należy w Polsce budować bloków jądrowych? Nie. Dywersyfikacja stosowanych paliw zwiększy bowiem, co bardzo ważne, bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Wartość sprawności η_{el} = 45,6% we wzorze (9) jest „wymuszona" przez wartość wskaźnika emisji dwutlenku węgla CO_2 z elektrowni. Wskaźnik ten, wyrażający ilość kilogramów emisji dwutlenku węgla na megawatogodzinę wyprodukowanej w niej energii elektrycznej E_{el} z ilości E_{ch} energii chemicznej spalanego paliwa [4], zgodnie z unijną polityką klimatyczną powinien co najwyżej wynosić

$$EF_{CO_2} = \frac{E_{ch}\rho_{CO_2}}{E_{el}} = \frac{\rho_{CO_2}}{\eta_{el}} = 750\left[\frac{kg_{CO_2}}{MWh}\right] \tag{10}$$

gdzie ρ_{CO_2} oznacza wyrażoną w kilogramach emisję CO_2 z jednostki energii chemicznej spalanego w elektrowni paliwa, a η_{el} sprawność netto wytwarzania w niej energii elektrycznej. Dla węgla kamiennego emisja CO_2 wynosi $\rho_{CO_2}^{weg} \cong 95\ kg_{CO_2}/GJ = 342\ kg_{CO_2}/MWh$ (dla gazu ziemnego $\rho_{CO_2}^{gaz} \cong 55\ kg_{CO_2}/GJ = 198\ kg_{CO_2}/MWh$).
Aby osiągnąć tę wskazaną przez Unię Europejską wartość $EF_{CO_2} = 750\ kg_{CO_2}/MWh$ (już się mówi o wartościach wskaźnika emisji na poziomie $EF_{CO_2} = 500\ kg_{CO_2}/MWh$ i mniejszych, nawet o wartości $EF_{CO_2} = 100\ kg_{CO_2}/MWh$), sprawność netto elektrowni musi właśnie wynosić η_{el} = 45,6%. Sprawność taka jest do osiągnięcia w elektrowniach na parametry nadkrytyczne o wartościach co najmniej 28 MPa, 600/620°C. Aktualna wartość wskaźnika emisji z bloku węglowego 370 MW przy sprawności netto η_{el} = 37% wynosi $EF_{CO_2} = 924\ kg_{CO_2}/MWh$.

Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku 370 MW zmodernizowanym do układu gazowo-parowego

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej $(k_{el})^{mod}$ w zmodernizowanej elektrowni – rys. 2 – jest kosztem średnim ważonym kosztów $(k_{el})^{ist}$ i $(k_{el})^{\Delta E_{el,R}}$, tj. kosztu $(k_{el})^{ist}$ produkcji energii elektrycznej przed jej modernizacją i kosztu $(k_{el})^{\Delta E_{el,R}}$ przyrostu jej produkcji osiągniętego w wyniku modernizacji

$$(k_{el})^{mod} = \frac{(E_{el,R})^{ist}}{(E_{el,R})^{ist} + \Delta E_{el,R}}(k_{el})^{ist} + \frac{\Delta E_{el,R}}{(E_{el,R})^{ist} + \Delta E_{el,R}}(k_{el})^{\Delta E_{el,R}} \tag{11}$$

przy czym

$$(k_{el})^{ist} = \frac{(K_R)^{ist}}{(E_{el,R})^{ist}} \tag{12}$$

$$(k_{el})^{\Delta E_{el,R}} = \frac{\Delta K_R}{\Delta E_{el,R}} \tag{13}$$

gdzie:

$(E_{el,R})^{ist}$ – roczna produkcja energii elektrycznej netto loco elektrownia przed jej modernizacją,

$\Delta E_{el,R}$ – przyrost rocznej produkcji energii elektrycznej netto loco elektrownia po modernizacji,

$(K_R)^{ist}$ – roczny koszt działania elektrowni przed modernizacją,

ΔK_R – przyrost rocznego kosztu działania elektrowni po modernizacji.

Podstawiając (12) i (13) do (11) otrzymuje się, czego należało oczywiście oczekiwać, że

$$(k_{el})^{mod} = \frac{(K_R)^{ist} + \Delta K_R}{(E_{el,R})^{ist} + \Delta E_{el,R}} \tag{14}$$

Przyrost rocznej produkcji netto energii elektrycznej w zmodernizowanej elektrowni wynosi

$$\Delta E_{el,R} = (E_{el,R}^{TG,brutto} + \Delta E_{el,R}^{TP,brutto})(1 - \varepsilon_{el}^{mod}) \tag{15}$$

gdzie: $E_{el,R}^{TG,brutto}$, $\Delta E_{el,R}^{TP,brutto}$ oznaczają kolejno roczną produkcję brutto energii elektrycznej w turbozespole gazowym i roczny przyrost brutto jej produkcji w turbozespole parowym, ε_{el}^{mod} wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych zmodernizowanej elektrowni (w obliczeniach przyjęto ε_{el}^{mod} = 4%).

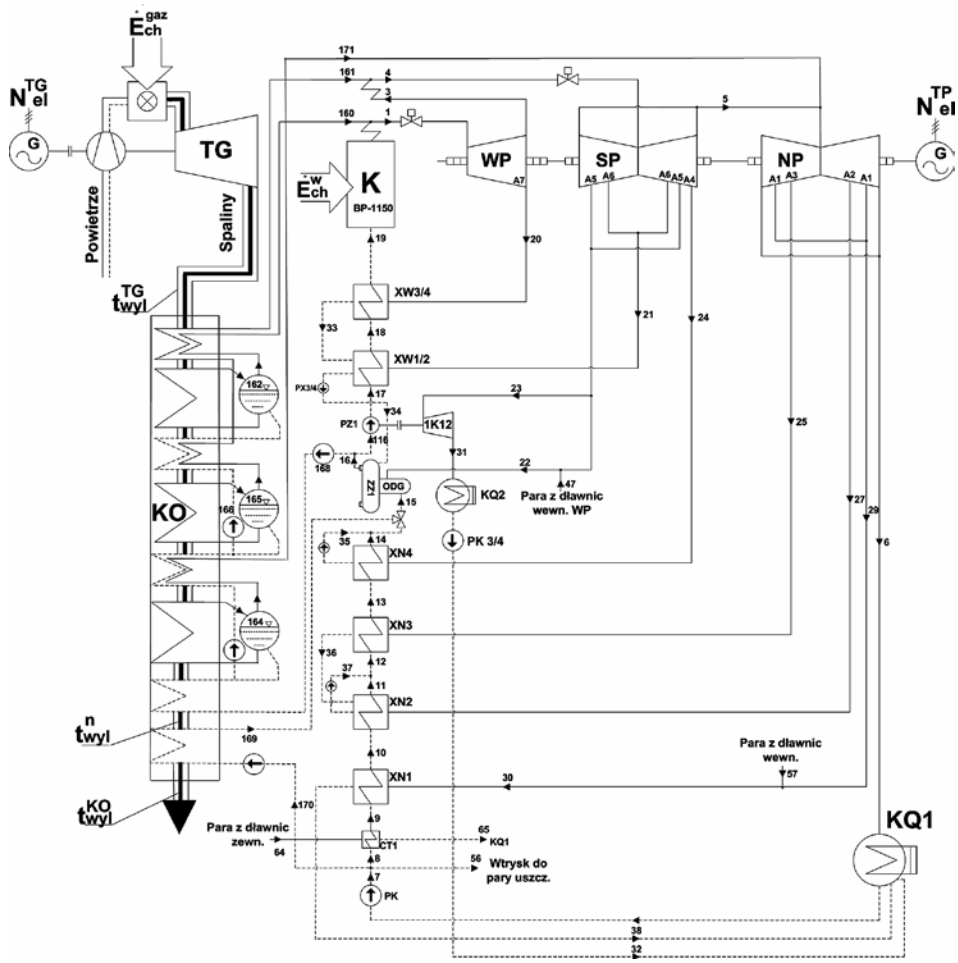
Przyrost rocznego kosztu ΔK_r wyraża się wzorem

$$\Delta K_R = (K_R)^{mod} - (K_R)^{ist} = (z\rho + \delta_{rem})J^{mod} + \\ + K_{gaz}^{TG} + K_{śr}^{TG} - \Delta K_{pal}^{w} - \Delta K_{r,m,wu}^{w} - \Delta K_{śr}^{w} \tag{16}$$

gdzie:

- J^{mod} – nakłady inwestycyjne pod klucz na modernizację bloku przez nadbudowę turbozespołem gazowym i kotłem odzyskowym,
- K_{gaz}^{TG} – koszt gazu ziemnego spalanego w turbinie gazowej,
- $K_{śr}^{TG}$ – koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska w wyniku spalania gazu ziemnego w turbinie gazowej,
- ΔK_{pal}^{w} – zmniejszenie kosztu zakupu węgla,
- $\Delta K_{r,m,wu}^{w}$ – zmniejszenie w istniejącym układzie węglowym kosztów konserwacji i remontów, surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych oraz wody uzupełniającej; w obliczeniach można przyjąć bez popełnienia znaczącego błędu, że $\Delta K_{r,m,wu}^{w}$ = 0,
- $\Delta K_{śr}^{w}$ – zmniejszenie kosztu za gospodarcze korzystanie ze środowiska w wyniku zmniejszonej ilości spalanego w elektrowni rocznie węgla.

We wzorze (16) pominięto roczne zmniejszenie kosztu zakupu uprawnień do emisji CO_2 na megawatogodzinę wyprodukowanej energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku wynikające ze zmniejszonego spalania w nim węgla i spalania ekologicznego gazu ziemnego. Wszelakie bowiem ekonomiczne elementy wsparcia układów gazowo-parowych zależą od polityków, których „łaska" jest koniunkturalna, raz jest, a za chwilę może jej nie być,



Rys. 2. Schemat ideowy istniejącego węglowego bloku 370 MW nadbudowanego turbozespołem gazowym TG oraz kotłem odzyskowym KO trójciśnieniowym

a poza tym układy takie, i nie tylko one, powinny się w gospodarce rynkowej „bronić” same. Ponadto, jak już zaznaczono, należy co najmniej zawiesić wszystkie postanowienia pakietu klimatyczno-energetycznego.

Koszt gazu ziemnego spalanego w turbinie gazowej wyraża się wzorem

$$K_{gaz}^{TG} = E_{ch,R}^{gaz} e_g \tag{17}$$

gdzie $E_{ch,R}^{gaz} e_g$ oznacza roczne zużycia energii chemicznej gazu zależące od mocy turbozespołu gazowego, e_g jednostkową (na jednostkę energii) cenę gazu.

Zmniejszenie kosztu zakupu węgla spalanego w istniejącym kotle parowym wynosi

$$\Delta K_{pal}^{w} = \Delta E_{ch,R}^{w} e_{pal} \tag{18}$$

gdzie $\Delta E_{ch,R}^{w}$ oznacza roczne zmniejszenie zużycia energii chemicznej węgla zależące od mocy turbozespołu gazowego i struktury kotła odzyskowego, e_{pal} jednostkową (na jednostkę energii) cenę węgla.

Koszt środowiskowy $K_{śr}^{TG}$ dla układu gazowego oraz zmniejszenie kosztu $\Delta K_{śr}^{w}$ związanego ze zmniejszeniem ilości spalanego rocznie w elektrowni węgla zależą od taryfowych jednostkowych stawek za gospodarcze korzystanie ze środowiska i wyrażają się wzorami

$$K_{śr}^{TG} = E_{ch,R}^{gaz}\left(\rho_{gCO_2} p_{CO_2} + \rho_{gCO} p_{CO} + \rho_{gSO_2} p_{SO_2} + \rho_{gNO_x} p_{NO_x}\right) \tag{19}$$

$$\Delta K_{śr}^{pal} = \Delta E_{ch,R}^{w}\left(\rho_{wCO_2} p_{CO_2} + \rho_{wCO}\, p_{CO} + \rho_{wSO_2} p_{SO_2} + \rho_{wNO_x} p_{NO_x} + \rho_{wpył} p_{pył}\right) \tag{20}$$

gdzie:

p_{CO}, p_{CO_2}, p_{NO_x}, p_{SO_2}, $p_{pył}$ – jednostkowa stawka za emisję CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu, PLN/kg,

ρ_{gCO}, ρ_{gCO_2}, ρ_{gNO_x}, ρ_{gSO_2} – emisja CO_2, CO, NO_x, SO_2 na jednostkę energii chemicznej gazu, kg/GJ,

ρ_{wCO}, ρ_{wCO_2}, ρ_{wNO_x}, ρ_{wSO_2}, $\rho_{wpył}$ – emisja CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu na jednostkę energii chemicznej węgla, kg/GJ.

Całkowity koszt ochrony środowiska w układzie węglowym wyraża się wzorem

$$\Delta K_{śr}^{w} = \Delta K_{śr}^{pal} + \Delta K_{śr}^{pozapal} \tag{21}$$

Koszt pozapaliwowy $\Delta K_{śr}^{pozapal}$ obejmuje koszty utylizacji popiołu i żużla, składowania odpadów, poboru wody i zrzutu ścieków, zakupu i transportu chemikaliów do uzdatniania wody (demineralizacji i dekarbonizacji), mączki wapiennej i pozostałych chemikaliów do instalacji mokrego odsiarczania spalin IOS oraz koszt mocznika do instalacji redukcji NO_x.

W ujęciu liczbowym wzór (21) w funkcji jednostkowych stawek za emisje p_{CO_2}, p_{CO}, p_{NO_x}, p_{SO_2}, $p_{pył}$ przedstawia się równaniem:

$$\Delta K_{śr}^{w} = \Delta E_{ch,R}^{w}[0{,}44 + \rho_{wCO_2}(p_{CO_2} - 0{,}00025) + \rho_{wCO}\,(p_{CO} - 0{,}11) + \\ + \rho_{wSO_2}(p_{SO_2} - 0{,}46) + \rho_{wNO_x}(p_{NO_x} - 0{,}46) + \rho_{wpył}(p_{pył} - 0{,}50)], \quad [\text{PLN}] \tag{22}$$

gdzie zmniejszenie zużycia węgla $\Delta E_{ch,R}^{w}$ wyrażone jest w GJ/a, jednostkowe stawki p_{CO_2}, p_{CO}, p_{NO_x}, p_{SO_2}, $p_{pył}$ w PLN/kg. Wartości emisji CO_2, CO, NO_x, SO_2 i pyłu we wzorze (22) wynoszą [7]: ρ_{wCO_2} = 96,35 kg_{CO_2}/GJ, ρ_{wCO} = 0,01 kg_{CO}/GJ, ρ_{wNO_x} = 0,164 kg_{NO_x}/GJ, ρ_{wSO_2} = 0,056 kg_{SO_2}/GJ (sprawność instalacji mokrego odsiarczania spalin wynosi η_{IOS} = 0,913), $kg_{pył}$/GJ (sprawność elektrofiltru wynosi η_{ef} = 0,9988), a koszt 0,44 PLN/GJ wyznaczony został przy powyższych wartościach emisji oraz przy następujących, obowiązujących aktualnie w Polsce wartościach jednostkowych stawek za emisje: p_{CO_2} = 0,25 PLN/Mg, p_{CO} = 0,11 PL/kg, p_{NO_x} = 0,46 PLN/kg, p_{SO_2} = 0,46 PLN/kg, $p_{pył}$ = 0,50 PLN/kg. Należy zaznaczyć, że stawki te są na bardzo niskim poziomie i nie „zachęcają” zatem do stosowania w krajowej elektroenergetyce ekologicznych i wysokosprawnych technologii oraz ekologicznych paliw.

Wartości emisji CO_2, CO, NO_x, SO_2 przy spalaniu gazu ziemnego w turbinach gazowych są, co bardzo ważne, istotnie niższe i wynoszą: ρ_{gCO_2} = 55 kg_{CO_2}/GJ, ρ_{gCO} = 0,0 kg_{CO}/GJ, ρ_{gNO_x} = 0,02 kg_{NO_x}/GJ, ρ_{gSO_2} = 0,0 kg_{SO_2}/GJ.

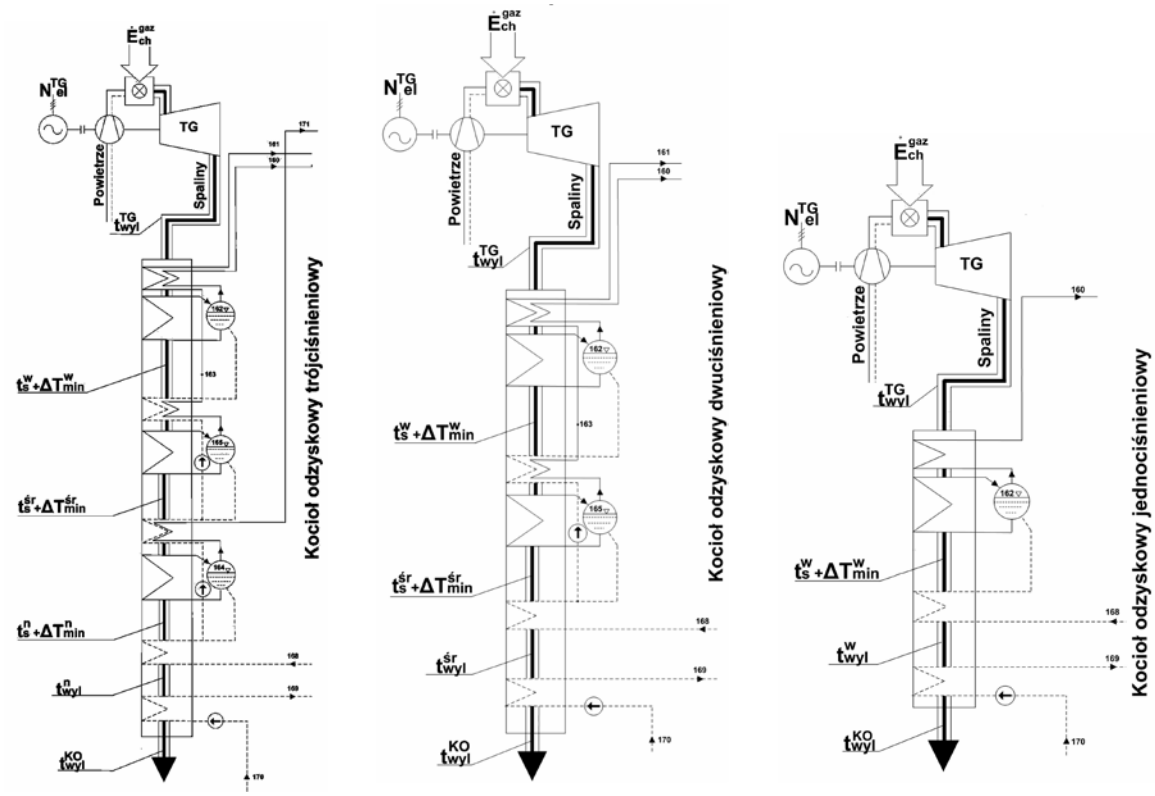
Wyrażając wzór (14) w postaci

$$(k_{el})^{mod} = \frac{(E_{el,R})^{ist}(k_{el})^{ist} + \Delta K_R}{(E_{el,R})^{ist} + \Delta E_{el,R}} \tag{23}$$

oraz podstawiając do niego zależności (15)–(22) otrzymuje się końcową postać wzoru na jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku 370 MW przez nadbudowę go turbozespołem gazowym i kotłem odzyskowym:

$$(k_{el})^{mod} = \frac{(E_{el,R})^{ist}(k_{el})^{ist} + (z\rho + \delta_{rem})J^{mod} + E_{ch,R}^{gaz} e_g - \Delta E_{ch,R}^{w} e_{pal}}{(E_{el,R})^{ist} + (E_{el,R}^{TG,brutto} + \Delta E_{el,R}^{TP,brutto})(1 - \varepsilon_{el}^{mod})} + \\ + \frac{E_{ch,R}^{gaz}\left(\rho_{gCO_2} p_{CO_2} + \rho_{gCO} p_{CO} + \rho_{gSO_2} p_{SO_2} + \rho_{gNO_x} p_{NO_x}\right)}{(E_{el,R})^{ist} + (E_{el,R}^{TG,brutto} + \Delta E_{el,R}^{TP,brutto})(1 - \varepsilon_{el}^{mod})} - \\ - \Delta E_{ch,R}^{w}\left[\frac{0{,}44 + \rho_{wCO_2}(p_{CO_2} - 0{,}00025) + \rho_{wCO}\,(p_{CO} - 0{,}11)}{(E_{el,R})^{ist} + (E_{el,R}^{TG,brutto} + \Delta E_{el,R}^{TP,brutto})(1 - \varepsilon_{el}^{mod})} + \right. \\ \left. + \frac{\rho_{wSO_2}(p_{SO_2} - 0{,}46) + \rho_{wNO_x}(p_{NO_x} - 0{,}46) + \rho_{wpył}(p_{pył} - 0{,}50)}{(E_{el,R})^{ist} + (E_{el,R}^{TG,brutto} + \Delta E_{el,R}^{TP,brutto})(1 - \varepsilon_{el}^{mod})}\right]. \tag{24}$$

Zależność (24) umożliwia „szeroką” dyskusję nad wpływem różnych wielkości i parametrów (na przykład jednostkowych stawek za emisję CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu) na efektywność ekonomiczną modernizacji. Wartość $(k_{el})^{mod}$ w głównej mierze zależy od stosunku ceny energii elektrycznej do cen gazu i węgla oraz od mocy turbozespołu gazowego i struktury kotła odzyskowego. W komputerowych obliczeniach jednostkowego kosztu $(k_{el})^{mod}$ wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku 370 MW wykorzystano jego model matematyczny przedstawiony w [3]. Za jego pomocą wyliczono wartości $(E_{el,R})^{ist}$, $E_{el,R}^{TG,brutto}$, $\Delta E_{el,R}^{TP,brutto}$ $(E_{el,R})^{ist}$, $E_{ch,R}^{gaz}$ i $\Delta E_{ch,R}^{w}$. Wszystkie te wielkości, poza $(E_{el,R})^{ist}$ są funkcją mocy turbozespołu gazowego i struktury kotła odzyskowego. Obliczenia przeprowadzono dla całego zakresu mocy produkowanych turbin gazowych $N_{el,zn}^{TG} \in (0;\ 350\ \text{MW})$ [6] oraz dla kotłów odzyskowych jedno-, dwu- i trójciśnieniowego – rysunek 3.



Rys. 3. Schematy ideowe kotłów odzyskowych jedno-, dwu- i trójciśnieniowego

Wyniki obliczeń

Do obliczeń przyjęto następujące wartości danych wejściowych:

- szacunkowe nakłady inwestycyjne pod klucz J^{mod} na modernizację bloku przez nadbudowę turbozespołem gazowym i kotłem odzyskowym wyznaczone na podstawie [6]:
  a) dla układu z kotłem odzyskowym jednociśnieniowym

$$J^{mod} = 7{,}08\left(N^{TG}_{el,\,zn}\right)^{0{,}73} \tag{25}$$

  b) dla układu z kotłem odzyskowym dwuciśnieniowym

$$J^{mod} = 7{,}78\left(N^{TG}_{el,\,zn}\right)^{0{,}73} \tag{26}$$

  c) dla układu z kotłem odzyskowym trójciśnieniowym

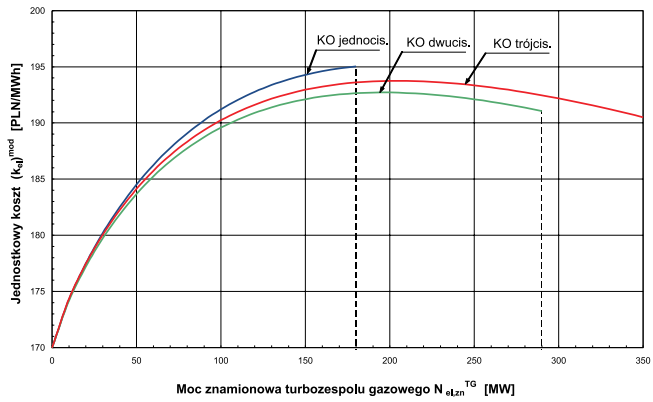
$$J^{mod} = 8{,}57\left(N^{TG}_{el,\,zn}\right)^{0{,}73} \tag{27}$$

  przy czym znamionowa moc elektryczna turbozespołu gazowego $N^{TG}_{el,\,zn}$ we wzorach (25)–(27) wyrażona jest w megawatach

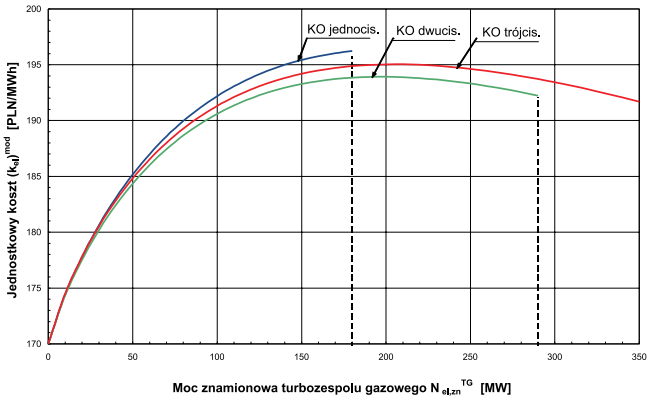
- względny wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych zmodernizowanego bloku ε^{mod}_{el} = 4%
- jednostkowa cena węgla e_{pal} = 11,4 PLN/GJ
- jednostkowa cena gazu e_g = 28,0 PLN/GJ
- jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej przed modernizacją bloku $(k_{el})^{ist}$ = 170 PLN/MWh
- roczna stopa amortyzacji, konserwacji i remontów $z\rho + \delta_{rem}$ = 16%
- temperatura spalin wylotowych z kotła odzyskowego t^{KO}_{wyl} = 90°C i t^{KO}_{wyl} = 110°C.

W szacunkowych nakładach inwestycyjnych (25)–(27) uwzględniono konieczne środki finansowe na zakup i montaż nowego skraplacza, nowej części niskoprężnej turbiny parowej o zwiększonych przepustowościach oraz nowego generatora elektrycznego o większej mocy. W wyniku modernizacji przyrasta bowiem również moc turbozespołu parowego na skutek przyrostu mocy jego części niskoprężnej.

Wyliczone wartości jednostkowego kosztu $(k_{el})^{ist}$ wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku w funkcji mocy turbozespołu gazowego i typu kotła odzyskowego dla temperatury spalin wylotowych t^{KO}_{wyl} = 90°C



Rys. 5. Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku w funkcji mocy turbozespołu gazowego i typu kotła odzyskowego dla temperatury spalin wylotowych t_{wyl}^{KO} = 110°C

Na rysunku 5 przedstawiono jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej dla podwyższonej temperatury spalin wylotowych z kotła odzyskowego z t_{wyl}^{KO} = 90°C do t_{wyl}^{KO} = 110°C. Podwyższenie tej temperatury jest niekorzystne termodynamicznie. Powoduje bowiem zmniejszenie wykorzystania entalpii spalin w kotle, rośnie zatem w nim zewnętrzna straty egzergii, a więc ulega zmniejszeniu sprawność egzergetyczna układu. Maleje więc efektywność ekonomiczna modernizacji i rośnie jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej $(k_{el})^{mod}$. Na ogół bowiem opłacalność ekonomiczna procesów energetycznych jest tym mniejsza, im mniejsza jest ich sprawność egzergetyczna. Należy jednak przy tym pamiętać, że gdy zwiększanie sprawności egzergetycznej łączy się z istotnym zwiększeniem nakładów inwestycyjnych na układ, to efekty ekonomiczne mogą być nawet ujemne.

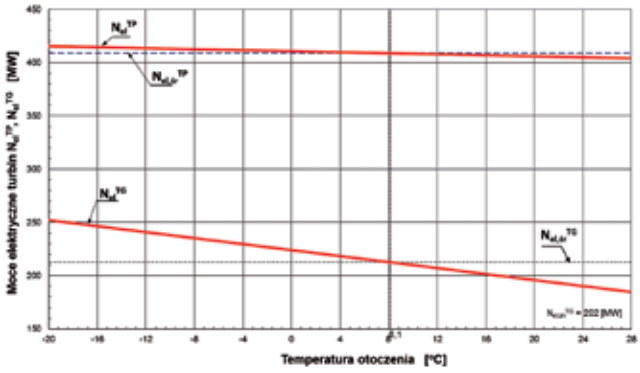
Analiza wrażliwości

Analizując ekonomiczną efektywność dowolnego przedsięwzięcia gospodarczego należy zawsze przeprowadzić analizę wrażliwości obliczonego dla niego miernika efektywności ekonomicznej decydującego o jego opłacalności. Celem analizy wrażliwości jest dokonanie oceny zmian wartości tego miernika w funkcji zmian parametrów mających na niego wpływ. W rozważanym przypadku miernikiem opłacalności modernizacji bloku o znamionowej mocy elektrycznej 370 MW do układu gazowo-parowego dwupaliwowego jest jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej $(k_{el})^{mod}$. Im będzie on niższy, tym większy zysk osiągnie inwestor.

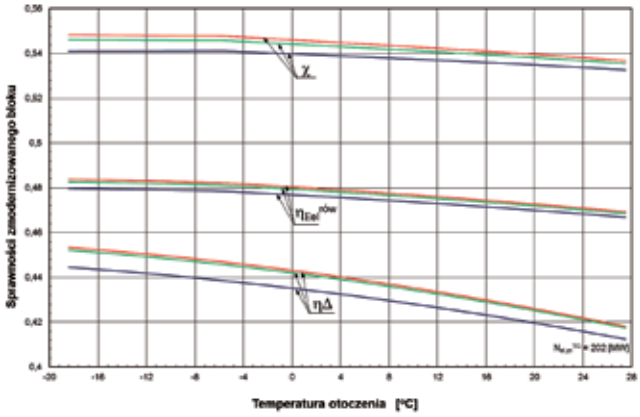
Analiza wrażliwości daje inwestorowi duże pole widzenia opłacalności inwestycji, umożliwia ocenę jej „bezpieczeństwa", pozwala w warunkach konkurencyjności, co istotne, na prowadzenie polityki cenowej. Pokazuje do jakiego poziomu wzrostu cen surowców wykorzystywanych w produkcji energii elektrycznej przedsięwzięcie będzie jeszcze opłacalne, do jakiego poziomu inwestor może obniżać jej cenę, by nie zbankrutować. Ten minimalny poziom wyznacza oczywiście jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej $(k_{el})^{mod}$.

Wyniki obliczeń

Analizie wrażliwości poddano układ z kotłem odzyskowym dwuciśnieniowym i turbozespołem gazowym W501F (SGT6-5000F) [6] o znamionowej mocy elektrycznej $N_{el,\,zn}^{TG}$ = 202 MW (t_{ot} = 15°C), znamionowej temperaturze spalin wylotowych z turbiny $N_{wyl,\,zn}^{TG}$ = 578°C oraz znamionowej sprawności wytwarzania energii elektrycznej $\eta_{TG,\,zn}$ = 38,1%. Na rysunku 6 przedstawiono zmianę mocy turbozespołu parowego w zmodernizowanym bloku oraz turbozespołu gazowego w funkcji temperatury otoczenia. Istotnie zmienia się moc turbozespołu gazowego z uwagi na zmianę gęstości powietrza. Na rysunku 7 przedstawiono zmianę sprawności wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku.



Rys. 6. Zmiana mocy turbozespołu parowego i turbozespołu gazowego w zmodernizowanym bloku w funkcji temperatury otoczenia



Rys. 7. Zmiana sprawności wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku w funkcji temperatury otoczenia (krzywe dolna, środkowa i górna sporządzono w kolejności dla bloku z kotłem odzyskowym jedno-, dwu- i trójciśnieniowym)

Szacunkowe nakłady inwestycyjne na modernizację bloku wynoszą J^{mod} = 375 mln PLN. W nakładach uwzględniono cenę koniecznego zakupu nowego generatora elektrycznego o mocy 420 MW (rys. 6), nowego skraplacza i części niskoprężnej turbiny parowej o zwiększonych przepustowościach.

W wyniku nadbudowy znamionowa moc elektryczna bloku wzrasta do 612 MW, a więc jest większa od jego mocy początkowej o ponad 65%. Rośnie średnioroczna sprawność brutto wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku o ok. 7 punktów procentowych do wartości (rys. 7):

$$\eta_{El}^{rów} = \frac{E_{el,R}^{TP} + E_{el,R}^{TG}}{E_{ch,R}^{w} + E_{ch,R}^{gaz}} \cong 48\% \qquad (28)$$

a średnioroczne sprawności przyrostowa i pozorna bloku wynoszą [2, 3]:

$$\eta_{\Delta} = \frac{E_{el,R}^{TG} + \Delta E_{el,R}^{TP}}{E_{ch,R}^{gaz}} \cong 44\% \qquad (29)$$

$$\chi = \frac{E_{el,R}^{TP}}{E_{ch,R}^{w}} \cong 54\% \qquad (30)$$

Następuje przyrost mocy turbozespołu parowego o ok. ΔN^{TP} = 40 MW. Dzieje się tak dzięki ok. 50% zmniejszonemu poborowi upustowej pary do wymienników regeneracji niskoprężnej XN1, XN2, XN3, XN4 i zastąpieniu jej regeneracją w kotle odzyskowym oraz dzięki produkcji w nim pary średniociśnieniowej w ilości 8 kg/s.

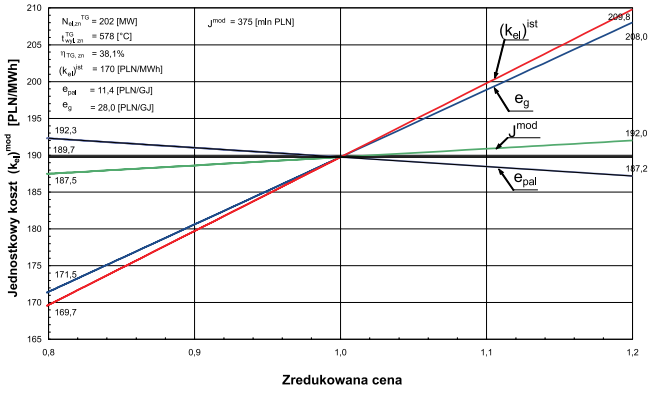
Stosunek rocznego zużycia energii chemicznej gazu w turbinie 202 MW do rocznego zmniejszenia zużycia energii chemicznej węgla w kotle parowym wynosi $E_{ch,R}^{gaz} / \Delta E_{ch,R}^{w} = 3$, stosunek tego zmniejszenia do zużycia energii chemicznej węgla przed modernizacją wynosi $\Delta E_{ch,R}^{w} / E_{ch,R}^{w} = 0{,}2$. Wynika to ze zmniejszonej w kotle węglowym, bo „przejętej" przez kocioł odzyskowy, produkcji pary świeżej o wartość 73 kg/s.

Na rysunkach 8, 9 przedstawiono wyniki ekonomicznych obliczeń. Jak z nich wynika, przy obecnych jednostkowych cenach importowanego gazu ziemnego e_g = 28 PLN/GJ i węgla epal = 11,4 PLN/GJ oraz obecnych wartościach jednostkowych stawek za emisje CO_2, CO, NO_x, SO_2 i pyłu obowiązujących aktualnie w Polsce i wynoszących: p_{CO_2} = 0,25 PLN/Mg, p_{CO} = 0,11 PL/kg, p_{NO_x} = 0,46 PLN/kg, p_{SO_2} = 0,46 PLN/kg, $p_{pył}$ = 0,50 PLN/kg, wartość jednostkowego kosztu $(k_{el})^{mod}$ produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku wynosi 189,7 PLN/MWh. Jest zatem wyższa od obecnego kosztu $(k_{el})^{ist}$ = 170 PLN/MWh o 19,7 PLN/MWh.

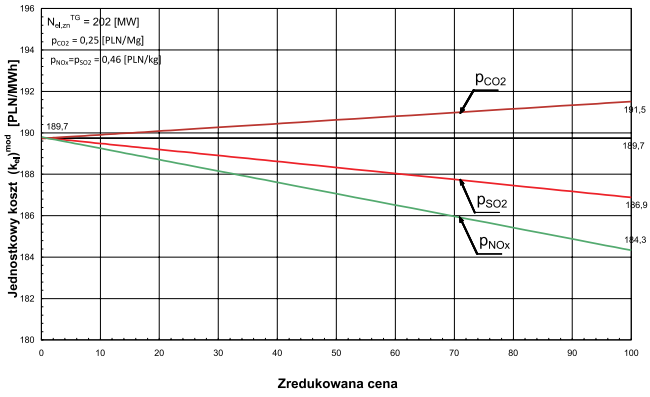
Na rysunku 8 przedstawiono ponadto zmiany wartości jednostkowego kosztu $(k_{el})^{mod}$ w funkcji zmian nakładów inwestycyjnych J^{mod} oraz cen węgla e_{pal}, gazu e_g i kosztu $(k_{el})^{ist}$. Wartości powyższych cen oraz nakładów J^{mod} zmieniano w zakresie ± 20% od ich wartości bazowych, równych przyjętym do obliczeń wartościom wejściowym: J^{mod} = 375 mln PLN, e_{pal} = 11,4 PLN/GJ, $(k_{el})^{ist}$ = 170 PLN/MWh. Odpowiadające cenom bazowym ceny zredukowane przyjmują na osi odciętych na rys. 8, 9 oczywiście wartość 1.

Jak wynika z rysunku 8 graniczny jednostkowy koszt $(k_{el})^{mod}$ jest najbardziej wrażliwy na zmianę kosztu $(k_{el})^{ist}$, ceny gazu e_g, a w małym stopniu na zmianę wysokości nakładów inwestycyjnych J^{mod} i ceny węgla e_{pal}. Na przykład, gdy koszt $(k_{el})^{ist}$ wzrasta o 20% ze 170 do wartości 204 PLN/MWh, to koszt $(k_{el})^{mod}$ rośnie ze 189,7 do 209,8 PLN/MWh, a gdy cena gazu rośnie z 28 do 33,6 PLN/GJ, to $(k_{el})^{mod}$ rośnie ze 189,7 do 208 PLN/MWh. Wzrost natomiast nakładów inwestycyjnych J^{mod} o 20% do wartości 450 mln PLN zwiększa koszt $(k_{el})^{mod}$ zaledwie do wartości 192 PLN/MWh.

Równie bardzo mały wpływ na koszt $(k_{el})^{mod}$ mają jednostkowe stawki za emisje CO_2, NO_x, SO_2 – rysunek 9. Nawet stukrotne ich zwiększenie w nieznacznym stopniu zmienia ten koszt. Dzieje się tak, gdyż w elektrowni istnieją już instalacje do odsiarczania i odazotowanie spalin, i spalanie w turbinie gazowej ekologicznego paliwa, jakim jest gaz ziemny, niewiele zmniejsza emisję NO_x i SO_2. Zwiększa się natomiast emisja CO_2 i z nią, równie nieznacznie, wzrasta koszt $(k_{el})^{mod}$, gdyż pomimo niemalże dwukrotnie mniejszej emisji CO_2 z turbiny gazowej na jednostkę energii chemicznej spalanego w niej gazu w porównaniu z emisją CO_2 ze spalania węgla kamiennego w kotle parowym, to w sytuacji trzykrotnie większej ilości energii chemicznej $E_{ch,R}^{gaz}$ spalanego w turbinie gazu w stosunku do zmniejszonego zużycia energii chemicznej $\Delta E_{ch,R}^{w}$ węgla w kotle, koszt środowiskowy za CO_2 rośnie.



Rys. 8. Wpływ jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej przed modernizacją bloku, ceny gazu, ceny węgla oraz nakładów inwestycyjnych na wartość jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku



Rys. 9. Wpływ jednostkowych stawek p_{CO_2}, p_{NO_x}, p_{SO_2} za emisję CO_2, NO_x, SO_2 na wartość jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym bloku

Podsumowanie i wnioski

Najkorzystniejszą mocą turbiny gazowej nadbudowującej blok 370 MW jest moc jak największa – rys. 4, 5. Najmniej korzystną strukturą kotła odzyskowego jest kocioł jednociśnieniowy. Dla założonej temperatury spalin t_{wyl}^{KO} najwyższy jest bowiem wówczas koszt $(k_{el})^{mod}$. W przypadku kotła dwuciśnieniowego optymalną mocą turbozespołu gazowego jest moc $N_{el,\,zn}^{TG}$ = 290 MW, a dla kotła trójciśnieniowego moc $N_{el,\,zn}^{TG}$ = 350 MW. Zwiększenie liczby stopni ciśnienia w kotle zwiększa zatem optymalną moc turbiny oraz zwiększa optymalną całkowitą moc zmodernizowanego bloku. Maleje bowiem wówczas zakres możliwej do dyspozycji mocy cieplnej spalin wykorzystywanych w wymienniku regeneracyjnym zabudowanym w kotle w zakresie niskich temperatur spalin do podgrzewania skroplin przy zadanej temperaturze t_{wyl}^{KO}, co skutkuje jej nie wzrastaniem ze wzrostem mocy turbiny gazowej. W kotle odzyskowym jednociśnieniowym zakres ten jest znacznie większy i już przy mniejszej mocy turbiny gazowej przepływ skroplin do wymienników XN1, XN2, XN3, XN4 zanika i dalsze zwiększanie mocy turbiny zwiększa temperaturę t_{wyl}^{KO}

i maleje sprawność układu. W przypadku kotła trójciśnieniowego optymalną całkowitą mocą zmodernizowanego bloku jest moc równa 800 MW, w przypadku kotła dwuciśnieniowego moc 720 MW. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej są wówczas najmniejsze i wynoszą dla obu przypadków ok. $(k_{el})^{mod}$ = 191 PLN/MWh – rys. 4. Należy przy tym ponadto zaznaczyć, że charakterystyki kosztu $(k_{el})^{mod}$ w zakresie mocy turbozespołu gazowego od 100 do 350 MW są stosunkowo płaskie.

Co więcej, jak wynika z rysunków 4 i 5, zwiększanie temperatury t_{wyl}^{KO} spalin wylotowych z kotła odzyskowego nie jest zbytnio niekorzystne. Graniczna cena energii elektrycznej tylko nieznacznie wówczas wzrasta. Jednak im niższa będzie temperatura spalin wylotowych z kotła, to tym większa będzie, choć nieznacznie, efektywność ekonomiczna modernizacji. Temperatura ta może być nawet znacznie niższa od założonej do obliczeń 90°C, może przybierać wartość nawet 50–60°C, gdyż pozwala na to niska temperatura skroplin ze skraplacza. Również ze względu na brak siarki w paliwie gazowym nie ma obawy o wystąpienie niskotemperaturowej korozji w końcowej strefie kotła w zakresie niskich temperatur spalin.

Przy obecnej cenie importowanego gazu ziemnego i relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii nadbudowa opalanego węglem kamiennym bloku energetycznego 370 MW turbozespołem gazowym i kotłem odzyskowym jest na granicy ekonomicznej opłacalności. Opłacalność nadbudowy przy obecnych jednostkowych stawkach za emisje CO_2, CO, NO_x, SO_2 i pyłu jest w stanie zapewnić podwyżka cen energii elektrycznej o ok. 10% (należy w tym miejscu przypomnieć, że instalacje CCS – Carbon Capture and Storage do wychwytywania i składowania dwutlenku węgla z uwagi na duże nakłady inwestycyjne oraz duże zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne mogą podnieść ceny energii nawet aż o 100%). Tam bowiem, gdzie jest stosowane drogie paliwo, to i na odpowiednio wysokim poziomie musi być sprzedawany produkt z niego otrzymywany. Obniżenie zatem również i ceny gazu, co więcej, obniżenie wartości stosunku ceny gazu do ceny węgla, również poprawi efektywność modernizacji. Cena gazu niższa już o ok. 20% (Niemcy płacą za m^3 rosyjskiego gazu 40% taniej niż my) zapewnia przy aktualnym poziomie cen energii elektrycznej i węgla opłacalność modernizacji bloków.

Nawet bardzo znaczne, stukrotne podwyższenie jednostkowych stawek za emisje SO_2, NO_x w sytuacji istniejących już w elektrowni instalacji odsiarczania i odazotowanie spalin nie jest w stanie spowodować opłacalności nadbudowy, obniża zaledwie koszt $(k_{el})^{mod}$ ze 189,7 na ok. 185 PLN/MWh (rys. 9). Co więcej, podwyższenie stawek za emisje CO_2 pogłębia tylko tę nieopłacalność, gdyż pomimo niemalże dwukrotnie mniejszej na jednostkę energii emisji CO_2 z turbiny gazowej od emisji CO_2 z kotła parowego, to w sytuacji trzykrotnie większej ilości energii chemicznej $E_{ch,R}^{gaz}$ spalanego w turbinie gazu w stosunku do zmniejszonego zużycia energii chemicznej $\Delta E_{ch,R}^{w}$ spalonego w kotle węgla, koszt środowiskowy za CO_2 rośnie.

Podsumowanie i wnioski końcowe

Przeprowadzone obliczenia pokazują, że ekonomicznie uzasadniona jest modernizacja istniejących bloków węglowych do wysokosprawnych, dwupaliwowych układów gazowo-parowych. Jednostkowy koszt produkcji w nich energii elektrycznej, pomimo drogiego gazu ziemnego, jest bowiem istotnie niższy od kosztu w inwestycyjnie drogich, nowo budowanych blokach węglowych na parametry nadkrytyczne. Ponadto, co istotne, wskaźnik emisji dwutlenku węgla z dwupaliwowych układów gazowo-parowych jest istotnie niższy i wynosi ok. $EF_{CO_2} = 500\ kg_{CO_2}/MWh$, gdy z nowo budowanych bloków nadkrytycznych [5] $EF_{CO_2} = 750\ kg_{CO_2}/MWh$. W już wybudowanych wskaźnik ten wynosi aż: w Pątnowie (25 MPa, 540/565°C) $EF_{CO_2} = 887\ kg_{CO_2}/MWh$, Bełchatowie (25 MPa, 555/580°C) $EF_{CO_2} = 866\ kg_{CO_2}/MWh$ i Łagiszy (27,5 MPa, 560/580°C) $EF_{CO_2} = 795\ kg_{CO_2}/MWh$ [4]. Należy przy tym mocno zaznaczyć, że nadbudowa istniejących bloków węglowych turbozespołem gazowym bardzo istotnie zwiększy ich moc, nawet dwukrotnie. Niepotrzebna będzie wówczas w kraju budowa całkowicie nowych mocy wytwórczych. Odpadną zatem, co bardzo istotne, duże problemy społeczne, ekonomiczne, ekologiczne, technologiczne i techniczne związane z ich lokalizacją, i budową.

Dwupaliwowa technologia gazowo-parowa stwarza ponadto możliwość, co istotne, zmodernizowania krajowej energetyki przy najniższych możliwych nakładach finansowych. Taka modernizacja (która może ponadto trwać zaledwie kilkanaście miesięcy) jest bowiem ok. 4 razy inwestycyjnie tańsza na jednostkę zainstalowanej mocy (szacunkowo ok. 1,6 mln PLN/MW) niż budowa bloków na parametry nadkrytyczne o takiej samej sprawności wytwarzania w nich energii elektrycznej. Szacunkowe jednostkowe nakłady na bloki nadkrytyczne wynoszą ok. 6,5 mln PLN/MW. Energetyka jądrowa jest z kolei ok. 12 razy droższa. Jednostkowe nakłady na elektrownie jądrowe, to co najmniej 18 mln PLN/MW. W Polsce ponadto pierwsze moce jądrowe, z uwagi na długi proces inwestycyjny, mogą się realnie pojawić dopiero w drugiej połowie lat 20. Należy przy tym bardzo mocno zaznaczyć, że budowa nowych elektrowni węglowych na parametry nadkrytyczne oraz elektrowni jądrowych nie zmodernizuje już istniejących bloków, co należy zrobić by nie wyłączać ich z eksploatacji.

Podsumowując, albo zmodernizujemy krajową energetykę do układów gazowo-parowych dwupaliwowych (ważny jest też aspekt ewentualnej możliwości pozyskiwania w niedalekiej przyszłości gazu łupkowego w kraju) albo będziemy musieli zamykać pracujące bloki i uzależnić się od importu energii elektrycznej, co byłoby, i to nie tylko gospodarczo, bardzo złym rozwiązaniem. Należy przy tym pamiętać, że krajowe zdolności importowe z uwagi na brak odpowiednich zdolności przesyłowych sieci są również mocno ograniczone, do zaledwie 500 megawatów.

LITERATURA

[1] Bartnik R.: Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej, Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole 2008.

[2] Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna. WNT, Warszawa 2009.

[3] Bartnik R., Buryn Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle. Thermal and Economic Effectiveness. Springer, London 2011.

[4] Bartnik R., Duczkowska-Kądziel A., Skrzyszewski M.: Pakiet klimatyczno-energetyczny a dwupaliwowe układy gazowo-parowe. *Energetyka*, styczeń 2011.

[5] Budowa bloków 5 i 6 w *PGE Elektrowni Opole S.A.* – aspekty gospodarcze, środowiskowe i społeczne. Monografia pod redakcją Cz. Rosik-Dulewskiej, G. Kuszy, Wydawnictwo i Drukarnia Świętego Krzyża, Opole 2009.

[6] Gas Turbine World. 2007-2008 Handbook. Volume 24, Pequot Publication, Inc. Southport, USA.

[7] *PGE Elektrownia Opole* – informacje własne.