

# ANALIZA KOSZTÓW EMISJI CO<sub>2</sub> W CIEPŁOWNICTWIE

Zbigniew BURYŃ, Anna HNYDIUK-STEFAN

**Streszczenie:** W artykule przedstawiono analizę kosztów wynikających z ustanowienia nowych regulacji prawnych na rynku handlu emisjami CO<sub>2</sub> ściśle powiązanych z rodzajem produkcji oraz z jej poziomem. Dokonano wyliczenia niedoboru emisji dla przykładowej instalacji ciepłowniczej opalanej węglem kamiennym. Przeanalizowano przypadek wystąpienia nadzwyczajnych warunków produkcyjnych spowodowanych łagodną zimą. Mniejsze zapotrzebowanie na wytwarzane ciepło, a przez to zniżenie produkcji ściśle oddziałuje na zarządzanie kosztami związanymi z emisjami CO<sub>2</sub>. Dodatkowo zaprezentowano oraz porównano wyliczenia kosztów emisji CO<sub>2</sub> dla instalacji o tym samym poziomie produkcyjnym, lecz przy zastosowaniu paliwa gazowego.

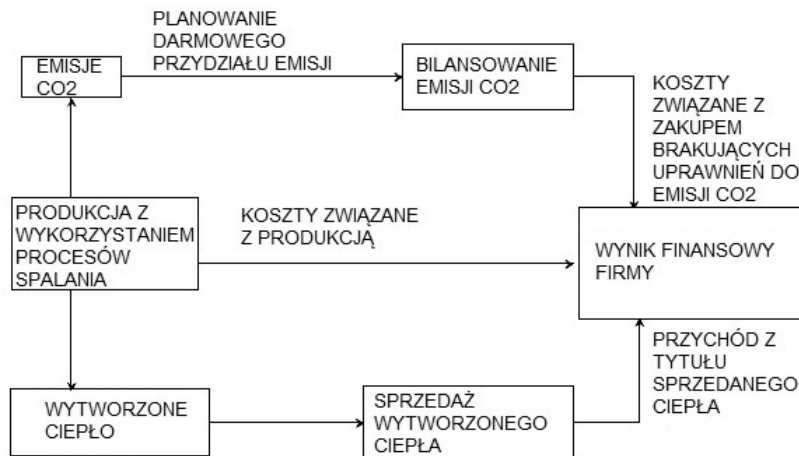
**Słowa kluczowe:** wytwarzanie ciepła, emisje CO<sub>2</sub>, handel emisjami CO<sub>2</sub>, ciepłownia węglowa, ciepłownia gazowa, zarządzanie emisjami CO<sub>2</sub>

## 1. Wprowadzenie

Planowanie produkcji związane z regulacjami dotyczącymi emisji CO<sub>2</sub> w sektorze ciepłowniczym jest istotne z uwagi na znaczące ilości spalanych w nim paliw. Jednym ze sposobów wpływania na poziomy emisji CO<sub>2</sub> w instalacjach obligatoryjnie objętych systemem handlu emisjami CO<sub>2</sub> jest zamiana węgla kamiennego na gaz ziemny, będący paliwem mniej emisyjnym w przeliczeniu na jednostkę wytwarzanego ciepła. Innym sposobem jest zastąpienie węgla biomasą, której stosowanie w systemie handlu emisjami CO<sub>2</sub> uznawane jest za zero emisyjne. Wiąże się to jednak z pogorszeniem warunków spalania, wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz niemożnością całkowitej rezygnacji ze spalania paliw kopalnych na rzecz biomasy. W niniejszym artykule przeanalizowano ryzyko, jakie występuje w produkcji typu BAU (business as usual) w kontekście obowiązywania nowych regulacji prawnych na rynku wspólnotowego systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> (EU ETS) przy wytwarzaniu ciepła. Na schemacie poniżej (rys. 1) zaprezentowano strukturę kosztów związanych z emisjami CO<sub>2</sub> na wynik finansowy przedsiębiorstwa otrzymującego zmienny przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

### 1.1. I oraz II okres systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> w sektorze ciepłownictwa

W latach 2005-2012 obejmujących I oraz II okres systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> przyznawane były dla sektora ciepłowniczego nieodpłatnie w oparciu o zapisy rozporządzenia regulującego zasady bezpłatnych przydziałów. Krajowe Plany Rozdziału Uprawnień (KPRU) publikowane były ogólnie na poszczególne lata danego okresu i wartość przydziału ustalana była na jednakowym poziomie dla wszystkich lat. Poziomy określone na szczeblu rządowym w KPRU na II okres EU ETS (2008-2012) wyliczane były w oparciu o produkcję z roku 2005, prognoz PKB i poprawy w zakresie intensywności emisji dwutlenku węgla, dzięki czemu ciepłownia przy zachowaniu dotychczasowej produkcji lub przy modernizacji instalacji mogła liczyć na zachowanie pozycji neutralnej względem systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> lub nawet uzyskać dodatkowy

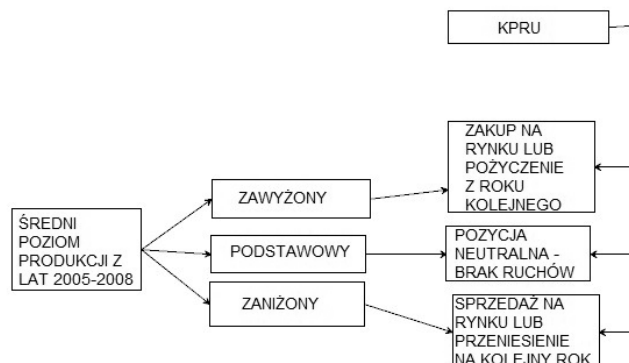


Rys. 1. Schemat wytwarzania ciepła z uwzględnieniem kosztów emisji CO<sub>2</sub>

przychód ze sprzedaży nadwyżkowych, niewykorzystanych podczas produkcji uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co zaprezentowano na schemacie poniżej (rys. 2). Kolejnym czynnikiem były zmiany produkcji związane z sezonowością oraz z warunkami klimatycznymi, które wyznaczały ilość wyprodukowanego ciepła w danym roku. W przypadku łagodnych zim, a co się z tym wiąże z mniejszą ilością sprzedanego ciepła do odbiorców końcowych, wynik finansowy firmy mógł być podniesiony poprzez sprzedaż w ten sposób zaoszczędzonych emisji CO<sub>2</sub>. Ilość darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> określona w rozporządzeniu dotycząca całego okresu handlu była niezmienna, dzięki czemu wartość emisji CO<sub>2</sub> była łatwiejsza do zaplanowania do roku 2012.

Obecne przydziały dla instalacji objętych systemem wspólnotowym w okresie 2013–2020, wydawane od dnia 1 stycznia 2013 r. dostosowywany są corocznie. Celem takich zabiegów jest rzeczywiste odzwierciedlenie średniej rocznej liczby uprawnień wydawanych w odniesieniu do tych instalacji skorygowane współczynnikiem liniowym, wynoszącym 1,74 % w odniesieniu do średniej całkowitej rocznej liczby uprawnień wydanych przez państwa członkowskie. Zapisy te są zgodne z decyzjami Komisji dotyczącymi krajowych planów rozdziału uprawnień na lata 2008–2012 [1]. Komisja dokonuje przeglądu współczynnika liniowego i w stosownych przypadkach po akceptacji ze strony Parlamentu Europejskiego może go odpowiednio zwiększyć, co będzie skutkowało zmniejszeniem darmowych uprawnień dla instalacji. [1]

Bezpłatne uprawnienia przydziela się sieciom ciepłowniczym, w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego popytu, w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej lub chłodu. W każdym roku następującym po roku 2013 całkowity przydział uprawnień dla takich instalacji w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej jest korygowany wspomnianym współczynnikiem liniowym [1].



Rys. 2. Schemat scenariuszy zarządzania uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> podczas I oraz II systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub>

## 1.2. Wpływ wprowadzenia nowych zasad w III okresie EU ETS na planowanie w przedsiębiorstwie

Nowe zasady zakładają, że instalacje emitujące CO<sub>2</sub> otrzymają jedynie niewielką część bezpłatnego przydziału, natomiast pozostałą część będą musiały dokupić lub w taki sposób zarządzać produkcją by darmowy, ogólny przydział wystarczał przy założonej produkcji. Celem jest niejako zmuszenie prowadzącego instalację do zmiany produkcji na mniej emisyjną poprzez nowe technologie bardziej efektywne, przez co wytwarzające mniej emisji przypadającą na jednostkę ciepła.

Szczegółowe zasady wyliczania bezpłatnych przydziałów uprawnień do emisji określone są w artykule 10a Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. i oparte o metodę benchmarkową określoną w drodze decyzji Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Przejściowy przydział bezpłatnych uprawnień dla instalacji ustanawiany został na podstawie zharmonizowanych w całej Wspólnocie zasad (określanych jako wskaźniki ex ante). Wskaźniki te jednolicie stosowane w całej UE, mają na celu zminimalizowanie zakłóceń konkurencji pomiędzy instalacjami objętymi systemem handlu emisjami CO<sub>2</sub>. Zasadniczym celem jest tutaj uwzględnienie technologii charakteryzujących się najniższymi emisjami gazów cieplarnianych i najniższym zużyciem energii, substytutów, alternatywnych procesów produkcyjnych, wykorzystania biomasy i odnawialnych źródeł energii oraz wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>. Zasady te nie powinny stanowić zachęty do zwiększania emisji oraz powinny zapewnić, aby coraz większy udział procentowy uprawnień był sprzedawany na aukcji [1]. Wskaźnik emisyjności jest przeliczany jako wielkość emisji gazu cieplarnianego przypadającego na jednostkę wytworzonego produktu a nie na czynniki produkcji. Uzasadnieniem tego typu przeliczania jest tutaj konieczność znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych i zwiększenie oszczędności wynikających z poprawy efektywności energetycznej w każdym z procesów produkcyjnych danego sektora oraz podsektora [2]. Zasadniczą kwestią jest również sposób wyliczania wskaźników, gdyż obejmują one średnie emisyjności z 10% najbardziej efektywnych instalacji w danym sektorze. Dla omawianego przykładu wytwarzania ciepła wskaźnik emisyjności oparty na

cieple został określony w decyzji [2] na poziomie 62,3 uprawnień/TJ. Zasadniczo zdefiniowano jeden wskaźnik dla każdego oddzielnego produktu. Wskaźnik ten określa się na podstawie technologii wytwarzania ciepła w oparciu o paliwo gazowe, charakteryzujące się najniższą emisyjnością. Tymczasem w Polsce większość wytwórców ciepła stosuje jako paliwo węgiel kamienny, charakteryzujący się znacznie wyższym wskaźnikiem emisyjności, zwykle na poziomie 96 MgCO<sub>2</sub>/TJ – dla poziomów dokładności 1 oraz parametrów węgla bitumicznego o wartości opałowej poniżej 24 GJ/Mg [5].

Wartości wskaźników emisyjności powinny obejmować wszystkie emisje bezpośrednie związane z produkcją, w tym emisje związane z produkcją mierzalnego ciepła wykorzystywanego do produkcji, bez względu na to, czy to mierzalne ciepło zostało wyprodukowane na miejscu, czy też przez inną instalację [2].

Dodatkowo wyliczenie nieodpłatnych uprawnień do emisji na podstawie tzw. benchmarku uwzględnia również przemnożenie wielkości charakteryzujących produkcję w danej instalacji przez współczynnik zapewniający system przejściowy prowadzący do zmniejszenia ilości bezpłatnych przydziałów (tab. 1). Współczynnik ten jest malejący i oznacza, iż w ostatnim roku III okresu systemu handlu emisjami dana instalacja otrzyma jedynie 30% darmowych uprawnień do emisji względem najlepszej dostępnej technologii przyjętej w całej Unii Europejskiej. Wielkość charakteryzująca produkcję określana jest jako mediana z rocznych wielkości produkcji w instalacji za okres 2005-2008 lub okres 2009-2010 w zależności od tego, która wartość jest większa.

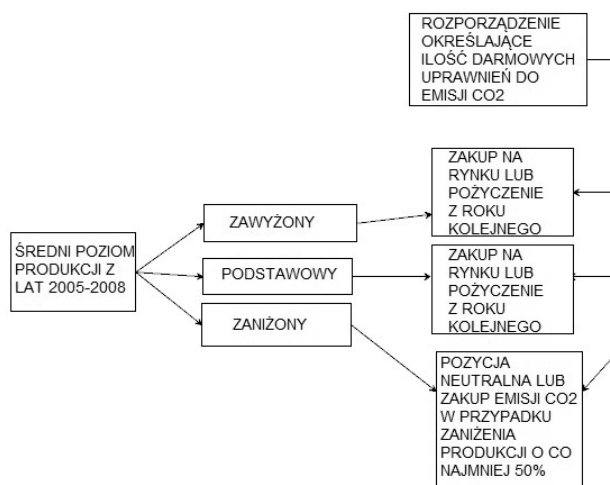
Tabela 1. Współczynnik zapewniający system przejściowy prowadzący do zmniejszenia ilości bezpłatnych przydziałów

Rok	Wartość współczynnika
2013	0,8
2014	0,7286
2015	0,6571
2016	0,5857
2017	0,5143
2018	0,4429
2019	0,3714
2020	0,3

Współczynnik (tab. 1) stosuje się dla instalacji, które nie są narażone na ryzyko ucieczki emisji poza terytorium Unii, czyli do państw gdzie nie funkcjonuje system handlu emisjami CO<sub>2</sub>. Nie uwzględniając wskaźnika z tabeli 1, preferencyjnie potraktowano sektory produkcji, które mogłyby przenieść swoją produkcję poza terytorium wspólnoty europejskiej. Dodatkowo u wytwórców ciepła, zaliczanych do sektorów nienarażonych na ucieczkę emisji, przydział bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jest dodatkowo w każdym roku pomniejszany współczynnikiem liniowy 1,74% względem wartości przydziału ustalonego dla pierwszego roku III okresu SHE mianowicie na rok 2013.

Planowanie produkcji uwzględniające darmowe przydziały rządowe zaczęło odgrywać istotną rolę, również z uwagi na możliwość wystąpienia łagodnej zimy, w wyniku czego w ramach zarządzania emisjami CO<sub>2</sub> wystąpi nietypowa sytuacja dla właściciela instalacji. Będzie to sytuacja odwrotna do tej, która miałaby miejsce w I oraz w II systemie handlu, kiedy to w wyniku zaniżonej produkcji, zaoszczędzone w ten sposób darmowe przydziały

emisji, instalacja mogłaby sprzedać na rynku czerpiąc w ten sposób zyski nadzwyczajne, pokrywające straty wynikłe z zaniżonej sprzedaży produkcji podstawowej. Schemat scenariuszy zarządzania uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> podczas III systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub> zaprezentowano na rysunku 3. Obecnie instalacja narażona na wahania klimatyczne powodujące obniżenie produkcji choćby o połowę względem roku bazowego, będzie musiała dokupić uprawnienia do emisji gdyż tym samym połowa zaplanowanego, darmowego przydziału rządowego będzie zwrócona do Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), który pełni funkcję Krajowego Administratora Rejestru Emisji. Nowe przepisy mówią o tym, że jeżeli produkcja w poszczególnej instalacji obliczana w danym roku zostanie o co najmniej połowę zaniżona względem lat bazowych za jakie przyjmuje się okres 2005-2008 to w kolejnym roku instalacji tej zostanie obliczona pula darmowych uprawnień pomniejszona o połowę przydziału z roku w którym wystąpiła mniejsza produkcja. Nie będzie to również oznaczać, iż przydział jaki zostanie przekazany jako bezpłatny będzie pokrywał potrzeby zaniżonej produkcji instalacji, co zaprezentowano w dalszej części pracy. Należy podkreślić, iż z uwagi na dużą zmienność cen charakteryzującą system handlu emisjami CO<sub>2</sub>, przyszłe koszty wynikłe z konieczności zakupu brakujących ilości uprawnień są trudne do przewidzenia. Bazując na historycznych cenach jednostek EUA można stwierdzić, iż przedsiębiorstwo narażone na coroczny zakup emisji CO<sub>2</sub> ponosi znaczne ryzyko wynikłe z dużej zmienności ceny EUA oraz ryzyko związane wystąpieniem trudnych do przewidzenia kosztów nadzwyczajnych w przyszłości.



Rys. 3. Schemat scenariuszy zarządzania uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> podczas III systemu handlu emisjami CO<sub>2</sub>

### 3. Zagadnienie planowania produkcji w sektorach określonych w art. 10 a dyrektywy EU ETS

Planowanie produkcji do roku 2020 w oparciu o ilość przydzielonych uprawnień do emisji należy ściśle połączyć z planowaną produkcją oraz nowymi specyficznymi zasadami względem zmiany darmowego przydziału w przypadku zmniejszenia produkcji o co najmniej 50%. Zgodnie z [2] uznaje się, że instalacja częściowo zaprzestała działalności, pod warunkiem, że jedna podinstalacja, która przyczynia się do przyznania co najmniej 30

% z ostatecznej całkowitej rocznej liczby uprawnień do emisji przydzielanych bezpłatnie lub do przydziału ponad 50 000 uprawnień, ogranicza poziom swojej działalności w danym roku kalendarzowym o co najmniej 50 % w porównaniu z poziomem działalności stosowanym przy obliczaniu przydziału dla instalacji, zgodnie z art. 9 lub, jeśli stosowne, z art. 18 (zwanym dalej „początkowym poziomem działalności”). Przydział uprawnień do emisji dla instalacji, która częściowo zaprzestaje działalności, dostosowuje się począwszy od roku następującego po roku, w którym zaprzestaje ona częściowo działalności, lub od 2013 r., jeżeli częściowe zaprzestanie działalności miało miejsce przed dniem 1 stycznia 2013 r., w następujący sposób:

- jeżeli poziom działalności podinstalacji, ograniczono o 50–75 % w porównaniu ze wstępnym poziomem działalności, podinstalacja otrzymuje jedynie połowę wstępnie przydzielonych uprawnień,
- jeżeli poziom działalności podinstalacji, ograniczono o 75–90 % w porównaniu ze wstępnym poziomem działalności, podinstalacja otrzymuje jedynie 25 % wstępnie przydzielonych uprawnień.

Jeżeli poziom działalności podinstalacji, ograniczono o co najmniej 90 % w porównaniu ze wstępnym poziomem działalności, przedmiotowa podinstalacja nie otrzymuje żadnych bezpłatnych uprawnień.

Tabela 1. Poziomy progowe dostosowania przydziału dla instalacji, która ograniczyła lub zaprzestała produkcji, na podstawie [2].

Roczny poziom działalności podinstalacji	Bezpłatny przydział EUA na kolejny rok określony w Krajowych Środkach Wykonawczych
przekracza 50% początkowej działalności	zgodny z przydziałem
jest równy lub niższy niż 50%, ale wyższy niż 25% początkowej działalności	jest korygowany do 50% wstępnie przyznanych uprawnień
jest równy lub niższy niż 25% ale wyższy niż 10% początkowej działalności	jest korygowany do 25% wstępnie przyznanych uprawnień
jest równy lub niższy niż 10% początkowej działalności	przydział zostaje zniesiony

Dwie zasadnicze niewiadome względem przepisów obowiązujących od III okresu EU ETS, jakie występują w sektorze ciepłownictwa to:

- czynniki klimatyczne, które wpływają na ilość sprzedanego ciepła i które mogą sprawić, że bezpłatny planowany przydział emisji będzie co najmniej o połowę mniejszy,
- cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, istotna szczególnie w przypadku zakupu brakującej ilości darmowych uprawnień.

Dalszą analizę przeprowadzono w oparciu o rzeczywistą instalację dla dwóch głównych przypadków:

I. przypadku, w którym produkcja w sezonie grzewczym będzie powtarzalna względem produkcji występującej średniorocznie w latach 2005-2008 co sprawi, iż poziom darmowych przydziałów do emisji CO<sub>2</sub> pozostanie na niezmiennym poziomie względem

planowanego przydziału w Krajowych Środkach Wykonawczych [6].

II. przypadku, w którym wystąpi łagodna zima w ciągu trzech kolejnych lat 2016-2018, a produkcja w sezonie grzewczym będzie zaniżona o 50% względem produkcji występującej średniorocznie w latach 2005-2008 co sprawi, iż poziom darmowych przydziałów do emisji CO<sub>2</sub> pozostanie zmniejszony o połowę dla zakładanych lat, względem planowanego przydziału w Krajowych środkach Wykonawczych [6].

### 3.1. Analiza kosztów związanych z emisjami CO<sub>2</sub> w przypadku stałego poziomu produkcyjnego

Poniższe rozważania dotyczą przypadku instalacji ciepłowniczej, która w latach bazowych emitowała rocznie 50000 MgCO<sub>2</sub>/rok. Emisje za rok 2013 wyniosły 40000 MgCO<sub>2</sub>/rok, poziom ten został zachowany również w II okresie EU ETS (2008-2012) [7] W oparciu o przydział bezpłatnych uprawnień na III okres dla analizowanej instalacji (tab. 2), poziomy niedoborów emisji w poszczególnych latach przy utrzymaniu produkcji na dotychczasowym poziomie będą zgodne z zestawieniem zaprezentowanym poniżej (tab. 3).

Tabela 2. Przydział w ramach Krajowych Środków Wykonawczych dla wybranej instalacji ciepłowniczej[6]

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bezpłatny przydział, Mg/rok	33 909	28 236	23 185	18 742	14 881	11 579	9 229	7 744

Tabela 3. Szacowane poziomy niedoboru emisji w przypadku analizowanego wariantu I

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Spodziewany niedobór, Mg/rok	6 091	11 764	16 815	21 258	25 119	28 421	30 771	32 256

Tabela 4. Szacowane poziomy kosztów zakupu emisji w przypadku analizowanego wariantu 1 oraz zakładając stałą cenę EUA na poziomie 6,74 euro [9]

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Koszt zakupu brakujących emisji, euro/rok	41053	79289	113333	143279	169302	191558	207397	217405

W oparciu o powyższe wyliczenia (tab. 4) dla przypadku I, sumaryczny koszt zakupu brakujących uprawnień do emisji w całym III okresie systemu handlu, przy obecnych cenach wyniesie dla omawianej instalacji 1162616 euro.

### 3.2. Analiza kosztów związanych z emisjami CO<sub>2</sub> w przypadku zaniżonego poziomu produkcyjnego

W analizie przypadku II założono, że w ciągu III okresu wystąpi cieplejsza zima, która będzie przyczyną produkcji na poziomie 50% względem roku bazowego. Do analizy

skutków omawianego przypadku, przyjęto lata 2016, 2017, 2018 jako te odstępujące od normalnych warunków pracy, w których to produkcja zostanie obniżona o 50% względem lat bazowych. Z uwagi na mniejszą produkcję, rzeczywista emisja w przyjętych latach będzie również o połowę niższa, zatem będzie wynosić 20000 Mg/rok. Bezpłatny przydział rządowy zestawiono poniżej (tabela 5). Szacowane poziomy niedoboru emisji dla zaniżonych poziomów produkcyjnych zestawiono w tabeli 6.

Tabela 5. Przydział w ramach Krajowych Środków Wykonawczych po uwzględnieniu korekty za zredukowaną produkcję [6]

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Bezpłatny przydział, Mg/rok</b>	33 909	28 236	23 185	<b>9 371</b>	<b>7 441</b>	<b>5 790</b>	9 229	7 744

Tabela 6. Szacowane poziomy niedoboru emisji dla II przypadku poziomów produkcyjnych

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Spodziewany niedobór, Mg/rok</b>	6 091	11 764	16 815	<b>10 629</b>	<b>12 560</b>	<b>14 211</b>	30 771	32 256

Tabela 7. Szacowane poziomy kosztów zakupu emisji w przypadku analizowanego wariantu 2 oraz zakładając stałą cenę EUA na poziomie 6,74 euro [9]

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Koszt zakupu brakujących emisji, euro/rok</b>	41 053	79 289	<b>113333</b>	<b>71639</b>	<b>84 651</b>	95779	207397	217405

W oparciu o powyższe wyliczenia (tab. 7) dla przypadku II, sumaryczny koszt zakupu brakujących uprawnień do emisji w całym III okresie systemu handlu, przy obecnych cenach wyniesie dla omawianej instalacji 910547 euro.

#### 4. Analiza konkurencyjności ciepłowni w ujęciu darmowych przydziałów emisji CO<sub>2</sub> względem stosowanego paliwa

Obliczenia rzeczywistych poziomów emisji z instalacji prowadzone są w oparciu o wzory oraz współczynniki emisyjności dla stosowanego paliwa określone w rozporządzeniu [8].

Wielkość emisji CO<sub>2</sub> pochodząca z procesu spalania paliw obliczana jest za pomocą następującego wzoru:

$$E = Z_p * W_e * W_u \quad (1)$$

gdzie:

E — oznacza wielkość emisji CO<sub>2</sub> [Mg CO<sub>2</sub>]

Z<sub>p</sub> — oznacza ilość zużytego paliwa wyrażoną w postaci zawartości energii [TJ]

W<sub>e</sub> — oznacza wskaźnik emisji wyrażony w [Mg CO<sub>2</sub>/TJ]



Wu — oznacza współczynnik utleniania wyrażony jako ułamek liczby całkowitej

$$Z_p = C \cdot NCV \quad (2)$$

gdzie:

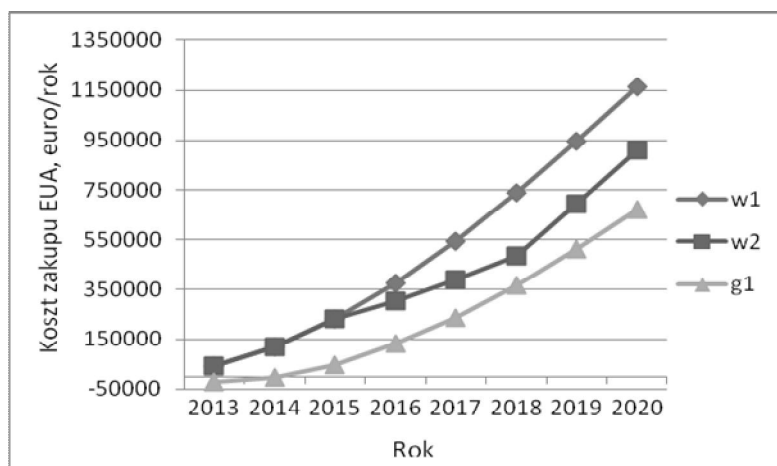
C- oznacza zużyte paliwo [Mg] lub [m<sup>3</sup>]

NCV — oznacza wartość opałową paliwa [TJ/Mg] lub [TJ/m<sup>3</sup>]

Bazując na powyższych wzorach oraz współczynnikach emisyjności dla węgla podbitumicznego na poziomie 96 MgCO<sub>2</sub> /TJ o kaloryczności 18,9 TJ/Gg oraz dla gazu wynoszącego 74 MgCO<sub>2</sub>/TJ o kaloryczności 43 TJ/Gg [8], przy wytworzeniu energii na poziomie 417 TJ rocznie wielkości emisji:

- w przypadku instalacji węglowej będą wynosić: 40032 Mg,
- w przypadku instalacji gazowej będą wynosić: 30858 Mg.

Zatem koszty wynikłe z zakupu brakujących uprawnień w przypadku instalacji gazowej będą mniejsze aniżeli dla elektrowni węglowej dla przypadków I oraz II omawianych w punktach 3.1. oraz 3.2. co zobrazowano na wykresie poniżej (rys. 4).



Rys. 4. Wykres przedstawiający koszty zakupu emisji CO<sub>2</sub> dla elektrowni węglowej pracującej na stałym poziomie produkcyjnym (przypadek I - w1), elektrowni węglowej w przypadku zanížonej produkcji (przypadek II - w2) oraz dla elektrowni gazowej pracującej na stałym poziomie (g1).

Powyższe wyliczenia wskazują, że koszty związane z handlem emisjami CO<sub>2</sub> w sektorze ciepłownictwa będą wzrastać. Według [4] w latach 2014-2030 zakłada się wzrost cen ciepła od 1% do 2% wynikający z konieczności dostosowania wartości emisji zanieczyszczeń do nowych regulacji prawnych oraz ponoszenie opłat za emisję CO<sub>2</sub>.

## 5. Wnioski

Należy zaplanować odpowiednie zarządzanie ilością bezpłatnie przyznanymi emisjami CO<sub>2</sub> uwzględniając możliwość wystąpienia łagodnej zimy oraz utracenia części limitów przyznanymi w Krajowych Środkach Wykonawczych. Obecnie przyznawane darmowe uprawnienia dla ciepłownictwa są preferencyjne w stosunku do instalacji opalanych gazem. Porównując obie technologie uzyskujemy dużo mniejsze koszty związane z zakupem

dotychczasowych emisji w instalacji gazowej. W przypadku produkcji na jednakowym poziomie, tj. zarówno w instalacji gazowej jak i w węglowej, wyrażonej w ilości wytworzonego ciepła, koszty emisji CO<sub>2</sub> okazują się wyższe w przypadku ciepłowni węglowej w stosunku do ciepłowni gazowej, nawet w przypadku zniżenia produkcji o 50%. Zarządzanie zakupem emisji CO<sub>2</sub> powinno również uwzględniać możliwość wystąpienia łagodnej zimy. W celu zabezpieczenia przyszłej pozycji względem dodatkowych kosztów ponoszonych z tytułu uzupełnienia uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zalecany jest regularny zakup jednostek EUA, odpowiadający co najmniej poziomowi różnicy pomiędzy planowaną produkcją oraz zredukowanymi przydziałami rządowymi.

### Literatura

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
2. Decyzja Komisji z 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (2011/278/UE) (DzU UE L 130 z 17 maja 2011 r.).
3. Chudy P.: Dla kogo darmowe uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>?. Ecomanager, numer 7, rok 2011, strony 16-17.
4. Energoprojekt-Katowice SA, Aktualizacja projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Katowice, Część 13, Dynamika wzrostu cen nośników energetycznych, Nr projektu W – 880.13.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/1/WE z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (wersja skodyfikowana) (DzU L 024, z 29 stycznia 2008 r.).
6. Rozporządzenie z dnia 31 marca 2014 r. w sprawie wykazu instalacji innych niż wytwarzające energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz.U. z 03.04.2014 r., poz. 439).
7. Niezależny Dziennik Transakcji Wspólnoty CITL dostęp do rejestru: [www.ec.europa.eu/environment/ets/welcome.do?languageCode=en](http://www.ec.europa.eu/environment/ets/welcome.do?languageCode=en)
8. Rozporządzenie ministra środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji Dz.U. z 2008 nr 183 poz. 1142
9. Giełda European Energy Exchange AG (EEX) – notowania z dnia 8/01/2015 dla EUA spot

Dr inż. Zbigniew BURYŃ

Dr inż. Anna HNYDIUK-STEFAN

Instytut Innowacyjności Procesów i Produktów / Katedra Zarządzania Energetyką

Politechnika Opolska

45-758 Opole, ul. Prószkowska 76

tel./fax: (77) 449 80 00

e-mail: [z.buryn@po.opole.pl](mailto:z.buryn@po.opole.pl)

[a.hnydiuk-stefan@po.opole.pl](mailto:a.hnydiuk-stefan@po.opole.pl)