

Analiza opłacalności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni węglowej ze spalaniem tlenowym z jego pracą ze spalaniem powietrznym w ujęciu polityki klimatycznej

Autor: dr inż. Anna Hnydiuk-Stefan - Instytut Innowacyjności Procesów i Produktów

("Energia Gigawat" - 6/2016)

Stosowanie innowacyjnej technologii spalania tlenowego w blokach energetycznych podyktowane jest koniecznością sprostania unijnym regulacjom prawnym w zakresie redukcji emisji CO₂ do atmosfery. Jedną z 3. metod tej redukcji jest spalanie węgla w blokach w atmosferze czystego tlenu (tzw. proces oxyfuel). Spaliny opuszczające wówczas zespół kotłowy po ochłodzeniu i wykropleniu H₂O składają się z prawie czystego dwutlenku węgla, który po przetransportowaniu do miejsca jego składowania będzie można trwale magazynować w głębokich formacjach geologicznych.

Do analizy porównawczej kosztów związanych z wytwarzaniem w technologii konwencjonalnej powietrznej oraz tlenowej przyjęto blok na parametry nadkrytyczne o sprawności netto $\eta_{el} = 45,6\%$. Wartość sprawności $\eta_{el} = 45,6\%$ jest „wymuszona” przez narzuconą przez przepisy unijne wartość wskaźnika emisji dwutlenku węgla CO₂ 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 powinien co najwyżej wynosić:

$$EF_{CO_2} = \frac{E_{ch}\rho_{CO_2}}{E_{el}} = \frac{\rho_{CO_2}}{\eta_{el}} = 750 \left[\frac{\text{kg}_{CO_2}}{\text{MWh}} \right], \quad (1)$$

gdzie: ρ_{CO_2} – wyrażona w kilogramach emisja CO₂ z jednostki energii chemicznej spalanego w elektrowni paliwa. Dla węgla kamiennego emisja CO₂ wynosi $\rho_{CO_2} \approx 95 \text{ kg}_{CO_2}/\text{GJ} = 342 \text{ kg}_{CO_2}/\text{MWh}$.

Ograniczenia względem emisji CO₂ do atmosfery wprowadzane są dla sektora energetycznego za sprawą przepisów, które reguluje w szczególności dyrektywa Parlamentu i Rady Europejskiej 2009/29/WE. Począwszy od roku 2005 do końca roku 2012, czyli w latach, które obejmowały I oraz II okres systemu handlu emisjami CO₂ polska energetyka otrzymywała nieodpłatne przydziały uprawnień do emisji CO₂ (EUA – *European Union Allowances*). Przydziały te wydawane były uczestnikom handlu emisjami CO₂ na rachunki w rejestrze prowadzone przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). Obecny okres wspólnotowego systemu handlu emisjami CO₂ (EU ETS – *European Union's Emissions Trading System*) obowiązujący od roku 2013 i trwający do roku 2020 wprowadza znaczne zmiany względem nieodpłatnych przydziałów dla sektora

energetycznego. Dyrektywa 2003/87/WE w sprawie handlu emisjami wprowadza obowiązek zakupu na aukcjach uprawnień do emisji CO₂ przez emitentów wytwarzających energię elektryczną, jednakże art. 10c stanowi odstępstwo od tej zasady ustanawiając derogacje. Derogacje są rodzajem pomocy udzielonej przez system przejściowy względem przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na mocy dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę Rady 96/61/WE, zmienionej dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r..

Art. 10c dyrektywy w sprawie ETS umożliwia państwom członkowskim, których systemy elektroenergetyczne spełniają określone kryteria, przydzielenie bezpłatnych uprawnień do emisji instalacjom wytwarzającym energię elektryczną, które funkcjonowały przed dniem 31 grudnia 2008 r. lub w przypadku których proces inwestycyjny faktycznie wszczęto do tego dnia, na okres przejściowy od 2013 r. do 2019 r. W 2013 roku wyznaczającym początek III fazy systemu handlu emisjami, całkowity udział bezpłatnych uprawnień nie przekroczył 70% zweryfikowanych emisji gazów cieplarnianych w latach 2005–2007 pochodzących z instalacji elektroenergetycznych w kwocie odpowiadającej krajowemu zużyciu końcowemu brutto w Polsce. Całkowita ilość przejściowych bezpłatnych uprawnień jest następnie stopniowo pomniejszana w każdym roku, dzięki czemu bezpłatne uprawnienia do emisji CO₂ będą całkowicie zlikwidowane w 2020 r. (tab. 1). Ilość przejściowych bezpłatnych uprawnień do emisji jest odejmowana od ilości uprawnień zbywanych przez Polskę na aukcjach.

Tabela 1. Procentowa wielkość rządowego przydziału na III okres systemu handlu emisjami dla energetyki

Rok	Procentowe ujęcie bezpłatnego przydziału w stosunku do średniej emisji z lat 2005-2007
2013	70%
2014	65%
2015	60%
2016	54%
2017	47%
2018	39%
2019	29%
2020	0%

Źródło: opracowanie własne na podstawie dyrektywy

Zasada obliczania wielkości rządowego, bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji CO₂ (EUA) dla polskich elektrowni opiera się o poniesienie wydatków inwestycyjnych przez wspomniane instalacje, a następnie otrzymanie przydziału w ramach poniesionych kosztów. Zasady te zostały przyjęte przez Komisję Europejską na wniosek Polski, w którym wykorzystywana metodyka do określania wartości EUA, indeksowana jest do poziomu cen w roku 2010. Wartość przedłożonych inwestycji na modernizację elektrowni powinna również zostać wyrażona w cenach z 2010 r.

Ilość przydzielonych rządowych uprawnień do emisji CO₂ wyraża się następującą zależnością:

$$EUA_R = \frac{K_{inv}}{(P \cdot E)} \quad (1)$$

gdzie:

EUA_R – ilość przyznanych EUA przez rząd w ramach bezpłatnej alokacji,

K_{inv} – koszt inwestycji określony w Krajowym Planie Inwestycyjnym,

P – cena za jednostkę EUA indeksowana do roku 2010 określona we wniosku rządu polskiego skierowanego do Komisji Europejskiej w sprawie derogacji o którym mowa w decyzji, w szczególności odnosząc się do punktu 26 tejże decyzji oraz załącznika VI komunikatu Komisji wynosząca odpowiednio:

- 14,78 EUR dla lat 2013-2014,
- 20,38 EUR dla lat 2015-2020.

E – przelicznik kursu waluty określony we wniosku rządu polskiego skierowanego do Komisji Europejskiej w sprawie derogacji o którym mowa w decyzji na stałym poziomie 5 PLN/EURO.

Przykładowe wyliczenia pokazują, że instalacja o mocy 460 MW, pod warunkiem wydatkowania kwot określonych w krajowym planie inwestycyjnym (KPI) na inwestycje modernizacyjne, otrzyma przydział rządowych uprawnień na dopuszczalnym maksymalnym poziomie określonym przez dyrektywę, których minimalna wartość musi odpowiadać poziomowi określonemu w tabeli 2.

Tabela 2 Zestawienie rządowego przydziału uprawnień do emisji CO₂ na lata 2013-2020 wraz z kosztem inwestycji na przykładzie elektrowni na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW

Rok	Minimalny koszt inwestycji w ramach KPI w celu uzyskania rządowego przydziału EUA (EURO/rok)	Maksymalny rządowy przydział uprawnień do emisji CO ₂ w drodze derogacji (EUA/rok)	Ilość EUA w przypadku ich zakupu na rynku w kwocie odpowiadającej wydatkom w ramach KPI	Potrzeby własne elektrowni (EUA/rok)
2013	46542220	3149000	6648889	3500000
2014	43024580	2911000	6146369	3500000
2015	51561400	2530000	7365914	3500000
2016	39231500	1925000	5604500	3500000
2017	29693660	1457000	4241951	3500000
2018	23661180	1161000	3380169	3500000
2019	17587940	863000	2512563	3500000
2020	0	0	0	3500000

Źródło: wyliczenia własne na podstawie zapisów Dyrektywy, danych z Europejskiego Rejestru Transakcji, Krajowego Planu Inwestycyjnego oraz Bilansu dla grup

Oznacza to, że jedynie instalacje ujęte w KPI otrzymają przydział rządowy w drodze derogacji pod warunkiem realizacji planowanej inwestycji. Wartość rządowych uprawnień do emisji po której rozliczane są inwestycje realizowane w ramach KPI została wyznaczona na stałym poziomie. W dniu 30 września 2011 r. Polska przekazała Komisji Europejskiej KPI, w którym przedstawiła kwalifikujące się inwestycje, jakie można podjąć w celu modernizacji wytwarzania energii w okresie przejściowym przydziału bezpłatnych uprawnień, który został przez nią przyjęty w drodze decyzji z dnia 13 lipca 2012 roku.

Uprawnienia do emisji CO₂ w drodze derogacji przydzielane są operatorowi dopiero po udowodnieniu przez niego w sprawozdaniu wymaganym do dnia 15 lutego każdego roku w sposób zadowalający dla właściwego organu, że w poprzednich latach faktycznie zrealizowano kwalifikującą się inwestycję zapisaną w planie krajowym, której wartość odpowiada wartości bezpłatnych uprawnień. Uprawnienia do emisji CO₂ niewydane beneficjentom są zbywane na aukcjach zgodnie z art. 10 ust. 1 i 4 unijnej dyrektywy w sprawie EU ETS. Oznacza to, że jeśli operator instalacji nie wywiązał się z planów zawartych w krajowym planie inwestycyjnym to nie jest uprawniony do otrzymania bezpłatnych uprawnień. Jeśli wartość inwestycji będzie niższa od zakładanej, pomimo jej zrealizowania, to instalacja taka również nie otrzyma uprawnień określonych w liście przydziałów bezpłatnych uprawnień. W celu otrzymania bezpłatnych uprawnień do emisji w danym roku wytwórca (lub grupa przedsiębiorstw) musi przedstawić dowody poniesienia wydatków na projekty uwzględnione w planie krajowym.

Główne cele wdrożenia krajowego planu inwestycyjnego, oprócz tych związanych z otrzymaniem części potrzebnych do rozliczenia rzeczywistych emisji uprawnień do emisji CO₂, to:

- działania na rzecz zwiększenia udziału biomasy w wytwarzaniu energii elektrycznej,
- wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz kogeneracji ciepła i energii elektrycznej,
- rozbudowa sieci dystrybucyjnej niezbędna do włączenia nowych źródeł energii do generacji rozproszonej, w szczególności źródeł opartej o zasoby odnawialne.

Powyższe działania mają za zadanie przyspieszenie modernizacji krajowego sektora energetycznego. Przydzielenie bezpłatnych uprawnień do emisji operatorom w drodze derogacji jest zasadne dla tych inwestycji, które przyczyniają się do modernizacji systemu wytwarzania energii elektrycznej, pod warunkiem spełnienia następujących kryteriów:

- inwestycja powinna bezpośrednio lub pośrednio przyczyniać się do opłacalnej redukcji emisji gazów cieplarnianych;
- inwestycja jest zgodna z Krajowym planem inwestycyjnym do 2020 r., zatwierdzonym w dniu 27 września 2011 r.;
- inwestycja jest zgodna z właściwym prawodawstwem UE. Inwestycja nie może powodować wzmocnienia dominującej pozycji operatora na rynku ani powodować nieuzasadnionego zakłócenia konkurencji;
- inwestycja ma charakter dodatkowy względem inwestycji, które Polska musi zrealizować, aby osiągnąć inne cele lub wypełnić prawne wymagania wynikające z prawodawstwa UE.

Inwestycja nie może powodować przyrostu całkowitej mocy wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w latach 2013–2019;

- inwestycja powinna służyć dywersyfikacji źródeł energii i źródeł dostaw służących wytwarzaniu energii elektrycznej, a także powodować zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych z procesów wytwarzania energii;

- inwestycja powinna zachować trwałą opłacalność również po 2019 r., z wyjątkiem inwestycji w badanie nowych technologii;

-wartość rynkowa przydzielonych bezpłatnych uprawnień do emisji, których dotyczy wnioski, jest równa kosztom inwestycji realizowanych na podstawie wniosku lub jest od nich mniejsza.

Inwestycje ujęte w KPI mają służyć zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych oraz modernizacji polskich systemów wytwarzania energii elektrycznej. Każde zadanie zaakceptowane w ramach KPI musi przyczyniać się bezpośrednio lub pośrednio do redukcji emisji CO₂.

Należy podkreślić jednak to, iż darmowy przydział w ramach derogacji mogą otrzymać jedynie instalacje, które funkcjonowały przed dniem 31 grudnia 2008 r. i w których to rozpoczęto inwestycję w modernizację od dnia 25 czerwca 2009, lub instalacje wytwarzające energię elektryczną, w przypadku których proces inwestycyjny faktycznie wszczęto do dnia 31 grudnia 2008 roku.

2. Metodyka obliczeń

Do obliczeń opłacalności ekonomicznej budowy bloku tradycyjnego oraz bloku realizującego spalanie w podwyższonej atmosferze tlenowej zastosowano metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, których wskaźnikami oceny są między innymi zaktualizowana wartość netto (NPV – Net Present Value), wewnętrzna stopa zwrotu (IRR – Internat Rate of Return) oraz zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (DPBP – Discounted Pay Back Period). Zastosowanie metod dyskontowych może dać pełen obraz opłacalności inwestycji, czego nie daje zastosowanie metod tradycyjnych, do których to zaliczamy metody nieuwzględniające zmian wartości pieniądza w czasie i bazujące na zysku, jako mierze korzyści netto.

W celu dokonania analiz wpływu poszczególnych parametrów na pracę bloku dogodnie jest sporządzić model matematyczny odzwierciedlający pracę bloku węglowego oraz matematyczny model układu tlenowni wraz z poszczególnymi elementami nieodzownymi w jego pracy takimi jak układ sprężania czy też rozprężarki turbinowej. Na podstawie przytoczonych modeli rozpatrywano ich wzajemne współdziałanie technologiczne, a poprzez otrzymane wyniki sporządzono analizę wrażliwości oraz warunek opłacalności inwestycji w technologię spalania tlenowego realizowanego w analizowanym bloku na parametry nadkrytyczne.

2.1. Analiza wrażliwości

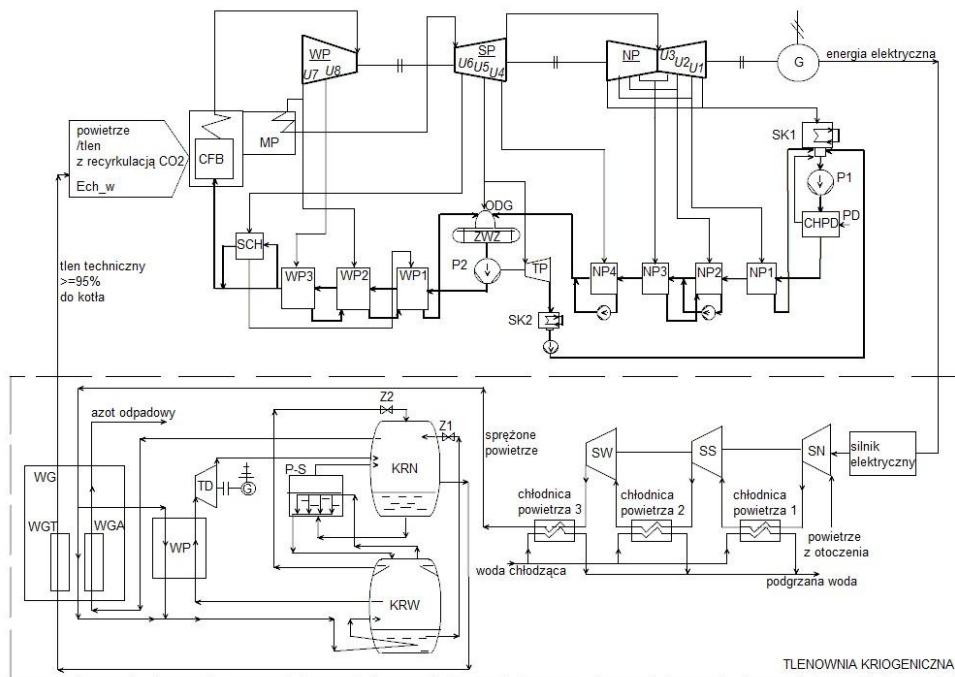
W warunkach gospodarki rynkowej charakteryzującej się zmiennością cen poszczególnych elementów wpływających ostatecznie na opłacalność podejmowanej inwestycji należy przeprowadzić analizę wrażliwości rozpatrywanych wielkości ekonomicznych w funkcji zmiany parametrów mających na nie wpływ. Do szczególnie istotnych czynników o stosunkowo dużej zmienności, które mogą podyktować opłacalność inwestycji w elektrownię spalającą w podwyższonej atmosferze tlenowej w odniesieniu do tradycyjnego spalania zaliczamy:

- wahania cen energii elektrycznej,
- wahania cen uprawnień do emisji CO₂,
- zmiana cen paliwa,
- koszty opłat środowiskowych,
- zasady przydziału nieodpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla energetyki,
- wysokość nakładów inwestycyjnych w poszczególne technologie.

Od strony termodynamicznej najistotniejszym czynnikiem mającym wpływ na opłacalność inwestycji jest poziom sprawności elektrowni realizującej spalanie tlenowe. Poziom ten zostaje znacznie obniżony, w stosunku do poziomu w układzie tradycyjnym, z uwagi na pracę dodatkowego układu tlenowego wytwarzającego znaczne ilości tlenu o dużej czystości na poziomie wymaganym przy realizacji tego typu technologii rzędu 95% (rys. 1). Obecnie jedynie kriogeniczna technologia wytwarzania tlenu pozwala na spełnienie warunków jakich wymaga stosowanie technologii spalania tlenowego w elektrowni węglowej. Do wad wspomnianej technologii zaliczamy przede wszystkim dużą energochłonność, która w znacznym stopniu wpływa na sprawność elektrowni, a tym samym na jej koszty eksploatacyjne. Rozdzielenie roztworu gazów wymaga wykonania pracy zewnętrznej, dlatego też w warunkach tlenowni kriogenicznej istotną rolę odgrywa sprężarka, która spręża powietrze poddawane rektyfikacji i która jest najbardziej energochłonnym elementem takiej tlenowni.

Do czynników wpływających na pracę elektrowni po jej zintegrowaniu z blokiem tlenowym najistotniejszymi czynnikami wpływającymi na pracę bloku, a tym samym przekładające się na efektywność ekonomiczną realizowanej inwestycji zaliczamy:

- wybór technologii wytwarzania tlenu spełniający warunki konieczne przy spalaniu tlenowym,
- metody połączenia układu bloku energetycznego z tlenownią (poprzez zasilanie elektryczne lub parą z upustów turbiny głównej elektrowni),
- energochłonność technologii wytwarzania tlenu technicznego (poprzez dobór metod oraz parametrów pracy tlenowni na przykład optymalizując różnicę temperatur w parowaczo – skraplaczach tlenowni lub końcowe ciśnienie tlenu opuszczającego tlenownię),
- metody zasilenia układu tlenowego poprzez sprężanie z jednoczesnym odzyskiem ciepła z chłodnic powietrza.



Rys. 1. Schemat pracy bloku realizującego spalanie tlenowe z układem sprężania i tlenowni kriogenicznej dwukolumnowej zasilanymi silnikami elektrycznymi, gdzie: Ech_w - energia chemiczna węgla, CFB - kocioł fluidalny, MP - międzystopniowy przegrzewacz pary, WP - część wysokoprężna turbiny głównej, SP - część średnioprężna turbiny głównej, NP - część niskoprężna turbiny głównej, U1-U8 - kolejne 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 tlenu, WGA - fragment zespołu WG do oziębiania części powietrza sprężonego przy wykorzystaniu azotu, WP - pomocniczy wymiennik ciepła: powietrze pętlowe - zimne powietrze z kolumny KRW, TD - turbodetander (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 dławiące, 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 - część nisko-, średnio- i wysokoprężna sprężarki.

Do parametrów optymalizacyjnych dotyczących działania układu należą:

- zmiana wartości stosunku nadmiaru tlenu do spalania,
- rodzaj paliwa węglowego,
- zmiana różnicy temperatur w parowaczo-skraplaczach tlenowni,
- zmiana wymaganego końcowego ciśnienia tlenu opuszczającego tlenownię.

W ramach analizy ekonomicznej efektywności dowolnego przedsięwzięcia gospodarczego należy zawsze przeprowadzić analizę wrażliwości obliczonego dla tego przedsięwzięcia 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 460 MW do układu ze spalaniem tlenowym jest jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej. Im będzie on niższy, tym większy zysk osiągnie inwestor. W rozdziale 3. przedstawiono wyniki przykładowych obliczeń analizy wrażliwości. Z kolei w tabeli 1. zestawiono najważniejsze parametry techniczne i ekonomiczne pracy bloków w obu analizowanych technologiach.

Tabela 1 Wyniki techniczno-ekonomicznych obliczeń

ELEKTROWNIA NA PARAMETRY NADKTYCZNE Z KOTŁEM FLUIDALNYM	Parametr	Oznaczenie	Jednostka	Spalanie powietrzne	Spalanie tlenowe
Koszt budowy	Szacunkowe nakłady inwestycyjne	i	mln PLN/MW	6,5	9,1
Parametry techniczne	Moc elektryczna	N_{el}	MWe	460	351
	Sprawność elektryczna netto	η_{el}	%	42	30
	Moc elektryczna potrzeb własnych	ξ_{el}	%	7,6	33
	Całkowity czas pracy	t_R	h/a	7500	7500
Parametry ekonomiczne bazowe	Jednostkowy koszt produkcji	k_{el}	PLN/MWh	262,29	440,89
	Koszt paliwa	e_{pal}	PLN/GJ	11,4	11,4
	Koszt zakupu uprawnień do emisji CO ₂	e_{CO_2}	PLN/Mg	29,4	0
	Wartość zaktualizowana netto	NPV	mln PLN	0	0
	Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR	%/a	8	8
	Zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	DPBP	lata	20	20
	Stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego	r	%/a	8	8
	Kalkulacyjny okres eksploatacji	N_{ekspl}	lata	20	20
	Okres trwania budowy	b	lata	5	5
	Stopa podatku od zysku	p_{doch}	%/a	19	19

2.2. Warunek konieczny opłacalności spalania tlenowego

Opłacalność inwestycji w technologię spalania tlenowego jest ściśle uzależniona od przyszłych cen uprawnień do emisji CO₂. Inwestycja w spalanie tlenowe będzie opłacalna jedynie w przypadku, gdy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni tlenowej będzie niższy niżeli w elektrowni powietrznej (2).

$$k_{el} > k_{el,oxy} \quad (2)$$

gdzie:

k_{el} – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni w układzie tradycyjnym

$k_{el,oxy}$ – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni w układzie spalania tlenowego

przy czym:

$$k_{el} = \frac{K_e + K_{kapitałowe}}{N_{el}(1 - \varepsilon_{el})t_R} = \frac{K_{pal} + K_{CO_2} + K_{CO} + K_{NO_x} + K_{SO_2} + K_{pył} + K_{zakCO_2} + K_{rem} + K_{sur,wody_uz} + K_{placubezp} + K_{kapitałowe}}{N_{el}(1 - \varepsilon_{el})t_R} =$$

$$= \frac{N_{el} \cdot \frac{t_R}{\eta_{el}} \cdot e_{pal} + K_{CO_2} + K_{CO} + K_{NO_x} + K_{SO_2} + K_{pył} + K_{zakCO_2} + K_{rem} + K_{sur,wody_uz} + K_{placubezp} + K_{kapitałowe}}{N_{el}(1 - \varepsilon_{el})t_R} \quad (3)$$

$$k_{el,oxy} = \frac{K_{e_oxy} + K_{kapitałowe_oxy}}{N_{el}(1 - \varepsilon_{el_oxy})t_R} = \frac{K_{pal_oxy} + K_{rem_oxy} + K_{sur,wody_uz_oxy} + K_{placubezp_oxy} + K_{kapitałowe_oxy}}{N_{el}(1 - \varepsilon_{el_oxy})t_R} \quad (4)$$

gdzie:

K_e – koszty eksploatacji

$K_{kapitałowe}$, $K_{kapitałowe_oxy}$ – koszty kapitałowe odpowiednio dla technologii powietrznej oraz spalania tlenowego,

t_R – roczny czas pracy

K_{pal} , K_{CO_2} , K_{CO} , K_{NO_x} , K_{SO_2} , $K_{pył}$, K_{zakCO_2} , K_{rem} , $K_{sur,wody_uz}$, $K_{placubezp}$ – koszty odpowiednio: paliwa, opłat za emisję CO₂, CO, NO_x, SO₂, pyłu do powietrza, zakupu emisji CO₂, remontów, surowców i wody uzupełniającej, płac i ubezpieczeń.

Najistotniejszymi zmiennymi mającymi wpływ na opłacalność inwestycji spalania tlenowego jest znaczny wzrost ceny uprawnień e_{CO_2} do emisji CO_2 połączony z brakiem darmowych przydziałów rządowych $u = 0$. Istotne są również koszty inwestycyjne, sprawność elektrowni oraz wielkość pozostałych kosztów środowiskowych K_{CO_2} , K_{CO} , K_{NO_x} , K_{SO_2} , K_{pyl} których nie bierze się pod uwagę w przypadku spalania tlenowego.

Cena uprawnień do emisji CO_2 , niezbędnych do zapewnienia pracy elektrowni węglowej zgodnie z wytycznymi nakładanymi przez dyrektywę, jest bardzo niestabilna i wykazuje tendencje wzrostowe z uwagi na wprowadzanie coraz to nowych mechanizmów na rynku handlu emisjami CO_2 w postaci chociażby backloadingu polegającego na czasowym zamrożeniu wydania 900 mln uprawnień przeznaczonych pierwotnie na aukcje w latach 2014-2016 i przesunięciu ich na okres 2019-2020 czy też przesunięcie daty wprowadzenia Rezerwy Stabilizacyjnej Rynku (tzw. MSR od Market Stability Reserve - system rezerwy stabilizacyjnej rynku ma automatycznie ściągać część uprawnień z rynku i przekazywać je do rezerwy, jeżeli nadwyżka przekracza pewien próg) z roku 2021 na styczeń 2019 roku. Mechanizmy te są wprowadzane celowo by wpłynąć na wzrost ceny uprawnień do emisji CO_2 . Pozostałe czynniki takie jak ceny dotyczące opłat środowiskowych będą wpływać na korzyść technologii spalania tlenowego, jednakże nie będą mieć znaczącego wpływu z uwagi na obserwowaną stabilność oraz niewielki wpływ na cenę wywarzania energii elektrycznej.

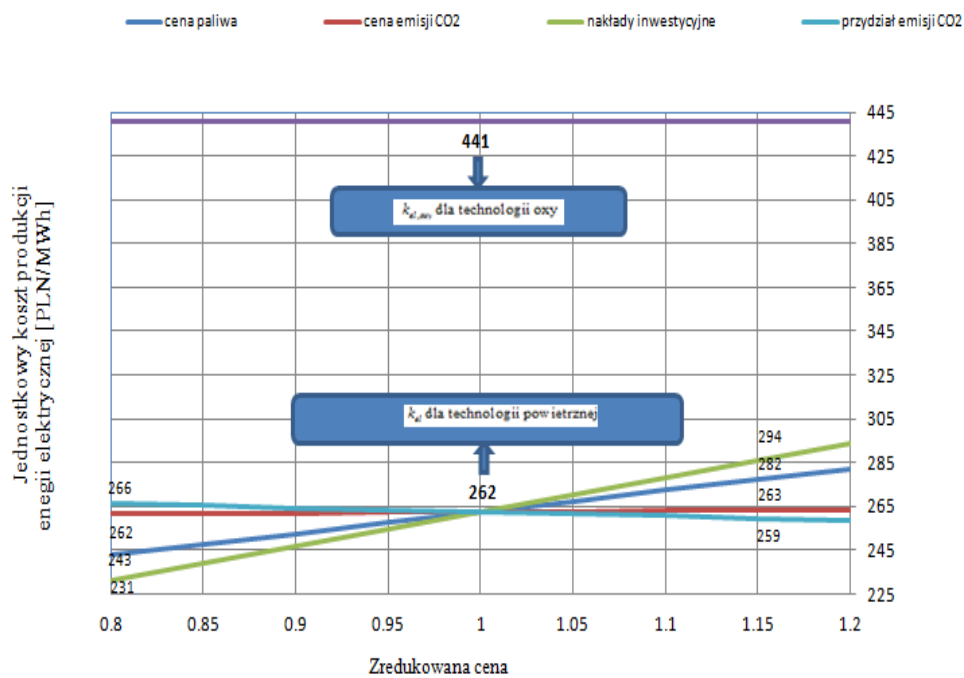
3. Wyniki przykładowych obliczeń

NPV jest podstawową wielkością (kryterium ekonomicznym), która służy do wyboru optymalnego (pod względem ekonomicznym) wariantu projektowanego procesu. Zerowa wartość NPV ($NPV = 0$) oznacza, że rentowność przedsięwzięcia jest równa stopie dyskonta, $IRR = r$. Dokonano obliczeń jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej przy założonym czasie inwestycji obejmującym 5 lat na budowę inwestycji oraz 20 lat na zwrot z inwestycji. Po tym czasie NPV rozpatrywanej inwestycji wyniesie 0. Analizie poddano ryzyko inwestycji związane z cenami poszczególnych zmiennych wpływających na jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej, co zaprezentowano na rysunku 2.

Wartości zmiennych określano w przedziale $\pm 20\%$ od ich wartości bazowych podanych w tabeli 1. Jako bazową cenę węgla kamiennego przyjęto cenę w wysokości 11,4 PLN/GJ. Odpowiadające przykładowym cenom bazowym ceny i nakłady zredukowane przyjmują na osi odciętych wartość 1. Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej dla wartości bazowych wynosi $k_{el} = 262,49$ PLN/MWh. W przypadku, gdy cena sprzedaży energii elektrycznej zrównałaby się z tym kosztem, wówczas osiągnięty zysk wynosiłby $NPV = 0$, czas zwrotu nakładów inwestycyjny $DPBP$ równałby się przyjętemu do obliczeń kalkulacyjnemu okresowi eksploatacji 20 lat, a wewnętrzna stopa zwrotu inwestycji IRR równałaby się przyjętej do obliczeń stopie oprocentowania kapitału inwestycyjnego wynoszącej 8% (tab. 1). Jak wynika z wykresu poniżej (rys. 2) jednostkowy koszt produkcji

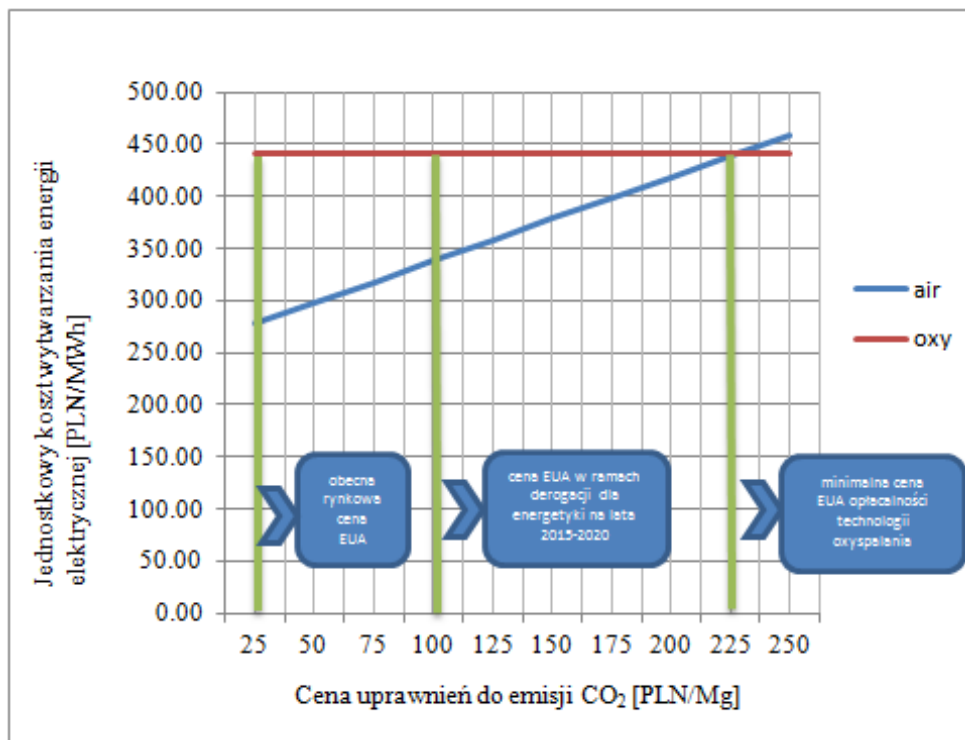
energii elektrycznej w technologii oxy spalania dla wartości bazowych wynosi $k_{el,oxy} = 440,98$ PLN/MWh.

W analizie uwzględniono również roczne koszty eksploatacji bloku związane z kosztem surowców i wody uzupełniającej na potrzeby wytwarzania, koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne bloku, koszt płac oraz ubezpieczeń, koszt konserwacji i remontów, koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska tj. opłaty za emisję następujących substancji do atmosfery: dwutlenku węgla, tlenku węgla, tlenków azotu, dwutlenku siarki, pyłu.



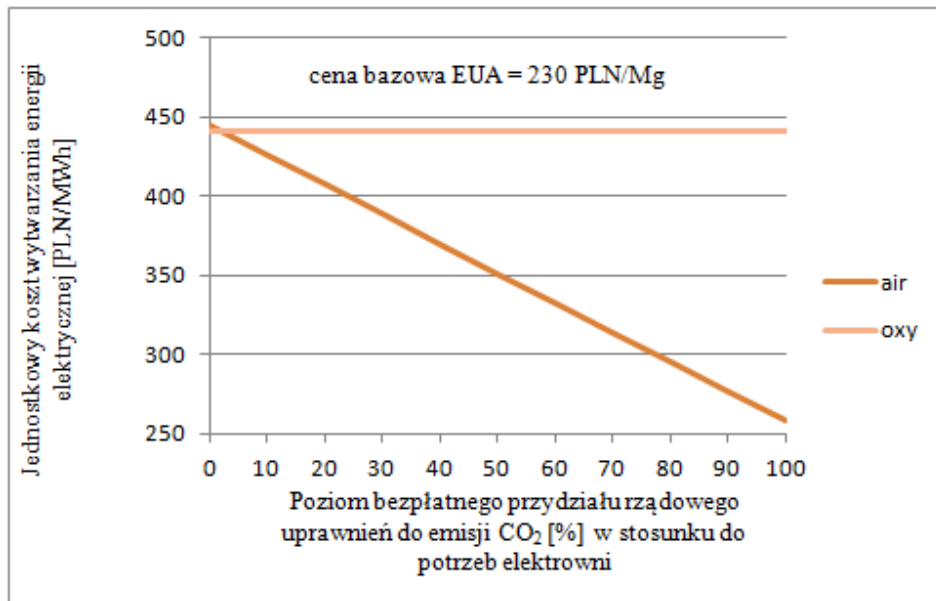
Rys. 2. Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej k_{el} w bloku na parametry nadkrytyczne oraz $k_{el,oxy}$ w bloku realizującym spalanie tlenowe

Głównym parametrem mającym wpływ na opłacalność stosowania technologii tlenowej jest poziom cenowy uprawnień do emisji CO₂. Jak zaprezentowano poniżej (rys. 3), już przy cenie uprawnień do emisji CO₂ (EUA) rzędu 225 zł/Mg technologie te stają się wobec siebie konkurencyjne. Zwiększając poziom cen emisji CO₂ rośnie opłacalność stosowania technologii spalania tlenowego względem spalania powietrznego. Założeniem jest brak darmowego przydziału do emisji CO₂ dla energetyki, co będzie miało miejsce już w roku 2020.



Rys. 3. Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne oraz w bloku realizującym spalanie tlenowe przy zmianie ceny uprawnień do emisji CO₂

Przy dużym wzroście cen uprawnień do emisji CO₂ opłacalność inwestycji podyktowana jest w znacznej mierze bezpłatnym przydziałem rządowym. Nowe przepisy prawne opisane w punkcie 1 wskazują na coraz mniejszą ilość darmowych uprawnień. W roku 2020 energetyka będzie zmuszona do zakupu całości potrzebnych emisji CO₂. Obecnie trwające negocjacje dotyczące rządowych przydziałów po roku 2020 mogą mieć znaczący wpływ na opłacalność inwestycji w technologię oxy spalania co zaprezentowano na poniższym wykresie (rys. 4). Przyjęta cena bazowa uprawnień do emisji CO₂ wynosi w poniższym przypadku 230 PLN/Mg. Z wykresu wynika, iż nawet przy dużym wzroście cen uprawnień do emisji CO₂ powodowanym dodatkowymi mechanizmami rynkowymi, które przytoczono w punkcie 2.2, opłacalność inwestycji w technologie tlenowe będzie uzależniona od wyniku negocjacji w sprawie poziomów darmowych przydziałów do emisji CO₂ dla energetyki.



Rys. 4. Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku na parametry nadkrytyczne oraz w bloku realizującym spalanie tlenowe przy zmiennych wartościach przydziałów do emisji CO₂ względem potrzeb uprawnień do ich umorzenia przez elektrownię w ramach systemu EU ETS

4. Podsumowanie i wnioski

Najważniejszym aspektem dokonania porównania technologii wytwarzania energii elektrycznej poprzez spalanie węgla w atmosferze powietrznej oraz w wysokiej koncentracji tlenu jest opłacalność obu inwestycji. Przy obecnych średnich cenach sprzedaży energii elektrycznej kształtujących się poniżej poziomu 180 PLN/MWh obie inwestycje są nieopłacalne dla inwestorów. Technologia o niższym jednostkowym koszcie wytwarzania energii elektrycznej jest tradycyjna metoda spalania powietrznego. Jednakże biorąc pod uwagę przyszłe spodziewane ograniczenia względem darmowych przydziałów dla energetyki wraz z wymuszonym przez nowe mechanizmy rynkowe, wyższym od obecnego poziomem cen uprawnień do emisji CO₂, już przy jednostkowym koszcie wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 441 PLN/MWh, bardziej opłacalna staje się technologia spalania tlenowego. Z kolei oszacowany poziom cen emisji CO₂ za którym przemawia inwestycja w technologię spalania oxy to 230 PLN/MWh, pod warunkiem braku darmowych przydziałów ze strony rządu dla instalacji produkujących energię elektryczną i konieczności zakupu całości uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach. Omawiany w artykule problem wymuszonego przez ograniczenia emisji CO₂ wzrostu cen energii pochodzącej z technologii spalania paliw kopalnych wiąże się z dużym prawdopodobieństwem wzrostu cen za energię elektryczną dla jej odbiorców.