

## Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń

### A search for an optimum investment strategy in power industry Methodology and results of sample calculation

Do oceny efektywności ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych służą mierniki dyskontowe:

- całkowity zysk netto  $NPV$  osiągnięty przez wszystkie lata eksploatacji przedsiębiorstwa przeliczony na chwilę aktualną,
- oprocentowanie  $IRR$ , jakie przynosi zainwestowany kapitał oraz
- dynamiczny okres zwrotu kapitału  $DPBP$ .

Są to mierniki uwzględniające zmianę wartości pieniądza w czasie i ujmujące korzyści finansowe w kategorii przepływów pieniężnych. W literaturze przedmiotu mierniki te przedstawiane są wyłącznie za pomocą zapisów dyskretnych, za pomocą szeregów, i tylko w tej postaci są stosowane. I tak, całkowity zysk netto zdefiniowany jest wzorem [1]:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} - J_0, \quad (1)$$

i za jego pomocą przy założeniu, że  $NPV = 0$  definiuje się mierniki  $IRR$  i  $DPBP$ :

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,brutto}}{(1+IRR)^t} = J_0, \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^{DPBP} \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} = J_0, \quad (3)$$

gdzie:

$CF_{t,netto}$  – przepływy pieniężne (*Cash Flow*) netto w kolejnych latach, będące różnicą między przychodami  $S_R$  ze sprzedaży produktów (np. energii elektrycznej) i wydatkami (kosztami eksploatacji  $K_e$  oraz podatkiem dochodowym od zysku brutto  $P$ , wzór (7), oczywiście bez kosztów amortyzacji, nie są one bowiem wydatkiem w trakcie trwania eksploatacji; amortyzacja we wzorach (1)-(3) to oczywiście  $J_0$ ;  $CF_{t,netto} = S_R - K_e - P$  [1],

$CF_{t,brutto}$  – przepływy pieniężne brutto; przepływy brutto nie uwzględniają podatku dochodowego;

$$CF_{t,brutto} = S_R - K_e,$$

$J_0$  – zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia eksploatacji przedsiębiorstwa  $t = 0$  nakłady inwestycyjne  $J$  poniesione na jego budowę (nakłady  $J_0$  muszą być oczywiście zwrócone, tj. zamortyzowane),

$N$  – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji przedsiębiorstwa,

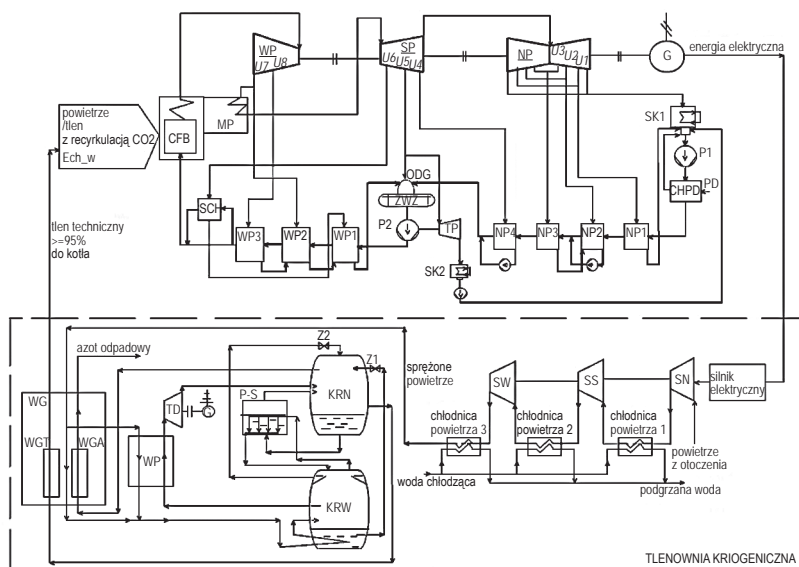
$t$  – kolejne lata eksploatacji przedsiębiorstwa,  $t = 1, 2, \dots, N$ .

Zdyskontowane nakłady  $J_0$  po prawej stronie wzoru (2) zgodnie z definicją stopy  $IRR$  są również jej funkcją (por. wzór (5)).

Dyskretne zapisy mierników  $NPV$ ,  $IRR$  i  $DPBP$  za pomocą szeregów (1)-(3) mają istotne wady, o których poniżej. Dlatego w artykule przedstawiono opracowane przez autora oryginalne ich zapisy, co bardzo istotne, w czasie ciągłym, pozbawione już tych wad. Przedstawiono ponadto wykonane za ich pomocą szacunkowe obliczenia jednostkowych kosztów wytwarzania elektryczności dla wybranych technologii energetycznych: dla bloku na parametry nadkrytyczne (rys. 1), dla jego pracy konwencjonalnej oraz w technologii  $CCS$  (*Carbon Capture and Storage*) spalania tlenowego, dla bloków jądrowego oraz gazowo-parowego, a także dla turbozespołu wiatrowego i ogniwa fotowoltaicznego.

#### Dyskontowe mierniki efektywności ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych w zapisie z czasem ciągłym

Jak już zaznaczono, dyskretne zapisy mierników  $NPV$ ,  $IRR$ ,  $DPBP$  za pomocą szeregów (1)-(3) są ich wadą. Czasochłonny bowiem i „obszerny” proces obliczania krok po kroku w kolejnych latach  $t = 1, 2, \dots, N$  kolejnych wartości kolejnych wyrazów szeregów i ich sumowanie nie daje możliwości łatwego i szybkiego sposobu analizy zmian ich wartości. Aby pozbyć się tej niedogodności należy przyjąć, co uczyniono w [1], że przepływy pieniężne  $CF$  (m.in. ceny nośników energii i koszty środowiskowe) są niezmiennie w kolejnych latach. Wówczas szeregi geometryczne (1)-(3) dają zapisać się za pomocą wzoru na sumę  $N$  ich pierwszych wyrazów, które to zwarte zapisy są już dogodne do analizy. „Obarczenie” jednak wzorów  $NPV$ ,  $IRR$ ,  $DPBP$  stałością



Rys. 1. Schemat ideowy bloku na parametry nadkrytyczne nadbudowanego dwukolumnową tlenownią kriogeniczną (rysunek zaczerpnięto za zgodą Autorki z [4])

Ech<sub>w</sub> – energia chemiczna węgla; CFB – kocioł fluidalny; MP – międzystopniowy przegrzewacz pary; WP, SP, NP – części wysoko-, średnio- i niskoprężna turbiny głównej; U1 - U8 – upusty pary z turbiny głównej; G – generator energii elektrycznej; SK1 – skraplacz główny; P1 – pompa skroplin; CHPD – chłodnica pary z dławnic; PD – para dławnicowa; NP1 - NP4 – podgrzewacze regeneracji niskoprężnej; TP – turbina pomocnicza; SK2 – skraplacz turbiny pomocniczej; ODG – odgazowywacz; ZWZ – zbiornik wody zasilającej; P2 – pompa wody zasilającej; WP1 - WP3 – podgrzewacze regeneracji wysokoprężnej; SCH – schładzacz pary upustowej; WG – główny wymiennik ciepła do oziębiania sprężonego powietrza za pomocą tlenu i azotu powrotnego; WGT – fragment zespołu WG do oziębiania części powietrza sprężonego przy wykorzystaniu azotu; WGA – fragment zespołu WG do oziębiania części powietrza sprężonego przy wykorzystaniu azotu; WP – pomocniczy wymiennik ciepła; powietrze pętlowe – zimne powietrze z kolumny KRW; TD – turbotandem (rozprężarka turbinowa) powietrza z kolumny KRW; P-S – wymiennik ciepła „parowaczo-skraplacz”, gdzie azot skraplający się pod podwyższonym ciśnieniem powoduje odparowanie ciekłego tlenu o niższym ciśnieniu, przy różnicy temperatur min. 3 K; Z1, Z2 – zawory dławicowe; KRW – kolumna rektyfikacyjna wysokociśnieniowa wstępnie rozdzielająca powietrze na azot i powietrze wzbogacone w tlen; KRN – kolumna rektyfikacyjna niskociśnieniowa „dokładnie” oczyszczająca tlen z azotu; SN, SS, SW – części nisko-, średnio- i wysokoprężna sprężarki

przepływów pieniężnych w całym okresie  $N$  lat nie daje możliwości optymalizacji strategii inwestycyjnej w przypadku zmian w kolejnych latach, m.in. cen nośników energii i opłat środowiskowych. Takich problemów nie stwarzają zapisy  $NPV$ ,  $IRR$ ,  $DPBP$  w czasie ciągłym, czyli gdy zapisze się je za pomocą całki [1 - 3]. Miernik  $NPV$  przedstawia się wówczas następująco:

$$NPV = \int_0^T [S_R - K_e - F - R - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt, \quad (4)$$

gdzie:

- $A$  – rata amortyzacji,
- $F$  – zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od środków inwestycyjnych  $J_0$ ; odsetki  $F$  są nieznaną funkcją zmieniających w czasie rat  $R$ ;  $F = F[R(t)]$ ,
- $K_e$  – zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji,
- $p$  – zmienna w czasie stopa podatku dochodowego,
- $R$  – zmienna w czasie rata spłaty kredytu,
- $r$  – zmienna w czasie stopa dyskonta,
- $S_R$  – zmienny w czasie roczny przychód,
- $t$  – czas,
- $T$  – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji przedsiębiorstwa (elektrowni).

Ze wzoru (4) z warunku  $NPV = 0$  wyznacza się kolejne mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisie z czasem

ciągłym: wartość oprocentowania  $IRR$ , jakie przynosi zainwestowany kapitał  $J$  oraz wyrażony w latach czas jego zwrotu  $DPBP$ :

$$\int_0^T (S_R - K_e) e^{-IRRt} dt = \int_0^T [F(IRR) + R(IRR)] e^{-IRRt} dt, \quad (5)$$

$$\int_0^{DPBP} [S_R - K_e - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt = \int_0^T (F + R) e^{-rt} dt. \quad (6)$$

Miernik  $IRR$  zgodnie z jego definicją [1] wyznacza się przy założeniu, że podatek dochodowy  $P$  równa się zero:

$$P = (S_R - K_e - F - A)p = 0. \quad (7)$$

Zapisy  $F(IRR)$  i  $R(IRR)$  we wzorze (5) oznaczają, że koszt finansowy  $F$  i rata spłaty kredytu  $R$  są funkcjami stopy  $IRR$ , gdy natomiast we wzorach (4) i (6) wielkości te wraz z ratą amortyzacji  $A$  są funkcjami stopy  $r$ . Prawe strony wzorów (5) i (6) reprezentują zdyskontowany nakład inwestycyjny  $J_0$  (por. wzory (1)-(3)).

We wzorach (4)-(6) dla wszystkich wielkości podcałkowych można założyć dowolne funkcje zmian w czasie ich wartości, np. dowolne scenariusze zmian w czasie cen nośników energii oraz jednostkowych stawek za emisje zanieczyszczeń do środowiska naturalnego [3]. Zapis ciągły kryterium optymalności (4) ma zatem istotną przewagę nad zapisem dyskretnym (1). Pozwala

w łatwy i szybki sposób analizować zmiany wartości zysku  $NPV$  w celu znalezienia jego wartości największej z uwzględnieniem dowolnych, czasowych zmian wielkości, których jest funkcją. Co więcej, pozwala na badanie zmienności funkcji  $NPV$  i sporządzenie jej wykresu z wykorzystaniem rachunku różniczkowego, co umożliwi uzyskanie szeregu dodatkowych, ważnych informacji, których bez niego nie można by, a co najmniej byłoby trudno, dostrzec. Pozwala *explicite* na ocenę wpływu poszczególnych wielkości wejściowych na wyniki końcowe, a przede wszystkim na łatwe i szybkie znalezienie nie tylko rozwiązania optymalnego, lecz także obszaru rozwiązań bliskich optymalnemu. Mało tego, pozwala na pokazanie charakteru ich zmian. Pozwala więc na dyskusję i analizę wyników badań. W technice, w ekonomii, w zastosowaniach ma to dużą, istotną wartość. Co więcej, modele matematyczne z czasem ciągłym pozwalają na wyciąganie wniosków o ogólnym charakterze, a jedynie droga od ogółu do szczegółu jest poprawna i daje możliwość uogólniania rozważań. Przejście natomiast od szczegółu do ogółu najczęściej – żeby nie powiedzieć, że zwykle – nie bywa prawdziwe.

Przedstawiony model  $NPV$  pozwala nie tylko na wyciąganie wniosków dotyczących ekonomicznych uwarunkowań wdrażania poszczególnych technologii energetycznych i wybór najefektywniejszych ekonomicznie, ale także na określenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych. Można bowiem sformułować tezę, że relacje te mogą (powinny) być wyznaczone za pomocą kryterium minimalizacji jednostkowych kosztów wytwarzania elektryczności (wzór (11)), a więc dla wartości miernika  $NPV$  równego zero, dla opanowanych technologicznie i technicznie, powszechnie stosowanych instalacji energetycznych. Mało tego, przedstawiony model pozwala na analizę wpływu na optymalną strategię inwestycyjną nie tylko wspomnianych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych, ale także na przykład takich wielkości jak popyt na energię elektryczną, a więc wysokość jej produkcji.

## Metodyka poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce

Wybór optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce, i nie tylko, powinien być dokonany przy maksymalizacji zdyskontowanego zysku:

$$NPV \rightarrow \max \quad (8)$$

przy czym [3]:

$$NPV = \left\{ N_{el} (1 - \varepsilon_{el}) t_R \frac{e^{t=0}}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{e^{t=0}}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal}-r)T} - 1] + \right. \\ - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{t=0}}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\ - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0}}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \quad (9) \\ - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{\rho_{pył} P_{pył}^{t=0}}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} (1 - u) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0}}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] + \\ \left. - J(1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{rem}}{r} - J_0 [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] \right\} (1 - p).$$

gdzie:

$a_{el}, a_{pal}, a_{CO_2}, a_{CO}, a_{SO_2}, a_{NO_x}, a_{pył}, b_{CO_2}$  – sterowania [1-3],

$N_{el}$  – moc brutto elektrowni, MW,

$\varepsilon_{el}$  – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni (jego wartość zależy od zastosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej),

$\eta_{el}$  – sprawność energetyczna brutto wytwarzania energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii),

$u$  – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję  $CO_2$ ,

$P_{CO_2}, P_{CO}, P_{NO_x}, P_{SO_2}, P_{pył}$  – jednostkowe stawki za emisję  $CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu$ , PLN/kg,

$\rho_{CO_2}, \rho_{CO}, \rho_{NO_x}, \rho_{SO_2}, \rho_{pył}$  – emisje  $CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu$  z jednostki energii chemicznej paliwa, kg/GJ (zależą od rodzaju paliwa).

Równoważnym kryterium  $NPV \rightarrow \max$  poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce jest kryterium poszukiwania minimalnej wartości jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej:

$$k_{el} \rightarrow \min. \quad (10)$$

Koszt ten wyznacza się z zależności (9) z warunku  $NPV = 0$ . Jeśli dodatkowo założy się, że  $a_{el} = 0$ , to otrzymuje się wzór na średni jednostkowy koszt  $k_{el, sr}$ :

$$k_{el, sr} = \left\{ \frac{e^{t=0}}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \right. \\ + \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{t=0}}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \quad (11) \\ + \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0}}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\ + \frac{\rho_{pył} P_{pył}^{t=0}}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył}-r)T} - 1] + (1 - u) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0}}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] + \\ \left. + \frac{\eta_{el}}{r t_R} \left[ i(1 - e^{-rT}) \delta_{rem} + r i_0 \left( \frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \right\} \frac{r}{\eta_{el} (1 - \varepsilon_{el}) (1 - e^{-rT})}.$$

Najkorzystniejszą ekonomicznie technologią jest ta, dla której średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej  $k_{el, sr}$  jest najmniejszy. Zależy on od jednostkowych nakładów inwestycyjnych  $i$ , elektrycznych potrzeb własnych  $\varepsilon_{el}$ , rocznego czasu pracy  $t_R$ , relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmian w czasie, udziału  $u$  energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję  $CO_2$ , od taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego itd.

## Dyskusja i analiza rezultatów obliczeń jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej

Wykorzystując wzór (11) przeprowadzono szacunkowe obliczenia średnich jednostkowych kosztów produkcji elektryczności:

- a) w bloku na parametry nadkrytyczne z konwencjonalnym spalaniem powietrznym (rys. 1), na który szacunkowe jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą  $i = 6,5$  mln PLN/MW;
- b) w bloku nadkrytycznym z technologią CCS oxy-spalania,  $i_{oxy} = 9,1$  mln PLN/MW (rys. 1);
- c) w bloku jądrowym,  $i_{atom} = 18$  mln PLN/MW;
- d) w bloku gazowo-parowym na gaz ziemny,  $i_{G-P} = 2,7$  mln PLN/MW;
- e) w turbogeneratorze wiatrowym,  $i_{TW} = 6,3$  mln PLN/MW;
- f) w ogniwie fotowoltaicznym,  $i_{fot} = 6,3$  mln PLN/MW (~1,5€/W).
- Jednostkowe ceny węgla i gazu przyjęto w wysokościach:  $e_{weg} = 11,4$  PLN/GJ,  $e_{gaz} = 32$  PLN/GJ.

Na rysunkach 2 i 3 przedstawiono jednostkowy koszt wytwarzania elektryczności  $k_{el}$  w bloku na parametry nadkrytyczne oraz koszt  $k_{el,oxy}$  dla jego pracy w technologii spalania tlenowego, a także jednostkowy koszt transportu, zatłaczania i magazynowania  $CO_2$ . Koszty te przedstawiono w funkcji udziału  $u$  energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję  $CO_2$  (w 2020 roku nie będzie już bezpłatnych przydziałów emisji  $CO_2$ ,  $u = 0$ , trzeba będzie zapłacić za każdą tonę wyemitowanego dwutlenku węgla) oraz z cenami  $e_{CO_2}$  uprawnień do emisji  $CO_2$  oraz współczynnikiem  $x_{CCS}$  jako parametrami. Na przykład jednostkowy średni koszt produkcji energii elektrycznej dla  $u = 0$ , i aktualnej ceny  $e_{CO_2} = 29,4$  PLN/Mg $_{CO_2}$  (7€/Mg $_{CO_2}$ ) wynosi  $k_{el} = 276$  PLN/MWh, a dla technologii spalania tlenowego  $k_{el,oxy} = 457$  PLN/MWh dla  $x_{CCS} = 0,2$ . Współczynnik  $x_{CCS}$  oznacza, jaką część kosztu paliwa  $K_{pal}$  stanowi koszt  $K_{CCS}$  transportu dwutlenku węgla do miejsca jego składowania, zatłaczania i magazynowania:

$$K_{CCS} = x_{CCS} K_{pal} \quad (12)$$

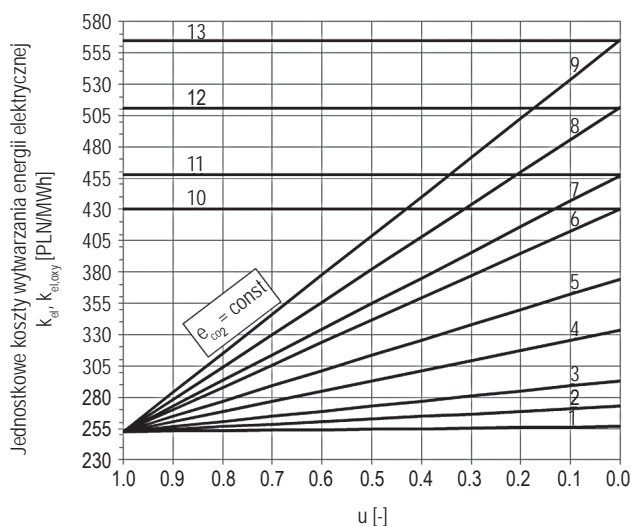
Ustalenie kosztu  $K_{CCS}$  jest możliwe dopiero wówczas, gdy znane jest miejsce składowania  $CO_2$ , a także, co istotne, sposób jego transportu.

Średnie jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej kolejno w blokach jądrowym, gazowo-parowym, w turbogeneratorze wiatrowym i ogniwie fotowoltaicznym wynoszą:

$k_{el,atom} = 420$  PLN/MWh,  $k_{el,G-P} = 260$  PLN/MWh dla  $u = 1$  (emisja  $CO_2$  z jednostki energii chemicznej paliwa ze spalania gazu jest prawie dwa razy mniejsza od emisji z węgla;  $\rho_{CO_2}^{weg,kam} \approx 96$  kg $_{CO_2}$ /GJ,  $\rho_{CO_2}^{weg,brun} \approx 101$  kg $_{CO_2}$ /GJ,  $\rho_{CO_2}^{gaz} \approx 55$  kg $_{CO_2}$ /GJ),  $k_{el,TW} = 455$  PLN/MWh,  $k_{el,fot} = 1015$  PLN/MWh. Aktualna cena sprzedaży energii elektrycznej przez krajowe elektrownie to ok. 170 PLN/MWh.

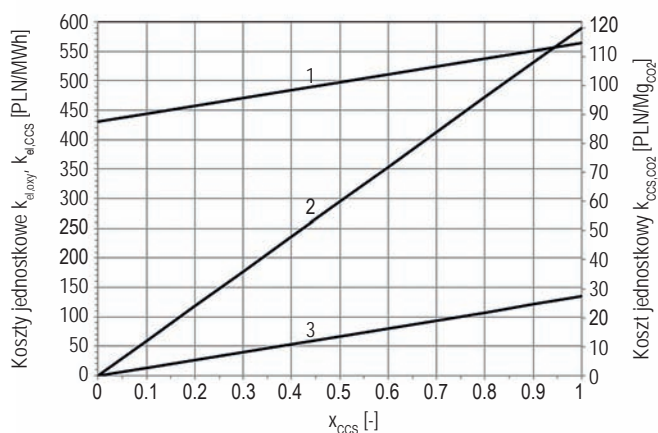
Przeprowadzony szacunkowy rachunek ekonomiczny pokazuje, że stosowanie technologii CCS oxy-spalania w elektrowniach węglowych oraz stosowanie instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych (tzw. odnawialnych źródeł energii, OZE) jest całkowicie ekonomicznie nieuzasadnione. Jednostkowe koszty wytwarzania w nich energii elektrycznej są bowiem wielokrotnie wyższe od jednostkowych kosztów ze źródeł na paliwa kopalne bez instalacji CCS. W przypadku technologii CCS wynika to z wysokich jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz dużych elektrycznych potrzeb własnych, w przypadku OZE z równie wysokich nakładów, równych jednostkowym nakładom na bloki na parametry nadkrytyczne, a także z bardzo krótkich rocznych czasów ich pracy. W warunkach polskich czasy te wynoszą ok. 900 h/rok dla ogniw fotowoltaicznych i ok. 2000 h/rok dla elektrowni wiatrowych (rok liczy 8760 h). Istnienie zatem OZE jest możliwe wyłącznie dzięki dotacjom finansowym ze Skarbu Państwa, a więc dzięki podatnikom. Gdy uwzględnimy ponadto konieczność rezerwacji ich mocy bądź budowę instalacji do magazynowania wyprodukowanej w nich energii elektrycznej, na przykład za pomocą instalacji do produkcji wodoru, jednostkowe koszty wytwarzania w nich elektryczności szybkują w górę. Dla źródeł wiatrowych nawet do wartości ok. 1000 PLN/MWh, dla fotowoltaicznych znacznie wyżej. Wielokrotnie zatem przewyższają jednostkowy koszt produkcji elektryczności w blokach węglowych na parametry nadkrytyczne nawet z instalacją CCS w technologii oxy-spalania, wynoszący ok. 500 PLN/MWh (rys. 2 i 3), i w jeszcze wyższym stopniu jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, wynoszący ok. 420 PLN/MWh. W blokach bez instalacji CCS koszt ten wynosi co najmniej 260 PLN/MWh (rys. 2).

Z powyższych względów przywódcy państw unijnych i Komisja Europejska w coraz większym stopniu wycofują swoje poparcie dla mirażu odnawialnych źródeł energii, które mogą



Rys. 2. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w funkcji udziału  $u$  energii chemicznej węgla w całkowitym jego rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję  $CO_2$

- 1 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 5$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ; 2 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 25$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ;
- 3 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 50$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ; 4 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 100$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ;
- 5 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 150$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ; 6 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 219$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ;
- 7 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 252$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ; 8 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 319$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ;
- 9 -  $k_{el}$  dla  $e_{CO_2} = 385$  PLN/Mg $_{CO_2}$ ; 10 -  $k_{el,oxy}$  dla  $x_{CCS} = 0$ ;
- 11 -  $k_{el,oxy}$  dla  $x_{CCS} = 0,2$ ; 12 -  $k_{el,oxy}$  dla  $x_{CCS} = 0,6$ ;
- 13 -  $k_{el,oxy}$  dla  $x_{CCS} = 1$



Rys. 3. Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w funkcji  $x_{CCS}$

- 1 -  $k_{el,oxym}$ , PLN/MWh;  
 2 -  $k_{CCS,CO_2}$ , PLN/Mg $_{CO_2}$ ;  
 3 -  $k_{el,CCS}$ , PLN/MWh

być przy tym wyłącznie uzupełnieniem elektrowni na paliwa kopalne, które jako jedyne są w stanie zapewnić w sposób ciągły potrzebną ilość energii elektrycznej, i zaczynają skłaniać się ku rozwiązaniu faworyzującemu „miks technologii niskoemisyjnych” obejmujących energię jądrową i sekwestrację dwutlenku węgla, co zostało zawarte w stanowisku z początków 2014 roku. Należy przy tym pamiętać, że energia elektryczna z atomu w długim okresie, tj. po zamortyzowaniu bloków, będzie tania, znacznie tańsza od energii ze zamortyzowanych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne i to bez instalacji CCS. O jej cenie decydować będzie bowiem wówczas niemalże wyłącznie koszt paliwa jądrowego, który stanowi zaledwie kilka procent jednostkowego kosztu produkcji w nich elektryczności, podczas gdy w blokach węglowych koszt węgla stanowi kilkadziesiąt procent.

I tak, szacunkowe koszty jednostkowe dla poszczególnych technologii po zamortyzowaniu nakładów finansowych wynoszą:

- dla bloku jądrowego  $k_{el,atom}^{amort} = 115$  PLN/MWh,
- dla bloku bez instalacji CCS  $k_{el}^{amort} = 160$  PLN/MWh,
- dla bloku z instalacją CCS  $k_{el,oxym}^{amort} = 230$  PLN/MWh,
- dla bloku gazowo-parowego  $k_{el,G-P}^{amort} = 220$  PLN/MWh,
- dla turboszespołu wiatrowego  $k_{el,TW}^{amort} = 120$  PLN/MWh,
- dla ogniwa fotowoltaicznego  $k_{el,fol}^{amort} = 265$  PLN/MWh.

Dla turbiny wiatrowej i fotoogniwa są to wartości nieuwzględniające kosztów budowy i eksploatacji źródeł energii elektrycznej koniecznych do rezerwacji ich mocy lub do magazynowania wyprodukowanej w nich energii elektrycznej.

## Podsumowanie

Przedstawione powyżej metodyka i model służące do wykonywania analiz techniczno-ekonomicznych poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce umożliwiają szerokie działania aplikacyjne. Pozwalają na szeroką analizę techniczno-ekonomiczną polskiej energetyki, i nie tylko, która wymaga dziesiątek miliardów złotych na odnowienie, modernizację i budowę nowych źródeł energii. Miliardy te należy wydawać racjonalnie.

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, stosowanie technologii CCS oxy-spalania w elektrowniach węglowych jest całkowicie ekonomicznie nieuzasadnione. Bardzo wysoki koszt

wytwarzania w nich elektryczności spowoduje, co bardzo istotne, nie tylko zahamowanie wzrostu gospodarczego w krajach, w których technologia CCS byłaby stosowana, ale także brak akceptacji i niepokoje społeczne z powodu znacznych wówczas podwyżek cen energii elektrycznej. Koszt wytwarzania elektryczności w blokach węglowych z technologiami CCS jest bowiem co najmniej dwukrotnie wyższy od kosztów w blokach bez tych technologii. Jest nawet istotnie wyższy od kosztu w elektrowniach atomowych, mimo że jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy) nakłady inwestycyjne na bloki jądrowe są dwukrotnie większe. Jeśli więc trend do ograniczania emisji gazów cieplarnianych będzie na świecie kontynuowany, a wszystko na to wskazuje, to wtedy jedynie racjonalnym i ekonomicznie uzasadnionym sposobem zastąpienia węgla i gazu w elektrowniach będzie zastąpienie ich paliwem rozszczepialnym. W przyszłości będzie to fuzja termojądrowa, pod warunkiem, że prace prowadzone nad jej technicznym opanowaniem zostaną uwieńczone sukcesem. Ludzkość będzie dysponowała wówczas niewyczerpanym źródłem „czystej” energii. Rozwiązaniem także na pewno nie są tzw. odnawialne źródła energii (OZE), które mogą być przy tym, i niech sobie będą, wyłącznie uzupełnieniem elektrowni systemowych, które jako jedyne są w stanie w sposób ciągły przez cały rok dostarczać potrzebną ilość energii elektrycznej.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014.
- [2] Bartnik R., Bartnik B., Duczkowska-Kądział A.: A formulate of problem of seeking and optimum investment strategy in power engineering, *Energetyka* 2014, nr 4.
- [3] Bartnik R., Bartnik B.: Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce, *Energetyka* 2015, nr 1.
- [4] Hnydiuk-Stefan A.: Analiza parametrów pracy elektrowni węglowej przy spalaniu tlenowym, Rozprawa doktorska, Wydział Mechaniczny, Politechnika Opolska, 2014.

