

Anna Duda-Kękuś*, Jan Tadeusz Duda**

Metoda oceny kosztów społecznych wdrażania polityki klimatycznej Unii Europejskiej w polskiej elektroenergetyce w latach 2008–2017

1. Wprowadzenie

W traktacie akcesyjnym do Unii Europejskiej Polska zobowiązała się do wprowadzania do polskiego systemu prawnego przepisów umożliwiających i wymuszających wdrażanie dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Europy oraz decyzji Komisji Europejskiej dotyczących ochrony klimatu, w szczególności realizacji postanowień protokołu z Kioto.

Podstawy polityki ekologicznej państwa polskiego określa *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. z późniejszymi zmianami – Prawo ochrony środowiska* [20] (tekst jednolity Dz. U. z 2008 Nr 25, poz. 150) oraz obszerna nowelizacja *Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne*, wprowadzona w życie od 1.10.2005 r. Zgodnie z zasadami obowiązującymi w Unii Europejskiej politykę klimatyczną państwa w dziedzinie elektroenergetyki realizuje się poprzez dwa odrębne systemy:

1. system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) ustanawiający i kontrolujący dopuszczalną wielkość emisji tych gazów, wprowadzony ustawą o handlu emisjami [19] oraz o zarządzaniu emisjami [21];
2. system „zielonych certyfikatów” stymulujący dodatkowo wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE), wprowadzony nowelizacją ustawy [15], regulującą obowiązek zakupu odpowiedniej ilości „zielonej” energii oraz „zielonych certyfikatów”, a na lata 2008–2017 szczegółowo sprecyzowany rozporządzeniem [16].

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Zarządzania, Katedra Zarządzania w Energetyce

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Zarządzania, Katedra Informatyki Stosowanej

Wdrażanie polityki klimatycznej ma bardzo silny wpływ na funkcjonowanie i rozwój elektroenergetyki, szczególnie w Polsce, gdzie ponad 90% energii elektrycznej jest wytwarzane z węgla. W dokumencie rządowym [12] przewiduje się, że zobowiązania dotyczące udziału energii elektrycznej z OZE w krajowym bilansie zużycia będą realizowane głównie przez rozwój elektroenergetyki wiatrowej, ale także przez wykorzystanie biomasy. Jednak skala wymaganej produkcji energii z OZE i zastosowane instrumenty polityki klimatycznej spowodowały od roku 2005 szybki wzrost wykorzystania biomasy w elektroenergetyce zawodowej, przez wdrażanie technologii jej współspalania z węglem [7].

Konsekwencje ekonomiczne polityki klimatycznej, w szczególności rozwoju elektroenergetyki odnawialnej są przedmiotem wielu prac (np. [2], [4], [5]). Niższy artykuł podejmuje to zagadnienie w odniesieniu do wymagań i prognoz sformułowanych w oficjalnych dokumentach rządowych [12] i [16] na okres od roku 2008 do 2017. Przedstawiono model umożliwiający prognozowanie najważniejszych wskaźników polityki klimatycznej państwa w latach 2008–2017. Założono, że koszty realizacji polityki klimatycznej, obejmujące koszty uprawnień do emisji CO₂ oraz koszty zapewnienia wymaganego udziału OZE w zużyciu finalnym energii elektrycznej są w całości przenoszone na końcowych odbiorców energii. W efekcie przyjęto formułę tzw. ceny bazowej zakupu energii elektrycznej w elektrowniach oraz określono prognozy kosztów społecznych redukcji emisji CO₂.

2. Model kosztów produkcji energii elektrycznej w elektroenergetyce zawodowej węglowej

W efekcie wprowadzenia systemów handlu uprawnieniami do emisji i certyfikatami pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (tzw. zielonymi certyfikatami) przedmiotem handlu na rynku energii elektrycznej są trzy dobra:

- **energia elektryczna** (w dalszych analizach będzie ona określana terminem **energia**), dla której rozróżnia się ilość wyprodukowaną E (zmierzoną na zaciskach urządzenia wytwarzającego energię elektryczną), ilość sprzedaną S (przesłaną do sieci krajowego systemu elektroenergetycznego) i ilość zużytą przez odbiorców końcowych F (sprzedaną przez dystrybutora końcowego i rozliczaną według pomiarów zużycia licznikami energii u konsumentów energii);
- **zielone certyfikaty** sprzedawane przez elektroenergetykę odnawialną na Towarowej Giełdzie Energii, a także w kontraktach pozagiełdowych, których ilość C określa się na podstawie ilości energii wyprodukowanej E (wg pomiaru na zaciskach urządzenia wytwarzającego energię elektryczną – [16]);

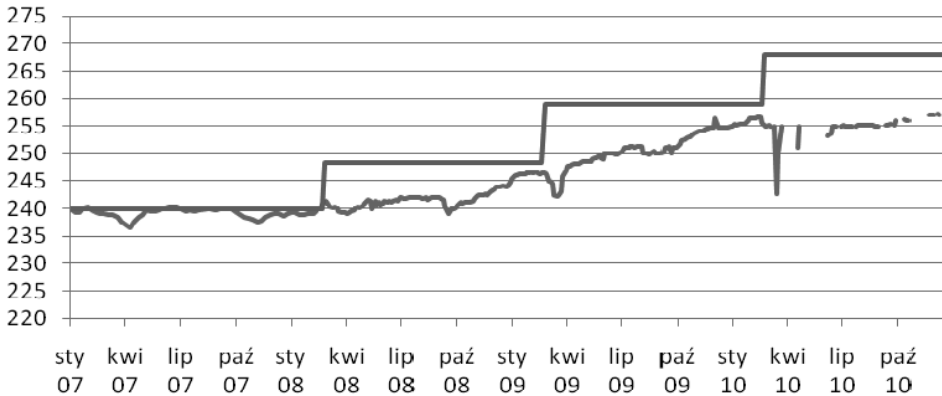
- **uprawnienia do emisji dwutlenku węgla** sprzedawane na giełdach międzynarodowych, na aukcjach i Towarowej Giełdzie Energii, rozliczane według faktycznego zużycia paliw emitujących CO₂ oraz przyjętych współczynników ich emisyjności [17].

Produkcja energii elektrycznej generuje koszty bezpośrednie operacyjne, proporcjonalne do E , obejmujące koszty zakupu paliw, ich transportu, magazynowania i przetwarzania. Ponadto ponoszone są koszty pośrednie, które uzewnętrzniają się zużyciem własnym elektrowni i kosztami stałymi, związanymi z utrzymaniem i amortyzacją mocy wytwórczych (mocy zainstalowanej) oraz innymi kosztami niezależnymi od wielkości produkcji E . Koszty pośrednie, szczególnie koszty stałe, są dostosowane do poziomu mocy wytwórczych, które muszą zapewnić średni poziom produkcji E oraz rezerwę mocy na zapotrzebowanie szczytowe, z uwzględnieniem niepewności podaży energii ze źródeł odnawialnych, zależnych od warunków pogodowych (w Polsce – głównie energetyki wiatrowej). Ilość energii sprzedanej S generuje przychód przedsiębiorstwa i jest ona mniejsza od E o zużycie własne elektrowni, a ilość energii zużytej F jest mniejsza od S o straty przesyłu i dystrybucji. Dane o wielkościach E , S i F w Polsce i ich prognozach zamieszczono w [14]. Wynika z nich, że zużycie własne dochodzi do 10% E , a straty przesyłu wynoszą około 10% S .

Zasady funkcjonowanie systemu „zielonych certyfikatów” w przedsiębiorstwach energetycznych omawia praca [8]. Świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych są wydawane przez prezesa URE, na wniosek przedsiębiorcy, udokumentowany jej wytworzeniem z takich źródeł [16]. Przedsiębiorca uzyskuje w ten sposób prawa majątkowe, które mogą być zbywane. System handlu zielonymi certyfikatami nakłada na dystrybutora końcowego energii elektrycznej, tj. na sprzedawcę energii użytkownikom końcowym, obowiązek przedłożenia do umorzenia zielonych certyfikatów, poświadczających pochodzenie z OZE określonego udziału φ zbywanej energii F . Udział φ w kolejnych latach został ustalony w rozporządzeniu ministra gospodarki [16] i w roku 2010 wynosił 10,4%, a w roku 2017 ma osiągnąć 12,9%. Dystrybutor końcowy jest zatem zainteresowany zakupem zielonych certyfikatów, których podaż jest zależna od produkcji energii E_o z OZE, a zapotrzebowanie wynika ze zużycia F . Jeśli do dnia 31 marca każdego roku dystrybutor nie dysponował odpowiednią ilością C certyfikatów, ma obowiązek uiścić opłatę zastępczą w wysokości O_{zj} zł za każdą megawatogodzinę nadmiaru sprzedanej energii niecertyfikowanej. Jednostkową opłatę zastępczą O_{zj} określa prezes URE na dany rok do 31 marca każdego roku (a więc jest ona znana) [16]. Oczywiście cena giełdowa zielonych certyfikatów c_{cg} musi być niższa niż O_{zj} , co warunkuje zainteresowanie dystrybutorów ich zakupem. Rozporządzenie [16] określa również zasady kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących te obowiązki. Według [16] wysokość kosztów

włączonych do taryf z tytułu umorzenia certyfikatów nie może przekraczać opłaty zastępczej za sprzedaną ilość energii, a odbiorca końcowy nie może być obciążony z tego tytułu kwotą wyższą niż koszt uwzględniony w taryfie.

Towarowa Giełda Energii w Warszawie prowadzi obrót prawami majątkowymi według zasad omówionych w [18]. Transakcje zawiera się wg cen aukcyjnych i notowań ciągłych, w kontraktach typu PMOZE (prawa majątkowe OZE) i PMOZE_A. Notowania w kontraktach PMOZE odzwierciedlają faktyczne ceny certyfikatów, w związku z tym zostały przyjęte jako miarodajna podstawa dalszych analiz (kontrakty PMOZE_A są dodatkowo obciążone akcyzą, która jest ostatecznie zwracana kupującemu). Przebiegi czasowe tych notowań w latach 2007–2010 na tle jednostkowej opłaty zastępczej przedstawia rysunek 1. Jak widać w 2010 roku notowania ciągle wahały się wokół kwoty 255 zł/MWh.



Rys. 1. Notowania ciągłe cen (oś rzędnych – zł/MWh) certyfikatów pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w kontraktach PMOZE na tle opłaty zastępczej (linie poziome zł/MWh) w okresie od stycznia 2007 do grudnia 2010 (oś odciętych – czas w kwartałach)

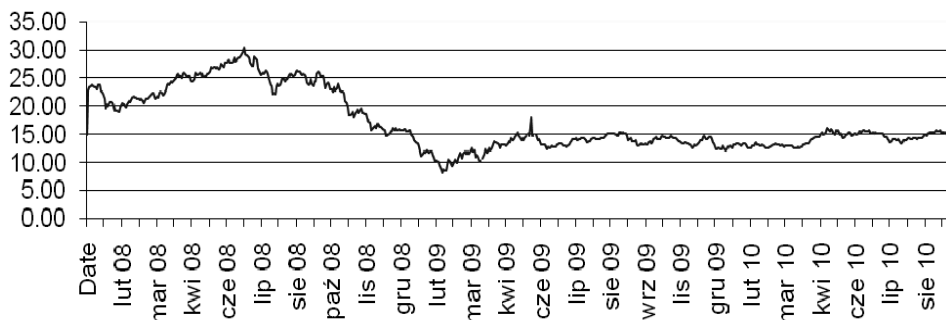
Źródło: www.polpx.pl, opracowanie własne

Uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych są przyznawane poszczególnym przedsiębiorstwom w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień (KPRU) [13] i rozliczane w tonach CO₂, a odpowiadającą im ilość paliwa oblicza się według wartości opałowej W_0 i współczynnika jego emisyjności W_E . Wartości W_E (tCO₂/GJ) dla różnych paliw podano w rozporządzeniu [17]. W publikacjach omawiających te zagadnienia wykorzystuje się także współczynnik W_{Eel} (zł/MWh), wyrażający emisyjność paliwa na jednostkę wyprodukowanej z niego energii elektrycznej, według wartości opałowej W_0 (GJ/t), energetycznej b (GJ/t) i średniej sprawności η_{el} wytwarzania energii elektrycznej: $W_{Eel} = 3,6 \cdot W_E \cdot W_0 / (b \cdot \eta_{el})$. Jego wartości

dla roku 2008 (obliczona w [10] na podstawie danych publikowanych na stronie www.cire.pl) wynosiła średnio 0,9788 tCO₂/MWh, a dla elektroenergetyki zawodowej $W_{Eel} = 0,9875$ tCO₂/MWh. Te stosunkowo wysokie wartości wynikają z dużego udziału węgla brunatnego w zużyciu paliw pierwotnych w Polsce (około 32% [14]), który ma większy współczynnik W_E niż węgiel kamienny (patrz [17] s. 9739). Według informacji zamieszczonej na stronie www.mos.gov.pl, Ministerstwo Ochrony Środowiska przyjęło (do oficjalnych rozliczeń z Komisją Europejską) dla miału energetycznego, wykorzystywanego w elektrowniach węglowych, wartości $W_E = 0,0941$ tCO₂/GJ oraz $W_0 = 21,3$ GJ/t. Te parametry paliwa będą wykorzystywane w obliczeniach dla elektrowni węglowych współpalających biomasę. Założono też średnią sprawność $\eta_{el} = 0,37$ (wg danych dostępnych w internecie) oraz wilgotność paliwa 12% wagowych (co daje wartość energetyczną $b = 22,58$ GJ/t). Uzyskana wartość współczynnika W_{Eel} jest niższa niż średnia dla elektroenergetyki i wynosi $W_{Eel} = 0,8638$ tCO₂/MWh.

Handel uprawnieniami prowadzony jest na kilku giełdach światowych. Przebieg notowań dziennych uśrednionych (Euro/tCO₂) na wiodącej giełdzie w okresie od 1.01.2008 do 30.09.2010 pokazano na rysunku 2. Jak widać od połowy roku 2008 nastąpiła radykalna obniżka notowań (od 30 do 10 euro/tCO₂), po poprzednim wzroście od 20 do 30 euro/tCO₂.

Od 2013 roku będą obowiązywały nowe zasady przydziału uprawnień. Dla polskiej elektroenergetyki zawodowej przydziały bezpłatnych uprawnień będą sukcesywnie zmniejszane, a brakujące uprawnienia będą musiały być dokupywane na aukcjach. Szczegółowe zasady funkcjonowania nowego systemu przedstawiono w opracowaniu [11]. Według [2] średnia cena uprawnień do emisji CO₂, obliczona na podstawie najbardziej realnego scenariusza do roku 2020, wyniesie 30 euro/tCO₂.



Rys. 2. Uśrednione notowania dzienne jednostki emisji CO₂ (oś rzędnych – euro/tCO₂) na giełdzie ECX/ICE w okresie od 1.01.2008 do 30.09.2010 (oś odciętych – czas, kwartały)

Źródło: <http://www.ecx.eu>

Dalsze analizy, prowadzone w tym artykule, będą odnoszone do ilości energii wyprodukowanej E , a wielkości sprzedaży S i zużycia finalnego F będą wyrażane jako proporcjonalne do E , z wykorzystaniem stałych współczynników przeliczeniowych $b_{SE} = S/E$, $b_{FS} = F/S$ oraz $b_{FE} = F/E \equiv b_{SE} \cdot b_{FS}$.

Przeanalizujemy na wstępie bilans krajowy energii E i zielonych certyfikatów C . Niech Z_S oznacza łączne roczne możliwości produkcji energii elektrycznej w kraju (zdolność produkcyjną, tj. zapotrzebowanie na produkcję odpowiadające zapotrzebowaniu na energię finalną $b_{FE}Z_S$), E_O , E_{OI} – ilość energii produkowanej ze źródeł odnawialnych łącznie i ze źródeł innych niż współspalanie biomasy, E_B – ilość energii z biomasy współspalanej z węglem, E_K – ilość energii z paliw konwencjonalnych.

Ilość certyfikatów C_I dla energii E_{OI} uzyskanej z OZE innych niż biomasa spełnia tożsamościowo równość $C_I \equiv E_{OI}$. Jeśli natomiast energia odnawialna jest produkowana w ilości E_B przez współspalanie biomasy, to ilość uzyskanych certyfikatów C_B różni się nieco od E_B ze względu na sposób rozliczania certyfikatów (patrz [16]). W tym miejscu wyrazimy to ogólnie zależnościami:

$$C = C_G = C_I + C_B, \quad C_I \equiv E_{OI}, \quad C_B = \eta_{CE} E_B \quad (1)$$

gdzie η_{CE} oznacza stały współczynnik (w pracy [10] pokazano, że η_{CE} przyjmuje wartości od 0,95 do 1,05 i na ogół jest nieco większy niż 1).

Oznaczmy symbolem φ_O udział energii ze źródeł odnawialnych w łącznym zużyciu finalnym, $b_{FE}Z_S$, φ_{OI} – udział energii ze źródeł odnawialnych innych niż biomasa w zużyciu $b_{FE}Z_S$, φ_{OB} – udział energii z biomasy współspalanej z węglem w zużyciu finalnym $b_{FE}Z_S$, E_C – ilość energii, którą dystrybutor końcowy może sprzedać bez opłaty zastępczej, mając C zielonych certyfikatów. Jeśli założymy zerowe saldo wymiany handlowej sektora z zagranicą (założenie to jest w pełni akceptowalne w świetle danych przedstawionych w [14]), to bilans energii w kraju i uwarunkowania jej sprzedaży przedstawiają zależności:

$$\begin{aligned} \varphi_{OI} &= \frac{^{def} E_{OI}}{b_{FE}Z_S}, \quad \varphi_{OB} = \frac{^{def} \eta_{CE} E_B}{b_{FE}Z_S}, \quad \varphi_O = \frac{^{def} \eta_{CE} E_B + E_{OI}}{b_{FE}Z_S} = \frac{C}{b_{FE}Z_S} \\ E_K + E_{OI} &= Z_S, \quad E_C = C / (b_{FE}\varphi), \quad E_C \leq Z_S \\ E_K &= Z_S - E_{OI} = Z_S(1 - \varphi_{OI} b_{FE}) \end{aligned} \quad (2)$$

Zapotrzebowanie na zielone certyfikaty C_Z wynika z dążenia do sprzedania całej energii bez opłaty zastępczej (tj. $E_C = Z_S$, $C_Z = b_{FE}Z_S\varphi$), co pozwala dystrybutorowi oferować dostawcom wyższe ceny, a ilość dostępnych certyfikatów wynosi $C_G = C = b_{FE}Z_S\varphi_O$. Bilans popytu podaży wyraża się zatem wzorem:

$$\Delta C = C_Z - C_G = b_{FE}Z_S(\varphi - \varphi_O) \quad (3)$$

W przypadku, gdy zapotrzebowanie Z_S na energię jest większe niż E_C (tzn. $\varphi_o < \varphi$, a więc krajowa produkcja energii z OZE jest zbyt niska), to za resztę energii $E_{Kcz} = \Delta C/b_{FE}$ dystrybutor końcowy będzie musiał uiścić opłatę zastępczą w wysokości $O_{zj}\Delta C$. Z kolei, jeśli liczba dostępnych certyfikatów jest wyższa niż wymagana do sprzedaży Z_S jednostek energii ($\varphi_o > \varphi$), to dystrybutor wykupi certyfikaty w ilości C_G .

Koszt zakupu zielonych certyfikatów lub opłaty zastępczej ponosi dystrybutor końcowy, ale obciąża nim pośrednio albo odbiorców końcowych, albo producentów energii. Na początek przyjmijmy umownie, że koszty te są w całości przenoszone na producentów, tzn. dystrybutor końcowy (lub pośrednik albo operator przesyłowy) kupuje od nich energię po cenie c_S za jednostkę energii sprzedawanej, odpowiednio obniżonej o przewidywany koszt zakupu wymaganych certyfikatów i opłaty zastępczej, w stosunku do hipotetycznej ceny bazowej c_{el} , którą przyjmuje jako podstawę do kalkulacji cen zbytu dla wszystkich odbiorców końcowych i dla każdej jednostki energii. Niech c_E oznacza jednostkowy przychód z produkcji energii, tj. cenę zbytu odniesioną do jednostki energii wyprodukowanej (przeliczoną współczynnikiem b_{SE}), c_{cG} – prognozowaną średnioroczną cenę zielonych certyfikatów na giełdzie. Zgodnie ze wzorami (2) i (3) oferowana przez dystrybutorów/pośredników producentom cena zbytu c_S energii elektrycznej sprzedawanej i przychód jednostkowy c_E wynoszą:

$$c_S \stackrel{def}{=} \begin{cases} c_{el} - b_{FS} (c_{cG}\varphi_o + (\varphi - \varphi_o)O_{zj}), & \text{gdy } \varphi > \varphi_o \\ c_{el} - b_{FS}c_{cG}\varphi, & \text{gdy } \varphi \leq \varphi_o \end{cases} \quad (4)$$

$$c_S = c_{el} - b_{FS} (O_{zj}\varphi - \min\{\varphi, \varphi_o\}(O_{zj} - c_{cG}))$$

$$c_E \stackrel{def}{=} c_S b_{SE}$$

Odnosząc krajowe bilanse produkcji energii i certyfikatów (2) i (3) do poszczególnych przedsiębiorstw przyjmiemy, że każda elektrownia może dysponować portfelem zamówień na produkcję energii w ilości $Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})$ jednostek, przy czym wielkość $Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})$ dla elektrowni konwencjonalnych i współspalających biomasę odpowiada prognozie zapotrzebowania na produkcję tej elektrowni. Oznacza to założenie, że redukcja zapotrzebowania spowodowana obowiązkiem wykupu całej energii E_{OI} rozkłada się równomiernie na wszystkie elektrownie, a suma wielkości Z dla wszystkich elektrowni konwencjonalnych i współspalających biomasę jest równa łącznemu zapotrzebowaniu krajowemu Z_S na produkcję energii elektrycznej. Zatem roczna produkcja energii nie może przekroczyć wartości $Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})$, a roczny zbyt jest nie większy niż $b_{SE}Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})$.

Przeanalizujemy uwarunkowania ekonomiczne i popytowe funkcjonowania elektrowni zawodowych węglowych z włączeniem elektrowni współspalających

biomasę. Na wstępie rozważymy elektrownie konwencjonalne, produkujące wyłącznie energię elektryczną z węgla. Niech E_w oznacza ilość energii wyprodukowanej w takiej elektrowni, rozumianej w dalszych rozważaniach jako reprezentatywna dla podsektora elektroenergetyki węglowej, k_w – średni koszt operacyjny dostawy i przetworzenia energii chemicznej węgla na jednostkę energii elektrycznej (koszt zmienny bezpośredni), K_{st} – koszt stały utrzymania zdolności produkcyjnej, k_{sr} – koszt średni wytworzenia jednostki energii elektrycznej, k_{st} – jednostkowy koszt stały (przypadający na jednostkę produkowanej energii $k_{st} = K_{st}/E_w$). Prowadzenie analiz efektywności wymaga znajomości kosztów średnich k_{sr} , a więc także kosztów stałych K_{st} i zmiennych k_w . Jednak pozyskanie takich informacji w przypadku poszczególnych elektrowni jest bardzo trudne. W związku z tym w dalszych analizach zostaną wykorzystane oszacowania tych wielkości oparte na następujących założeniach:

- Elektrownie węglowe ponoszą koszty stałe K_{stE} utrzymania zdolności produkcyjnych dostosowanych do prognozy zapotrzebowania na produkcję $E_w = Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})$ oraz pewne dodatkowe koszty K_{strez} rezerwowania niepewnych dostaw energii ze źródeł odnawialnych, zależnych od warunków pogodowych (głównie z energetyki wiatrowej).
- W okresie od roku 2008 do roku 2017, dla którego będą prowadzone analizy (tj. w okresie 10 lat wdrażania polityki klimatycznej sprecyzowanej w rozporządzeniu [16]), jednostkowe koszty stałe $k_{stE} = K_{stE}/E_w$ mają dla elektroenergetyki węglowej wartość taką jak w roku 2008 (k_{stE08}), indeksowaną w kolejnych latach wskaźnikiem wzrostu cen i usług w_{inf} publikowanym przez GUS, tj. $k_{stE} = k_{stE08} \cdot w_{inf}^{(Rok-2008)}$. Współczynnik w_{inf} jest wg [16] podstawą obliczania opłaty zastępczej O_{zj} w kolejnych latach względem 2008. Oznacza to, że w tym okresie nie nastąpią istotne zmiany technologii produkcji energii elektrycznej z węgla.
- Rezerwowanie niepewnych dostaw energii odnawialnej wymaga dodatkowych mocy produkcyjnych dla takiej ilości energii, jaką wytwarza średniorocznie elektroenergetyka wiatrowa, tj. $E_{OI} \cdot u_{wOI}$, gdzie u_{wOI} oznacza prognozowany udział energii wiatrowej w dostawach energii E_{OI} . Jednostkowy koszt utrzymania tych mocy rezerwowych jest taki jak dla produkcji planowanej E_w , tzn. wynosi k_{stE} .

Przyjmując jako wskaźnik inflacji w_{inf} jego średnią geometryczną z roku 2008 i 2009, powyższe założenia przedstawimy w postaci następujących zależności:

$$\begin{aligned}
 K_{st} &= K_{stE} + K_{strez}, & K_{stE} &= k_{stE} Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI}), & K_{strez} &= Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI}) \cdot k_{stE} b_{FE}\varphi_{OI} u_{wOI} \\
 k_{stE} &= k_{stE08} w_{inf}^{(Rok-2008)}, & w_{inf}^{def} &= \sqrt{O_{zj10} / O_{zj08}}, & k_w &= k_{w08} w_{inf}^{(Rok-2008)} \\
 k_{st} &= \frac{K_{st}}{Z(1 - b_{FE}\varphi_{OI})} = k_{stE} (1 + b_{FE}\varphi_{OI} u_{wOI})
 \end{aligned} \tag{5}$$

gdzie O_{zj10} i O_{zj08} oznaczają wartości jednostkowej opłaty zastępczej w latach 2010 i 2008, k_{w08} – jednostkowe koszty operacyjne w roku 2008.

Wszystkie elektrownie zawodowe uczestniczą w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ i mają przydzieloną w KPRU [13] określoną liczbę bezpłatnych uprawnień L_{upr} . Niech U oznacza ilość energii elektrycznej z węgla, odpowiadającą ilości uprawnień bezpłatnych L_{upr} (obliczoną wg współczynnika emisyjności W_{Eel}), c_{up} – cenę uprawnień (na giełdzie lub aukcji) do emisji ilości CO₂ odpowiadającej średnio produkcji 1 MWh energii elektrycznej z mialu węglowego energetycznego (w zł/MWh). W przypadku gdy produkcja energii z węgla przekracza U , elektrownia musi dokupić uprawnienia po cenie giełdowej c_{up} , a jeśli nie osiąga tego poziomu – ma prawo je odsprzedać po cenie c_U . Zatem elektrownia produkująca E_w energii z węgla musi ponieść dodatkowy koszt $(E_w - U) \cdot c_{up}$ zakupu uprawnień, gdy $E_w > U$, a gdy $E_w < U$ uzyskuje dodatkowy przychód $(U - E_w)c_{up}$ z tytułu ich sprzedaży. Efekt ten można rozdzielić na dwie składowe modyfikujące koszt stały i koszt operacyjny. Niech K_{ST} oznacza zmodyfikowany koszt stały K_{sb} , k_{ST} – zmodyfikowany koszt stały jednostkowy k_{sb} , k_w – zmodyfikowany (faktycznie ponoszony) koszt operacyjny, P_s – zysk łączny elektrowni, p_{sr} – średni zysk na jednostkę produkcji, p_w – średni jednostkowy zysk operacyjny odniesiony do kosztu k_w , p_w – średni jednostkowy zysk operacyjny odniesiony do kosztu k_w (tzn. faktycznie osiąganym). Założmy dla uproszczenia, że średni koszt operacyjny k_w nie zależy od wielkości produkcji E , a więc stały jest także koszt k_w i zysk operacyjny p_w (ceny c_{up} i c_E są stałe). Jeśli p_w jest dodatni, to maksymalizacja zysku P_s i zysku średniego wymaga maksymalizacji produkcji E_w do ograniczenia wyznaczonego przez popyt. Uwzględniając zależności (5) i przyjmując oznaczenie $\theta = U/E_w$, uzyskuje się następujące wyrażenia na zysk sumaryczny P_s , średni p_{sr} , operacyjny p_w oraz koszty K_{ST} , k_{ST} i k_w :

$$\begin{aligned}
 P_s &= -(K_{st} - U \cdot c_{up}) + E_w(c_E - c_{up} - k_w) = -K_{ST} + Z(1 - b_{FE}\Phi_{OI})P_w \\
 K_{ST} &\stackrel{def}{=} K_{st} - c_{up}U, \quad U = \frac{L_{upr}}{W_{Eel}}, \quad k_{ST} \stackrel{def}{=} k_{st} - c_{up}\theta, \quad \theta = \frac{U}{E_w}, \\
 p_w &\stackrel{def}{=} c_E - k_w, \quad k_w \stackrel{def}{=} k_w + c_{up} \\
 p_{sr} &\stackrel{def}{=} \frac{P_s}{E_w} = p_w - \frac{K_{ST}}{Z(1 - b_{FE}\Phi_{OI})} = p_w - k_{ST} = c_E - k_w - k_{st} - (1 - \theta)c_{up}
 \end{aligned} \tag{6}$$

Jak widać wprowadzenie ograniczeń emisji CO₂ powoduje zwiększenie własnych (technologicznych i rynkowych) jednostkowych kosztów operacyjnych k_w o cenę uprawnień c_{up} (tj. do poziomu $k_w = k_w + c_{up}$), a równocześnie zmniejszenie własnych kosztów stałych o wartość $c_{up}U$ bezpłatnych uprawnień. Te zmodyfikowane koszty k_w , K_{ST} i k_{ST} są ponoszone faktycznie przez producenta energii, a więc mogą być podstawą rachunku efektów ekonomicznych programu redukcji emisji CO₂.

Jest oczywiste, że elektroenergetyka węglowa w Polsce musi być rentowna ze względu na jej dominujące znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Oznacza to w praktyce, że koszty polityki klimatycznej muszą być bezpośrednio lub pośrednio przeniesione na odbiorców końcowych, poprzez odpowiednie kształtowanie ceny bazowej c_{el} we wzorze (4) i ceny zakupu energii c_s . Jak założono we wzorze (4) cena c_s jest ustalana w taki sposób, aby dystrybutor pokrył środki na pokrycie kosztów zielonych certyfikatów (faktycznie płaci za nie producent), natomiast cena bazowa c_{el} nie powinna zależeć od cen certyfikatów c_{CG} . Analiza ilościowa relacji między O_{zj} i c_{CG} pokazanych na rysunku 2, w konfrontacji z danymi o rozwoju energetyki wiatrowej podanymi w [14], daje podstawy do przyjęcia racjonalnego założenia, że elektroenergetyka konwencjonalna ma wystarczająco silną pozycję na rynku energii elektrycznej (dostarcza około 90% energii), aby forsować następujące mechanizmy kształtowania cen kontraktowych/giełdowych c_{el} i c_{CG} :

- średnie jednostkowe koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ przenosi się w całości na konsumentów energii poprzez ich włączenie (bez prowizji) do ceny c_{el} ,
- koszty zapewnienia rezerwy mocy K_{strez} są przenoszone na energetykę wiatrową (dla której głównie są utrzymywane) przez presję na osiąganie odpowiednio wysokich cen sprzedaży c_s , a więc odpowiednio niskich cen certyfikatów c_{CG} , wg wzoru (4).

Mechanizmy te pozwalają przedsiębiorstwom elektroenergetyki zawodowej węglowej utrzymać określony zysk średni p_{sr} z planowaną stopą rentowności r (w 2008 roku wynosiła ona 8,3%, pomimo bardzo wysokich cen uprawnień do emisji i ich deficytu – [14]). Można przyjąć, że średnioroczna cena c_{CG} jest kształtowana tak, aby średni zysk jednostkowy p_{sr} energetyki węglowej nie zależał od podaży φ_{OI} energii z OZE, a więc osiągał poziom p_{sr0} odpowiadający sytuacji, gdy $\varphi_O = 0$ oraz $E_w = Z$, przy ustalonym poziomie θ_{sr} bezpłatnych uprawnień. Oznacza to, że stopa r jest odnoszona do kosztów średnich produkcji odpowiadającej zapotrzebowaniu rocznemu na energię, tzn. $p_{sr} = r(k_w + k_{stE})$. Zatem, zgodnie ze wzorami (4)–(6), przedstawione wyżej mechanizmy opisują następujące równości:

$$\begin{aligned} p_{sr0} &= r(k_w + k_{stE}) = b_{SE}c_{el} - b_{SE}b_{ES}O_{zj}\varphi - k_w - k_{stE} - (1 - \theta_{sr})c_{up} \\ p_{sr} &= p_{sr0} = b_{SE}c_{el} - b_{SE}b_{FS}(O_{zj}\varphi - \min\{\varphi, \varphi_O\}(O_{zj} - c_{CG})) - k_w - k_{st} - (1 - \theta_{sr})c_{up} \end{aligned} \quad (7)$$

Odjęcie stronami wiersza dolnego od górnego ($p_{sr} - p_{sr0} = 0$) prowadzi do równości:

$$(k_{st} - k_{stE}) = (O_{zj} - c_{CG})\min(\varphi_{OI}, \varphi)b_{SE}b_{FS} \quad (8)$$

z której, po podstawieniu zależności (5) dla k_{st} , wynika formuła pozwalająca na prognozowanie średniej ceny certyfikatów c_{cG} :

$$c_{cG} = O_{zj} - k_{stE} \frac{\varphi_{OI} u_{wOI}}{\min(\varphi_{OI}, \varphi)} \quad (9)$$

Z kolei z pierwszej równości we wzorze (7) wynika, że cena bazowa energii elektrycznej c_{el} (wpływająca na cenę dla odbiorców końcowych) wyraża się wzorem:

$$c_{el} = \frac{1}{b_{SE}} \left((1+r)(k_w + k_{stE}) + (1-\theta_{sr}) \cdot c_{up} + O_{zj} b_{FE} \varphi \right) \quad (10)$$

Wzory (7)–(10) obrazują oddziaływanie instrumentów makroekonomicznych θ , φ , O_{zj} programu redukcji emisji CO₂ na ceny energii. Będą one wykorzystywane do prognozowania średniej ceny certyfikatów c_{cG} i bazowej średniej ceny energii c_{el} .

W celu oszacowania ilościowych skutków tego oddziaływania wykorzystamy informacje o średnich kosztach i zyskach z produkcji energii elektrycznej z węgla w energetyce zawodowej w roku 2008, podanych w [14] i na stronie www.cire.pl. Informacje o liczbie faktycznie wydanych zielonych certyfikatów, w tym pochodzących ze współspalania, w latach 2008 i 2009 zaczerpnięto z opracowania [18]. Dane i wyniki obliczeń zestawiono w tabeli 1. Jak widać w pozycji [16], koszt stały jednostkowy k_{st} wynosi 39,07 zł/MWh, co stanowi 25% jednostkowych kosztów sumarycznych pozyskiwania i przetwarzania paliwa k_w oraz utrzymania mocy produkcyjnych k_{st} ($k_w + k_{st} = 155,04$ zł/MWh). Jednostka o mocy zainstalowanej 1 GW produkuje rocznie $14/33 \cdot 8,76 = 3,72$ TWh energii elektrycznej (mnożnik 14/33 wynika z relacji mocy zainstalowanej do jej średniego wykorzystania – patrz [14]), co oznacza, że jej roczny koszt stały wynosi $39,07 \cdot 3,72$ mln zł, a więc $K_{st} \approx 145$ mln zł/rok/GW.

Tabela 1

Obliczenia kosztów produkcji energii elektrycznej w elektroenergetyce zawodowej w 2008 r.
Źródło: obliczenia własne

Lp.	Dane do obliczeń i sposób ich pozyskania:
1	przeliczniki produkcji na sprzedaż i zużycie finalne (wg [14]): $b_{SE} = 0,903$, $b_{FS} = 0,889$, $b_{FE} = 0,803$
2	średnia cena energii dla producenta (www.cire.pl): $c_s = 188,2$ zł/MWh
3	rentowność podsektora elektroenergetyki zawodowej (www.cire.pl) $r = 8,3\%$, a z uwzględnieniem kosztów utrzymania rezerwy mocy $r_r = 0,0828$

Tabela 1 cd.

Lp.	Dane do obliczeń i sposób ich pozyskania:
4	średnia sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni: $\eta_{el} = 0,37$
5	parametry paliwa (miału energetycznego (wg www.mos.gov.pl): $W_0 = 21,3$ GJ/t, $b = 22,58$ GJ/t, $W_{Eel} = 0,8638$ (obliczenia własne $W_E = 0,094$ t/GJ)
6	cena uprawnień do emisji CO ₂ (średnia za rok 2008 wg rys. 2) $c_{CO_2} = 85$ zł/tCO ₂ , przeliczona na produkcję energii odpowiadającej uprawnieniu $c_{up} = c_{CO_2} W_{Eel} = 73,42$ zł/MWh
7	współczynnik limitu bezpłatnych uprawnień (obliczony wg danych dla siedmiu elektrowni, typowych dla elektroenergetyki węglowej) $\theta_{sr} = 0,976$
8	cena paliwa $c_w = 256$ zł/t (obliczona na podstawie danych z pracy [6], z uwzględnieniem wzrostu ceny w 2. kwartale 2008 od 243 zł/t do 261 zł/t)
9	średnie koszty transportu (PKP) $k_{trw} = 8$ zł/t, koszt bezpośredni przetwarzania $k_{pw} = 2$ zł/t; koszt magazynowania $k_{wm} = 4$ zł/t (oszacowania własne)
10	produkcja energii odnawialnej w Polsce (wg [18]): $E_{O08} = 5,340$ TWh, $E_{O09} = 6,479$ TWh, $E_{O108} = 2,243$ TWh, $E_{O109} = 3,340$ TWh, $\varphi_{O108} = 0,0588$, $u_{wO108} = 0,343$; $\varphi_{O108} u_{wO108} b_{FE} = 0,0094$
11	jednostkowa opłata zastępcza (www.ure.gov.pl) $O_{z108} = 248,46$ zł/MWh, śr. cena zielonych certyfikatów (www.tge.pl, rys. 1) $c_{c108} = 241,32$ zł/MWh
Wyniki obliczeń i wykorzystane zależności:	
12	koszt uprawnień do emisji CO ₂ $k_{upr} = (1 - \theta_{sr}) c_{up} = 1,74$ zł/MWh
13	średni koszt pozyskania energii z węgla: $(c_s b_{SE} - (1 - \theta_{sr}) c_{up}) = 168,27$ zł/MWh
14	średni koszt wytworzenia energii elektrycznej: $k_w + k_{st} = (c_s b_{SE} - (1 - \theta_{sr}) c_{up}) / (1 + r) = 155,40$ zł/MWh
15	średni koszt energii w paliwie $k_{Ew} = c_w / (3,6 \cdot b \eta_{el}) = 110,29$ zł/MWh koszt transportu $k_{Etr} = k_{trw} / (3,6 \cdot b \eta_{el}) = 3,45$ zł/MWh, koszt przetwarzania i magazynowania $k_{EpM} = k_{pw} / (3,6 \cdot b \eta_{el}) = 2,59$ zł/MWh razem koszt zmienny $k_w = k_{Ew} + k_{Etr} + k_{EpM} = 116,33$ zł/MWh
16	jednostkowy koszt stały łączny $k_{st} = (k_w + k_{st}) - k_w = 39,07$ zł/MWh jednostkowy koszt stały własny $k_{stE} = k_{st} / (1 + \varphi_{O108} u_{wO108} b_{FE}) = 38,71$ zł/MWh
17	koszty jednostkowe z uwzględnieniem uprawnień do emisji: koszt stały obliczeniowy: $k_{TS} = k_{st} - \theta_{sr} c_{up} = -32,67$ zł/MWh koszt zmienny obliczeniowy: $k_w = k_w + c_{up} = 189,75$ zł/MWh
18	cena bazowa energii elektrycznej wg wzoru (10) $c_{el} = 203,27$ zł koszt polityki klimatycznej dla klienta końcowego $k_{pkl} = c_{el} / b_{FS} - (k_w + k_{stE}) (1 + r) / b_{FE} = 19,56$ zł/MWh

Różnica między kosztem jednostkowym stałym produkcji własnej k_{stE} i łącznym k_{st} jest niewielka (około 1% k_{st}), ale oparta na niej estymacja średniej ceny giełdowej c_{cG} , według wzoru (9), wykazuje bardzo dobrą zgodność z danymi dostępnymi na stronie www.tge.pl i przedstawionymi na rysunku 1. Trafność tej formuły potwierdzają również dane za lata 2009 i 2010 dostępne na tej samej stronie i w [18], co pokazano w tabeli 2 (c_{cd} oznacza cenę faktyczną). Zwróćmy uwagę, że błąd estymacji c_{cG} nie przekracza 0,3%, a błąd estymacji różnicy $O_{zj} - c_{cG}$ jest również satysfakcjonująco niski. Pozwala to przyjąć, że wzory (9) i (10) mogą być wykorzystywane do obliczania miarodajnych prognoz średniorocznych cen sprzedaży energii c_s i zielonych certyfikatów c_{cG} . Ceny te mają bardzo istotne znaczenie dla analiz efektywności współspalania biomasy w kolejnych latach. Prognozy cen c_s i c_{cG} oraz innych istotnych parametrów ekonomicznych elektroenergetyki węglowej, obliczone w powyższy sposób, zestawiono w tabeli 2.

Z danych i prognoz przedstawionych w tabelach 1 i 2 wynika, że system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ i system zielonych certyfikatów wpływają znacząco na koszty wytwarzania energii elektrycznej. Ujęto to ilościowo w postaci kosztu polityki klimatycznej k_{pkl} ponoszonego przez konsumenta końcowego tej energii (ostatni wiersz tabeli 2). Koszt ten, na który składa się koszt zielonych certyfikatów i koszt (dodatni lub ujemny) zakupu uprawnień do emisji CO₂, wzrasta od 10% tzw. ceny bazowej c_{el} w roku 2008, do ponad 30% w roku 2017, głównie z powodu wzrostu kosztów uprawnień do emisji CO₂ w elektroenergetyce węglowej po roku 2012.

Tabela 2

Prognozy wybranych parametrów ekonomicznych rynku energii elektrycznej i elektroenergetyki węglowej wg planowanych i prognozowanych wartości instrumentów polityki klimatycznej w latach 2008–2017 ($w_{inf} = 1,0385$, $r = 8,3\%$).

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z [6], [10], [11], [13], [14], [16] i [18]

parametr \ rok	2008	2009	2010	2012	2014	2015	2017
O_{zj} [zł/MWh] [16]	248,46	258,89	267,95	288,97	311,64	323,63	349,02
c_{cd} [zł/MWh] [18]	241,32	249,59	255,00	–	–	–	–
c_{cG} [zł/MWh]	240,77	248,85	255,43	273,74	294,05	304,66	327,72
$(c_{cd} - c_{cG})/c_{cG}$ %	0,23	0,30	–0,17	–	–	–	–
$O_{zj} - c_{cG}$ [zł/MWh]	7,14	9,30	12,95	15,23	17,59	18,97	21,30
$(c_{cd} - c_{cG})/(O_{zj} - c_{cG})$ %	7,81	7,98	–3,27	–	–	–	–

Tabela 2 cd.

parametr \ rok	2008	2009	2010	2012	2014	2015	2017
c_{weg} [zł/t] [6]	256,00	261,00	261,00	261,00	281,47	292,31	315,23
c_{upr} [zł/MWh] [11]	73,42	45,78	48,89	51,83	67,38	72,56	82,93
k_{stE} [zł/MWh] [10]	38,71	40,20	41,75	45,02	48,55	50,42	54,38
k_{st} [zł/MWh] [10]	39,07	40,85	42,70	46,30	50,18	52,26	56,56
k_{st} [zł/MWh]	-32,61	-5,27	-7,34	-6,41	8,10	16,97	32,12
k_w [zł/MWh]	116,33	118,58	118,68	118,90	127,96	132,75	142,89
k_w [zł/MWh]	189,75	164,36	167,58	170,73	195,34	205,31	225,82
c_s [zł/MWh]	188,20	190,49	191,75	196,10	239,90	260,96	300,77
p_w [zł/MWh]	-19,74	7,88	5,96	7,06	22,59	32,00	48,38
c_{el} [zł/MWh]	203,25	209,84	215,52	221,65	270,09	293,67	339,08
k_{upr} [zł/MWh]	2,17	-0,41	-1,43	-1,09	31,09	45,68	71,19
k_{pkl} [zł/MWh]	19,56	22,11	26,44	28,96	66,62	84,19	116,21

Przeliczniki b_{SE} , b_{FS} i b_{FE} oraz prognozy produkcji energii elektrycznej obliczono, metodą interpolacji, na podstawie danych z [14]. Prognozy produkcji energii odnawialnej E_o opracowano na podstawie informacji zawartych w [14], skorygowanych danymi z dokumentu [18] i ukształtowano tak, aby poziom produkcji E_o nadążał za znanym z dokumentu [16], obowiązującym udziałem φ (oficjalne prognozy z [12] i [14] okazały się bardzo nietrafne już w roku 2009). Na okres 2010–2017 przyjęto arbitralnie, że produkcja energii ze współspalania biomasy będzie taka sama jak z innych OZE (taką wartość podano w [18] na rok 2009 na podstawie wydanych certyfikatów). Udział energii wiatrowej w OZE oszacowano na podstawie danych o produkcji energii z OZE i elektrowni zawodowych wodnych z [14], zakładając stałe tempo spadku produkcji tych ostatnich (takie jak w latach 2007–2008). Prognozę cen giełdowych uprawnień do emisji oparto na informacjach publikowanych przez URE (w grudniu roku 2010 spadły one poniżej 14 euro/t CO₂), uwzględniając sygnalizowany już wzrost po roku 2012 do poziomu 30 euro/t CO₂ w roku 2020. Limity uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na podstawie założeń polityki klimatycznej UE [11], tj. stałą wartość do roku 2012, a następnie systematyczny spadek o 20% w każdym kolejnym roku.

Prognozę ceny mialu energetycznego oparto na cenniku Kompani Węglowej SA (<http://www.kwsa.pl>), zakładając cenę energii 12,23 zł/GJ, co po przeliczeniu na masę według oficjalnie przyjętej wartości opałowej 21,3 GJ/t daje kwotę ok. 261 zł/t. Wartość tę przyjęto na lata 2009–2012 (zarządy spółek węglowych deklarują jej utrzymanie na stałym poziomie w najbliższych latach). Na rok 2008 założono cenę nieco niższą, 256 zł/t, gdyż podwyżka ceny nastąpiła w pierwszym kwartale tego roku (patrz [6]). Po roku 2012 przyjęto ceny z 2012 indeksowane stałym wskaźnikiem wzrostu cen i usług $w_{inf} = 1,0385$ (obliczonym według wskaźnika wzrostu O_{zj} w latach 2008/2010). Tak samo indeksowano też koszty stałe k_{st} i k_{stE} , koszty magazynowania i przetwarzania węgla oraz (wg [16]) wartość O_{zj} .

Z tabeli 2 wynika, że system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ ma silny wpływ na opłacalność produkcji energii elektrycznej z węgla. W roku 2008, z powodu wyjątkowo wysokiej ceny uprawnień (85 zł/t CO₂), obliczeniowy zysk operacyjny p_w był ujemny, co oznacza, że w tym roku bardziej opłacalna była sprzedaż uprawnień niż produkcja energii. Oczywiście pomimo to energetyka zrealizowała swoje zadania produkcyjne, osiągając 8,3% zysku względem poniesionych kosztów własnych. System handlu uprawnieniami powoduje też, że obliczeniowe koszty stałe k_{ST} są ujemne aż do roku 2013. Warto też zwrócić uwagę, że wnosi on do działalności elektrowni dość znaczące ryzyko kursów zł/euro.

3. Ocena efektywności ekonomicznej współspalania biomasy z węglem w dużych elektrowniach zawodowych

Przeanalizujemy ogólnie sytuację popytową i ekonomiczną elektrowni węglowych współpalających biomasę. Na wstępie rozważymy ogólnie ich ograniczenia popytowe. Niech E_{WBS} oznacza łączną ilość energii produkowanej w Polsce w tych elektrowniach, E_{ws} – łączną ilość energii produkowanej przez nie z węgla, E_{Bs} – łączną ilość energii produkowanej z biomasy we współspalaniu z węglem, φ_{NP} – udział certyfikatów $C_{Bs} = \eta_{CE}E_{Bs}$ pochodzenia energii E_{Bs} w łącznym krajowym zapotrzebowaniu $Z_S b_{FE}$ odbiorców końcowych, φ_{wB} – udział certyfikatów C_{Bs} w zużyciu końcowym produkcji własnej $b_{FE}E_{WBS}$ tego podsektora, Z_{WBS} – prognozowane łączne zapotrzebowanie na produkcję tej energii przy założeniu zerowej podaży energii z OZE (podobnie jak Z_S we wzorze (2), wielkość Z_{WBS} reprezentuje tu początkowy potencjał produkcyjny tych elektrowni, a $Z_{WBS} + Z_{KW} = Z_S$), u_{wBZ} – udział produkcji elektrowni współpalających biomasę w produkcji krajowej, E_{KW} – łączną ilość energii produkowanej przez pozostałe elektrownie zawodowe (konwencjonalne). Jeśli założymy, że działania wszystkich analizowanych elektrowni na rynku energii elektrycznej (w pozyskiwaniu zamówień) są tak samo efektywne jak

energetyki konwencjonalnej, to spadek ich zbytu na rzecz energii odnawialnej E_{OI} jest rozłożony równomiernie na wszystkie przedsiębiorstwa.

Obowiązują wówczas następujące relacje:

$$\begin{aligned} E_{KW} + E_{Ws} + E_{Bs} + E_{OI} = Z_S, \quad E_{Bs} + E_{Ws} = E_{WBs}, \quad E_{WBs} = Z_{WBs} (1 - \varphi_{OI} b_{FE}), \\ \varphi_{OB} = \frac{\overset{def}{\eta_{CE}} E_{Bs}}{b_{FE} Z_S}, \quad u_{wBZ} = \frac{\overset{def}{E_{WBs}}}{Z_S}, \quad \varphi_{wB} = \frac{\overset{def}{\eta_{CE}} E_{Bs}}{b_{FE} E_{WBs}} = \frac{\varphi_{OB}}{u_{wBZ}}, \quad \varphi_{OB} + \varphi_{OI} = \varphi_O \end{aligned} \quad (11)$$

Rozważmy sytuację poszczególnych producentów energii elektrycznej z biomasy. Elektrownia e współpalająca biomasę sprzedaje całą wyprodukowaną energię $E_{wbe} = (E_{we} + E_{Be})$ po cenie c_E (wzór 4) i dodatkowo uzyskuje przychody ze sprzedaży zielonych certyfikatów w ilości $C_{Be} = E_{Be} \eta_{CEe}$. Produkcja E_{Be} może napotkać na ograniczenia technologiczne lub popytowe. Przyjmijmy, że ograniczenia technologiczne wyraża współczynnik φ_{wbe} (maksymalny udział C_{Be} w zużyciu końcowym energii E_{wbe} – (11), proporcjonalny do dopuszczalnego udziału masowego biomasy w paliwie [3]). Załóżmy, że wartość średnia φ_{wbe} dla wszystkich elektrowni współpalających biomasę jest równa φ_{wB} . Oznaczając symbolem β_e współczynnik przeliczeniowy dla e -tej elektrowni, wartość φ_{wBe} wyrazimy wzorem:

$$\sum_{e \in WB} E_{wBe} \varphi_{wBe} \equiv E_{WBs} \varphi_{wB}, \quad \beta_e = \frac{\overset{def}{\varphi_{wBe}}}{\varphi_{wB}}, \quad \varphi_{wBe} = \beta_e \varphi_{wB} \quad (12)$$

Zbyt certyfikatów zależy od popytu ograniczonego współczynnikiem φ i pogażą certyfikatów, ale produkcja własna energii odnawialnej z biomasy E_{wbe} może być względnie łatwo dostosowana do możliwości zbytu certyfikatów. Załóżmy, że rozważane elektrownie sprzedają wszystkie uzyskane certyfikaty, jeśli C_{Be}/E_{wbe} spełnia relację:

$$\frac{C_{Be}}{E_{wBe}} \leq b_{FE} \frac{(\varphi - \varphi_{OI}) \beta_e}{u_{wBZ}} = b_{FE} \varphi_R, \quad \varphi_R = \frac{\overset{def}{\varphi - \varphi_O}}{u_{wBZ}} \beta_e + \varphi_{wBe} \quad (13)$$

Powyższy warunek oznacza, że jeśli podaż certyfikatów przekracza zapotrzebowanie ($\varphi_O > \varphi$), to elektrownia nie wykorzystuje, w stopniu proporcjonalnym do β_e , swoich możliwości technologicznych wyrażonych współczynnikiem φ_{wBe} , natomiast jeśli występuje deficyt certyfikatów ($\varphi_O < \varphi$), to dopuszcza się możliwość pewnego przekroczenia limitu φ_{wBe} , jakkolwiek ograniczenia technologiczne muszą być respektowane.

Założenie pełnej sprzedaży certyfikatów przy spełnionej relacji (13) pozwala przyjąć, że łączna cena c_{EBe} produktów z biomasy wyrazi się wzorem:

$$c_{EBe} = b_{SE} c_E + c_{cG} \eta_{CEe} \quad (14)$$

W praktyce, przy sprzedaży certyfikatów na giełdzie, warunek (13) może nie być ani konieczny, ani wystarczający. Niemniej pozwala on prognozować bardziej miarodajnie przychody niż przy założeniu utraty części certyfikatów.

W dalszych analizach w przypadku pojedynczych elektrowni pominiemy dla uproszczenia wzorów indeks e . Oznaczmy symbolem E ilość energii wyprodukowanej w elektrowni, Z – jej bazowy potencjał produkcyjny (zapotrzebowanie na produkcję przy zerowej podaży E_{Ol}), E_W – ilość energii z węgla, E_B – ilość energii wyprodukowanej z biomasy, P_S – zysk łączny elektrowni, P – zysk operacyjny, P_W – zysk operacyjny produkcji energii z węgla, P_B – zysk operacyjny ze współspalania biomasy, ΔK_{IWB} – koszt inwestycji związanych z dostosowaniem instalacji do współspalania, K_S – łączny koszt produkcji energii E , K_B – łączny koszt współspalania biomasy, k_B – średni koszt operacyjny wytworzenia jednostki energii elektrycznej z biomasy, p_B – średni zysk operacyjny z produkcji jednostki energii elektrycznej z biomasy. Średni koszt operacyjny k_B rośnie w miarę zwiększania produkcji E_B ze względu na ograniczenia zasobowe wymuszające pozyskiwanie biomasy o coraz gorszych właściwościach i z coraz dalszych odległości. Niech k_{Bk} oznacza koszt operacyjny pozyskania jednostki energii elektrycznej z biomasy w k -tej dostawie, z której można wyprodukować E_{Bk} energii elektrycznej, p_{Bk} – jednostkowy zysk operacyjny ze sprzedaży tej energii wraz z zielonymi certyfikatami po cenie c_{EB} . Wielkości te definiują wzory:

$$\begin{aligned}
 E_B &\stackrel{def}{=} \sum_{k=1}^K E_{Bk}, & E &= E_B + E_W \leq Z(1 - \varphi_{Ol} b_{FS}), & E_B &\leq E_{Bmax}, & E_W &\leq Z(1 - \varphi_{Ol} b_{FS}) \\
 K_S &= E_W k_W + \sum_{k=1}^K E_{Bk} k_{Bk} + K_{ST} + \Delta K_{IWB}, & P_B &= \sum_{k=1}^K E_{Bk} p_{Bk}, & p_{Bk} &\stackrel{def}{=} c_{EB} - k_{Bk}, & p_B &\stackrel{def}{=} \frac{P_B}{E_B}, \\
 P &= E_W P_W + P_B, & P_S &= P - K_{ST} - \Delta K_{IWB}, & p_{sr} &\stackrel{def}{=} \frac{P_S}{E}, & \frac{\partial P_S}{\partial E} &= \frac{\partial P}{\partial E} = p_{BK}
 \end{aligned} \quad (15)$$

Lewostronne pochodne zysku P i P_S względem produkcji E są równe zyskowi krańcowemu p_{BK} . Wielkość E_{Bmax} reprezentuje ograniczenia technologiczne, logistyczne oraz zasobowe, limitujące produkcję zielonej energii E_B . Koszt ΔK_{IWB} można oszacować, przyjmując, że koszt jednostkowy $\Delta k_{IWB} = \Delta K_{IWB}/Z(1 - \varphi_{Ol} b_{FE})$ jest proporcjonalny do k_{stE} i współczynnika φ_{wB} dla danej elektrowni: $\Delta k_{IWB} = k_{stE} \varphi_{wB} b_{FE}$, co oznacza takie nakłady ΔK_{IWB} na dostosowanie instalacji do współspalania biomasy jak na uruchomienie nowych mocy produkcyjnych odpowiadających uśrednionemu ograniczeniu technologicznemu produkcji energii z biomasy.

Średni zysk operacyjny p_B ze spalania biomasy zależy od efektywności wewnętrznych procesów logistycznych w elektrowni, które decydują o średnim koszcie k_B . Zatem wartość k_B lub p_B uzyskiwana w przedsiębiorstwie może być, obok zysku średniego p_{sr} , widziana jako miara efektywności logistyki wewnętrznej.

Oczywistym warunkiem koniecznym opłacalności podjęcia w elektrowni współspalania biomasy jest, aby maksymalny zysk operacyjny z wykorzystania biomasy $p_{Bk} = p_{B1}$ był większy niż p_W .

Warunek ten zapiszemy, wykorzystując wzory (6) i (15):

$$\begin{aligned} c_{EB} - k_{B\max} > c_E - k_w, \quad c_E + c_{CG}\eta_{CE} - k_{B1} > c_E - k_w - c_{up}, \\ k_{B1} < k_w + c_{up} + \eta_{CE}c_{CG} \end{aligned} \quad (16)$$

Zakładając $\eta_{CE} \approx 1$ i podstawiając koszty k_w oraz ceny c_{up} i c_{CG} podane w tabeli 2, na lata 2008–2011 i 2017 uzyskujemy kolejno następujące wartości dopuszczalnych kosztów operacyjnych średnich $k_{B\max}$ pozyskania energii elektrycznej z biomasy:

$$k_{B\max} = \{418, 401, 410, 418, \dots, 537\} \text{ zł/MWh}$$

oraz

$$k_{B\max}/k_w = \{3,6; 3,4; 3,5; 3,5, \dots; 3,8\}.$$

Jak widać wprowadzenie systemu uprawnień i zielonych certyfikatów pozwala uzyskać opłacalność produkcji zielonej energii nawet wówczas, gdy koszty jej pozyskania są ponad 3,5-krotnie wyższe niż koszt wytworzenia energii elektrycznej z węgla (!!!), bez kosztu uprawnień do emisji. Wynika to z wysokich cen uprawnień do emisji c_{up} i cen zielonych certyfikatów c_{CG} .

Oszacowanie kosztów k_{Bk} wytwarzania energii elektrycznej z biomasy przedstawiono w pracy [10]. Można przyjąć, że koszty operacyjne magazynowania i przetwarzania jednej tony, liczone względem kosztów dla węgla k_{MW} i k_{PW} , są proporcjonalne do stosunku gęstości węgla do gęstości biomasy ρ_w/ρ_B , ze współczynnikiem proporcjonalności w_{kb} , a cena jednostki energii chemicznej w biomase jest proporcjonalna do ceny c_{EW} energii chemicznej w węglu, ze współczynnikiem proporcjonalności w_{cB} [10]. Uwzględniając różnice wartości energetycznej obu typów paliw i różnice sprawności oraz uwzględniając koszt jednostkowy ryzyka k_{rB} wdrażania technologii współspalania [9], koszty wytworzenia jednostki energii można obliczyć ze wzoru:

$$k_B = \frac{c_{EW}w_{cB}}{\eta_{eB}} + \left(k_{rB} + (k_{MW} + k_{PW}) \cdot w_{kb} \frac{\rho_w}{\rho_B} \right) \frac{1}{h_B \cdot \eta_{eB}} + k_{rB} \quad (17)$$

Przyjmując $k_{rB} = 0$, $w_{kb} = 1$, $w_{cB} \approx 1,6$, $\rho_w/\rho_B \approx 2,5$, $h_B \approx 12$ GJ/t, $\eta_{eB} \approx 0,34$, $k_{rB} \approx 25$ zł/t oraz podane w tabeli 1 koszty dla węgla ($k_{MW} + k_{PW} \approx 6$ zł/t), dla roku 2009 uzyskujemy $k_B \approx 212,60$ zł/MWh oraz jednostkowy zysk operacyjny $p_B \approx 196$ zł/MWh. Oszacowanie to jest dla k_B zgodne z informacjami pozyskanymi dla roku 2009 w badanych elektrowniach [10]. Jak widać nominalne koszty k_B są znacznie niższe niż określona wyżej wartość progowa $k_{B\max}$ opłacalności produkcji zielonej energii, a zysk p_B jest 3,5-krotnie wyższy niż p_w ($p_w = 53,66$ zł/MWh). Wyjaśnienia to bardzo duże zainteresowanie energetyki zawodowej wdrażaniem programu zielonej energii. Jednak oceniając efektywność tego programu, należy wziąć pod uwagę faktyczne koszty, które winny uwzględniać, ryzyko technologiczne.

W celu oszacowania kosztów k_{rB} tego ryzyka założymy, że nadrzędne decyzje dotyczące przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ opierają się na anali-

zach realnych kosztów makroekonomicznych wykorzystania biomasy. Przyjmijmy zatem, że liczba bezpłatnych uprawnień $U = \theta Z$ do emisji CO₂ jest ustalona na takim poziomie, aby produkcja energii z węgla w ilości $E_w = \theta Z$, uzupełniona produkcją z biomasy $E_B = (1 - \theta)Z$, dawała nie mniejszy średni zysk jednostkowy p_{sr} niż produkcja energii z węgla w ilości $E_w = Z$, bez opłat za uprawnienia do emisji CO₂. Jeśli przyjmiemy dodatkowo, że koszty jednostkowe inwestycji $\Delta k_{IWB} = \Delta K_{IWB}/Z$ w celu uruchomienia współspalania wynoszą $\Delta k_{IWB} = k_{st}(1 - \theta)$, to dla $\eta_{CE} = 1$ regułę powyższą wyrażają wzory wynikające z zależności (6) i (15):

$$\begin{aligned} \theta \cdot p_w + (1 - \theta)p_B - k_{st} - k_{st}(1 - \theta) &\geq p_w - k_{st} = p_w - k_{st} + c_{up}(1 - \theta) \\ p_B - p_w &\geq c_{up} + k_{st}, & p_B - p_w &\geq +k_{st} \\ k_B &\leq k_w + c_{cG} - k_{st} \stackrel{def}{=} k_{B0} \end{aligned} \quad (18)$$

Podstawiając dane dla roku 2009 z tablicy 2 ($k_w = 118,6$ zł/MWh, $k_{st} = 40,90$ zł/MWh, $p_w = 53,70$ zł/MWh i $c_{cG} = 249,50$ zł/MWh), uzyskujemy $p_B \geq 94,60$ zł/MWh oraz $k_B < k_{B0} = 327$ zł/MWh. Jeśli przyjąć, że wartość k_{B0} jest zbliżona do faktycznych kosztów operacyjnych średnich k_B (powiększonych o straty wynikające z ryzyka wdrażania i realizacji technologii współspalania), to koszt ryzyka k_{rB} jest nieco mniejszy niż $k_{B0} - k_B = 327 - 212 = 115$ zł/MWh, a więc można go oszacować na kwotę około 100 zł/MWh. Dodając koszt $k_{rB} = 100$ zł/MWh do k_B , uzyskuje się średni zysk operacyjny z wykorzystania biomasy równy około 96 zł/MWh, wobec kwoty 53,70 zł/MWh dla węgla (dla roku 2009 $p_w = 7,88$ zł/MWh, a $c_{up} = 45,78$ zł/MWh).

Tak wysokie koszty ryzyka stosowania technologii współspalania wydają się mało prawdopodobne, pomimo kosztów zabezpieczeń przeciwpożarowych, strat związanych z przejściowymi obniżeniami produkcji z powodu zakłóceń reżimu technologicznego w procesie współspalania, a także awarii powodujących przerwy w produkcji i kosztowne remonty. Można to uwzględnić we wzorze (17) odpowiednio wysoką wartością współczynnik w_{kb} dla kosztów magazynowania i przetwarzania biomasy, a koszt ryzyka awarii mógłby być sformalizowany w postaci kwoty ubezpieczenia.

4. Podsumowanie

Przedstawiony w artykule model pozwolił na obliczenie zmian w okresie 2008–2017 cen rynkowych energii elektrycznej i zielonych certyfikatów oraz różnych składowych uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej z węgla. Bardzo silny wpływ na te koszty, a więc także na wzrost jej cen rynkowych, będzie miała planowana od 2013 roku redukcja przyznawanych bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂. W tym kontekście współspalanie biomasy jest bardzo obiecującą

drogą utrzymania zdolności produkcyjnych elektrowni zawodowych, z równoczesnym zmniejszeniem zużycia węgla. Ten niejako uboczny efekt wykorzystania biomasy jest niewątpliwie silnym motywatorem upowszechniania produkcji energii z biomasy na dużą skalę. Główne korzyści ze współspalania biomasy wynikają jednak z bardzo wysokich cen giełdowych zielonych certyfikatów, o blisko 50% wyższych niż ceny sprzedaży samej energii elektrycznej. Koszty pozyskania energii elektrycznej z biomasy są dwa, trzy razy wyższe w stosunku do węgla (bez uwzględnienia kosztu uprawnień do emisji CO₂), a wdrożenie technologii współspalania wymaga pewnych nakładów inwestycyjnych. Pomimo to zyski jednostkowe ze współspalania biomasy są kilkakrotnie wyższe niż w przypadku węgla. Zyski te mogą być w praktyce niższe, jeśli uwzględnimy ryzyko awarii instalacji technologicznych, wywołanych współspalaniem biomasy z węglem (zagrożenia pożarowe, wybuchowe itp.).

Literatura

Książki i artykuły

- [1] Ehrhart K.M., Hoppe C., Schleich J., Seifert S., *Strategic aspects of CO₂-emissions trading: theoretical concepts and empirical findings*, "Environmental and Resource Economics" 2005, 28, s. 236–260.
- [2] Halsnæs K., *Market potential for Kyoto mechanisms. Estimation of global market potential for co-operative greenhouse gas emission reduction policies*. "Energy Policy" 2002, 30, s. 13–32.
- [3] Karcz H., Grabowicz M., Szczepaniak S., Komorowski W., Zmysłony J., *Wady i zalety spalania biomasy w kotłach energetycznych*, „Nowa Energia”, lipiec 2010, 3.
- [4] Krawczyński M., Wodzyński L., *Formalno-prawne i ekonomiczne wspieranie rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii*, Biuletyn URE, wrzesień 2006, Nr 5.
- [5] Leaf D., Verolme H.J.H., Hunt Jr.W.F., *Overview of regulatory/policy/economic issues related to carbon dioxide*, "Environment International" 2003, 29, s. 303–310.
- [6] Mertas J., Łagodziński G., Huzarewicz T., *Zasoby i możliwości produkcji węgla dla sektora energetyki zawodowej z kopalń Kompanii Węglowej S.A.*, materiały konferencyjne: „Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej”, Zakopane 11–14.10.2009, s. 113–122.
- [7] Rybak W., *Spalanie i współspalanie biopaliw stałych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2006.
- [8] Szymanowicz R., *Zielone certyfikaty. Doświadczenie związane z ich uzyskiwaniem*, Materiały z warsztatów „Czerwone i Zielone Certyfikaty w praktyce”, Warszawa, 13–14 lutego 2007.

- [9] Zuwała J., *Analiza techniczno-ekonomiczna współspalania biomasy w elektrociepłowni przemysłowej*, „Carbo”, 2006 (2), s. 105–113.
- [10] Duda-Kękuś A., *Aspekty logistyczne wykorzystania biopaliw stałych do produkcji energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych* – rozprawa doktorska w przygotowaniu.

Dokumenty rządowe

- [11] Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, *Zadania wynikające z nowych regulacji dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej*, Dyrektywa EU ETS & Decyzja NON ETS, Warszawa, czerwiec 2009.
- [12] Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009.
- [13] Ministerstwo Środowiska, *Krajowy Plan Rozdziału Upnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012*, przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009.
- [14] *Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2009 r. w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną*, Monitor Polski z dnia 4 września 2009 r. Nr 56, poz. 771, także Biuletyn URE, 2 listopada 2009, 6 (68), s. 20–54.
- [15] *Prawo Energetyczne. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r.*, z późniejszymi nowelizacjami (tekst jednolity, stan prawny na dzień 27.10.2009 r.), Kancelaria Sejmu RP.
- [16] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia* (Dz. U. z dnia 28 sierpnia 2008 r.).
- [17] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji* (Dz. U. z 2008 r. Nr 183, poz. 1142).
- [18] *Rynek praw majątkowych*, Towarowa Giełda Energii, Warszawa 2010.
- [19] *Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji* (Dz. U. z 2004 r. Nr 281, poz. 2784).
- [20] *Prawo ochrony środowiska. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r.*, z późniejszymi zmianami (tekst jednolity Dz. U. z 2008 Nr 25, poz. 150).
- [21] *Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji* (Dz. U. z 2009 r. Nr 130, poz. 1070).