

Jacek KAMIŃSKI\*

## Wpływ kosztów paliwowych oraz cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na ceny rynkowe energii elektrycznej: zastosowanie modelu WILMAR

**STRESZCZENIE.** W artykule przedstawiono analizę wpływu kosztów paliwowych oraz cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na ceny rynkowe energii elektrycznej. W badaniach wykorzystano model optymalizacyjny WILMAR, umożliwiający analizę ilościową zjawisk zachodzących w systemie elektroenergetycznym. Obliczenia przeprowadzono dla pięciu scenariuszy badawczych zakładających różne poziomy cen pierwotnych nośników energii oraz cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Zwiększenie cen pozwoleń (podobnie jak wzrost kosztów paliwowych) skutkuje nie tylko wzrostem cen energii elektrycznej, ale również wpływa na zmianę obciążenia linii przesyłowych między regionami. Wynika to ze zwiększonej produkcji energii w elektrowniach gazowych i wzrostu eksportu do regionów, gdzie produkcja oparta jest na węglu. Przeprowadzona analiza wskazuje ponadto, że model WILMAR poprawnie odpowiada na zadane wymuszenia, co potwierdza jego użyteczność w analizach dotyczących sektora energetycznego.

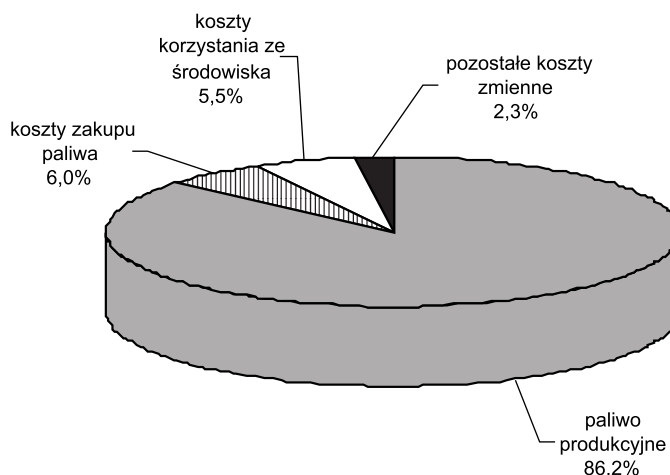
**SŁOWA KLUCZOWE:** model optymalizacyjny, koszty paliwowe, ceny pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>, ceny energii elektrycznej

---

\* Dr inż. — Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Zakład Polityki Energetycznej i Ekologicznej, Kraków; e-mail: kaminski@meeri.pl

## Wprowadzenie

Koszty zmienne produkcji energii elektrycznej opartej na energetyce węglowej to w głównej mierze koszty paliwowe (86,2%) oraz – w znacznie mniejszym stopniu – koszty korzystania ze środowiska, w tym podatki od emisji, koszty pozwoleń na emisję itp. (5,5%) (rys. 1). Ponadto, planowane dodatkowe obciążenia elektrowni zakupem pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> zwiększyć mogą istotnie udział kosztów korzystania ze środowiska w kosztach zmiennych produkcji energii elektrycznej. Tak duży udział tych dwóch kategorii kosztów w kosztach zmiennych wytwarzania energii elektrycznej oznacza, że mają one największy wpływ na politykę cenową wytwórców. Wzrost cen paliw lub cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> skutkuje koniecznością uwzględnienia wyższych kosztów produkcji w ofercie cenowej. Z kolei obniżenie kosztów paliwowych lub kosztów korzystania ze środowiska umożliwia zaferowanie niższej ceny.



Rys. 1. Struktura kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach na węglu kamiennym

Źródło: Sytuacja... 2009

Fig. 1. The structure of variable cost of hard-coal based electricity production

O ile rozważania dotyczące konstruowania optymalnej oferty sprzedaży w zależności od kosztów paliwowych i środowiskowych prowadzone na poziomie jednej elektrowni bazować mogą na klasycznym rachunku mikroekonomicznym, to analizy na poziomie całego systemu elektroenergetycznego wymagają zastosowania odpowiedniego, znacznie bardziej rozbudowanego aparatu badawczego. Praktycznie jedynym narzędziem, które umożliwia uwzględnienie jednocześnie bardzo dużej liczby zależności i zmiennych występujących w rzeczywistym systemie jest model matematyczny implementowany zazwyczaj na odpowiedniej platformie komputerowej. Modele odzwierciedlające pracę systemów energe-

tycznych są obecnie stosowane w świecie na szeroką skalę przez producentów, dystrybutorów, pośredników oraz operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Zakres możliwych zastosowań takich modeli jest bardzo szeroki. W praktyce, model który służy do rozwiązania jednego problemu może być po pewnych modyfikacjach zastosowany do rozwiązania innego, zbliżonego problemu.

Celem niniejszego artykułu jest ocena wpływu zmian kosztów paliwowych oraz cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na ceny rynkowe energii elektrycznej z wykorzystaniem modelu WILMAR (*Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets*).

## 1. Charakterystyka modelu WILMAR

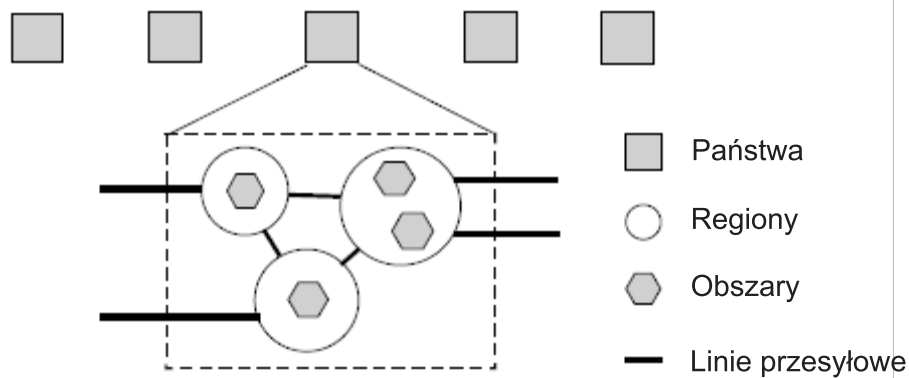
Model WILMAR powstał w ramach realizacji projektu badawczego – pod tym samym akronimem – dofinansowanego przez Komisję Europejską w V Programie Ramowym (*5th Framework Programme* – kontrakt No. ENK5-CT-2002-00663) (Larsen 2006; Meibom i in. 2006a; Meibom i in. 2006b). Jest on zapisany w systemie GAMS (*General Algebraic Modelling System*), który jest narzędziem powszechnie stosowanym do budowy prototypowych i użytkowych modeli wykorzystujących metodę programowania matematycznego. Możliwość wyboru algorytmu rozwiązującego model stwarza warunki do stosowania niemal dowolnego podejścia: liniowego, nieliniowego, całkowitoliczbowego oraz ich kombinacji.

W wykorzystanej do niniejszych badań wersji modelu WILMAR umożliwiono dostęp do danych historycznych dla 8 tygodni pracy systemu elektroenergetycznego. Modelowane mogą być następujące dni roku charakteryzujące specyficzne okresy pracy systemu (zimę, wiosnę, lato i jesień) (Larsen 2006; Meibom i in. 2006b):

- ✧ 1–14 stycznia (1 + 2 tydzień),
- ✧ 2–15 kwietnia (14 + 15 tydzień),
- ✧ 2–15 lipca (27 + 28 tydzień),
- ✧ 1–14 października (40 + 41 tydzień).

W modelu odzwierciedlono szczegółowo system elektroenergetyczny pięciu państw zachodnioeuropejskich podzielonych na regiony: Niemcy (3 regiony), Dania (2 regiony), Finlandia (1 region), Norwegia (3 regiony) i Szwecja (3 regiony). Jako tzw. „regiony trzecie” zaimplementowano: Polskę, Rosję oraz „resztę Europy”. Regiony podzielono następnie na obszary, na poziomie których przeprowadzona jest optymalizacja (rys. 2).

Ze względu na specyfikę i planowany zakres wykorzystania modelu odzwierciedlono w nim możliwość przesyłu energii między poszczególnymi regionami. Definiowane są zdolności przesyłowe pomiędzy regionami, straty przesyłowe wyrażone jako udział strat w energii dostarczonej oraz rok, od którego dane połączenie funkcjonuje. W zakresie energii pierwotnej w modelu zaimplementowano 19 paliw, które w przypadku paliw kopalnych charakteryzowane są przez: wartość opałową, emisyjność CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O oraz cenę roczną przypisaną dla każdego regionu z osobna (Meibom i in. 2006a; Kiviluoma, Meibom 2006).



Rys. 2. System agregacji obszarów do regionów oraz regionów do państw  
 Źródło: Meibom i in. 2006a

Fig. 2. Aggregation of areas, regions and countries

Optymalizacja pracy systemu elektroenergetycznego w modelu WILMAR przeprowadzana jest na poziomie grup jednostek – bloków reprezentujących technologie o podobnych parametrach. Jednostki te agregowane są z bazy danych o parametrach techniczno-ekonomicznych bloków pracujących w analizowanych państwach. Ponieważ w praktyce pozyskanie dokładnych informacji o wszystkich blokach jest bardzo trudne, a czasami wręcz niemożliwe, bloki te są przypisane do jednej z technologii typowych. W przypadku braku danych na temat konkretnego bloku pracującego w rzeczywistości w konkretnym systemie elektroenergetycznym, są one pozyskiwane z bazy o typowych technologiach (Meibom i in. 2006a; Kiviluoma, Meibom 2006).

Krzywa popytu na energię elektryczną może być reprezentowana w postaci schodkowej poprzez podanie ilości i ceny dla każdego kroku, regionu i roku. W demonstracyjnej wersji modelu popyt jest zdeterminowany dla każdej godziny pracy systemu. Popyt obliczany jest na podstawie historycznych lub prognozowanych danych rocznych dla poszczególnych regionów zgodnie z założeniami scenariuszowymi. Godzinowa wartość popytu na energię elektryczną w poszczególnych regionach obliczana jest jako iloczyn rocznego popytu na energię elektryczną oraz wielkości reprezentującej udział danej godziny w całkowitym rocznym popycie dla danego regionu (Meibom i in. 2006a; Kiviluoma, Meibom 2006).

Model WILMAR umożliwia prowadzenie analiz pracy sektora elektroenergetycznego w rozdzielczości godzinowej w zakresie generacji, transmisji, popytu na energię, biorąc pod uwagę techniczne i ekonomiczne aspekty funkcjonowania sektora. W modelu zaimplementowano cztery rynki energii elektrycznej (oraz jeden rynek ciepła, który ze względu na zakres niniejszego artykułu nie był analizowany) (Meibom i in. 2006a):

- ✧ rynek dnia następnego dla fizycznych dostaw energii elektrycznej (*day-ahead market*) – za punkt startowy uznano giełdę EEX w Lipsku, gdzie rynek jest równoważony o godzinie 12.00 dla następnego dnia. Popyt na energię elektryczną przyjmowany jest egzogenicznie;

- ✧ rynek bieżący (*intra-day market*), na którym zawierane są transakcje niwelujące odchylenia pomiędzy oczekiwaną produkcją uzgodnioną na rynku dnia następnego a realizowaną wielkością produkcji w danej godzinie. Regulowanie mocy może być przedmiotem handlu maksymalnie do jednej godziny przed dostawą. W modelu WILMAR popyt na regulowanie mocy jest głównie skutkiem niedoskonałości prognozy podaży energii wiatrowej;
- ✧ rynek dnia następnego dla automatycznie aktywowanej rezerwy mocy (wynikającej ze zmiany częstotliwości lub obciążenia). Popyt na tę usługę pomocniczą przyjmowany jest egzogenicznie;
- ✧ rynek bieżący dla rezerwy minutowej (*secondary reserve power*), głównie dla spełnienia kryterium N-1 oraz w przypadku ekstremalnych prognoz podaży energii wiatrowej. Popyt na tę usługę przyjmowany jest egzogenicznie.

## 2. Podstawowe założenia przyjęte w obliczeniach

Dla potrzeb badań prezentowanych w niniejszym artykule przyjęto następujące założenia obliczeniowe:

- ✧ zakres terytorialny: Niemcy + Dania ,
- ✧ przedział czasowy symulacji: od 2010.10.01 godzina 12:00 do 2010.10.14 godzina 23.00,
- ✧ rozdzielczość czasowa: 1 h,
- ✧ scenariusz dla energii wiatrowej: 10%,
- ✧ scenariusz szeregów czasowych napływu wody: *Lower*,
- ✧ scenariusz bazowy cen paliw pierwotnych: *Medium*,
- ✧ scenariusz bazowy cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>: *Medium*,
- ✧ historyczny referencyjny przedział czasowy: 2001.10.01 – 2001.10.14.
- ✧ wersja modelu: deterministyczna.

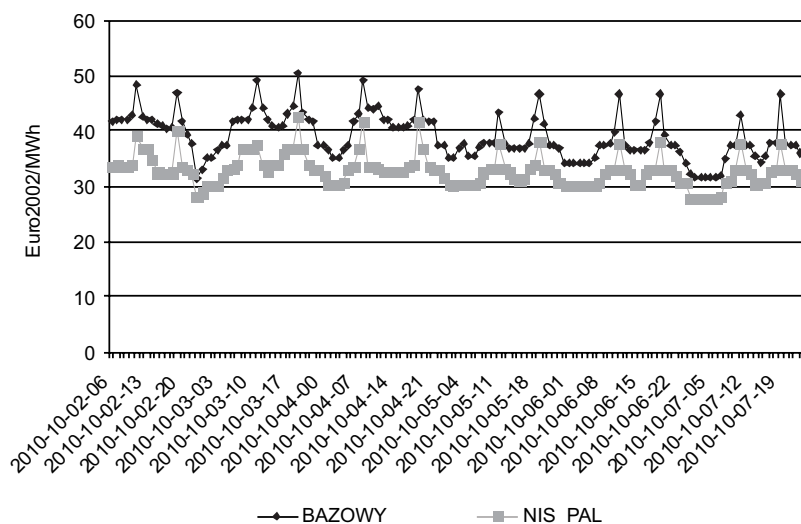
## 3. Ocena skutków zmiany ceny paliw do produkcji energii elektrycznej

Jak wskazano w poprzedniej części artykułu ceny paliw pierwotnych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej mają kluczowy wpływ na wielkość kosztów zmiennych produkcji energii. W rezultacie wpływają one bezpośrednio na ceny rynkowe energii elektrycznej. W zakresie zmiany cen paliw pierwotnych analizowano trzy przypadki:

- ✧ wersja bazowa: BAZOWY,

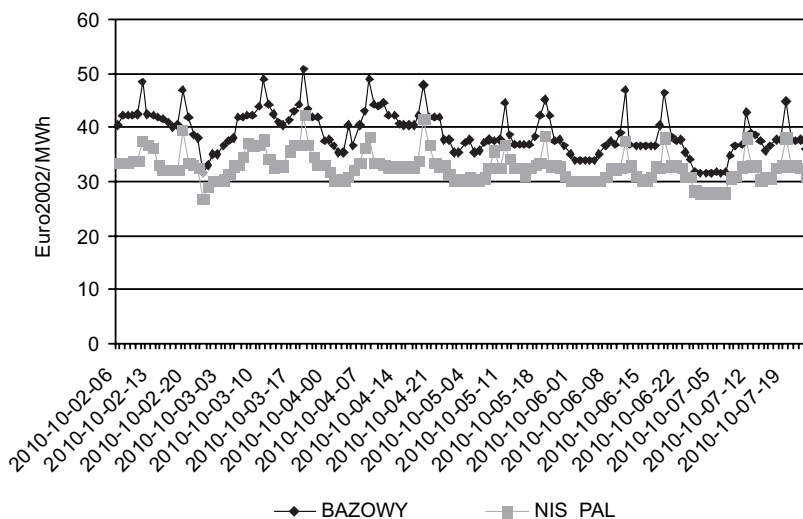
- ✧ wysokie ceny paliw: WYS\_PAL,
- ✧ niskie ceny paliw: NIS\_PAL.

Porównanie cen energii na rynku dnia następnego w regionie DE\_NE wskazuje, że model poprawnie odpowiada na zmianę cen paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej. W scenariuszu, w którym założono niższy poziom kosztów paliw, cena energii jest niższa zarówno na rynku dnia następnego (rys. 3) jak i na rynku bieżącym (rys. 4).



Rys. 3. Cena energii na rynku dnia następnego, region DE\_NE, scenariusze: BAZOWY i NIS\_PAL, EUR2002/MW-h

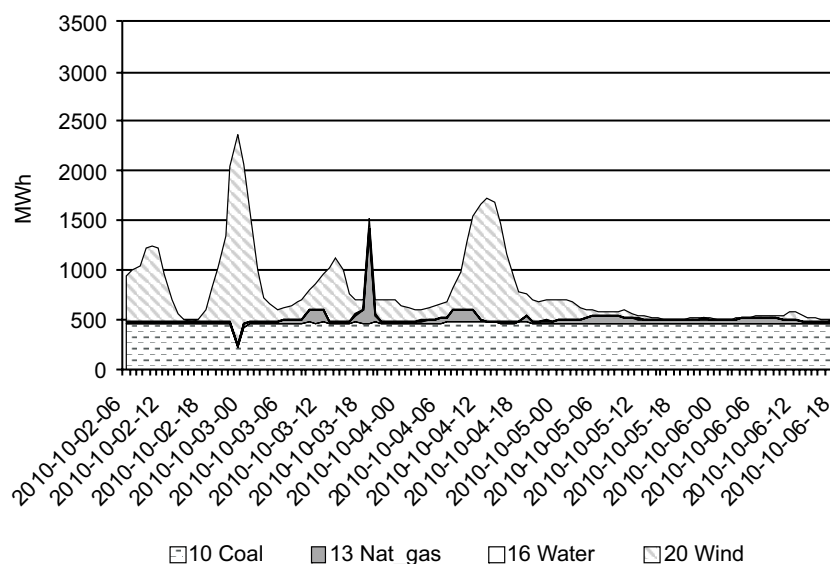
Fig. 3. Day-ahead electricity price, DE\_NE region, scenarios: BAZOWY, NIS\_PAL, EUR/2002/MWh



Rys. 4. Cena energii na rynku bieżącym, region DE\_NE, scenariusze: BAZOWY i NIS\_PAL, EUR2002/MW-h

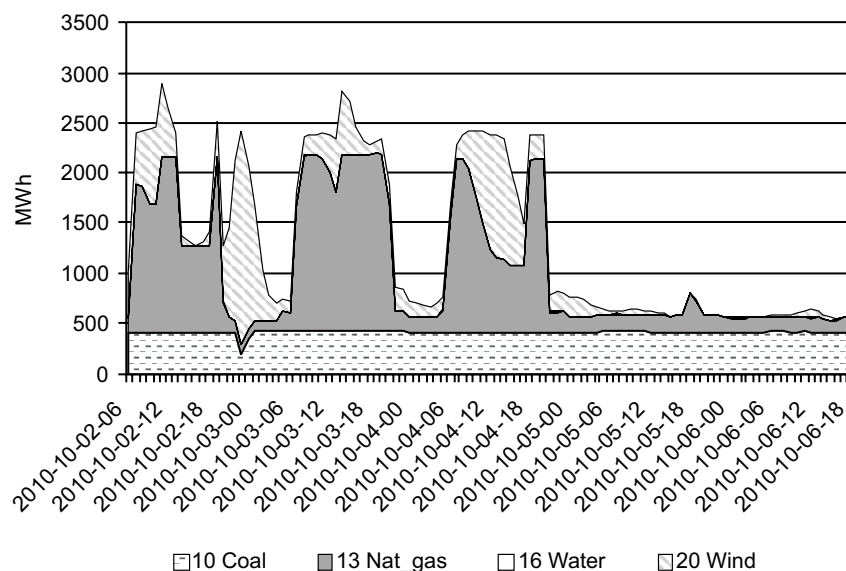
Fig. 4. Intraday electricity price, DE\_NE region, scenarios: BAZOWY, NIS\_PAL, EUR/2002/MWh

Porównanie struktury paliw do produkcji energii elektrycznej również wskazuje na poprawne działanie modelu. Wyższa cena paliw kopalnych skutkuje mniejszą produkcją energii elektrycznej bazującej na węglu (*coal*) i gazie ziemnym (*nat\_gas*) (rys. 5). Z kolei w przypadku scenariusza, w którym założono niskie ceny paliw (rys. 6) obserwowany jest



Rys. 5. Struktura paliw, region DE\_NE, scenariusz WYS\_PAL, MW-h

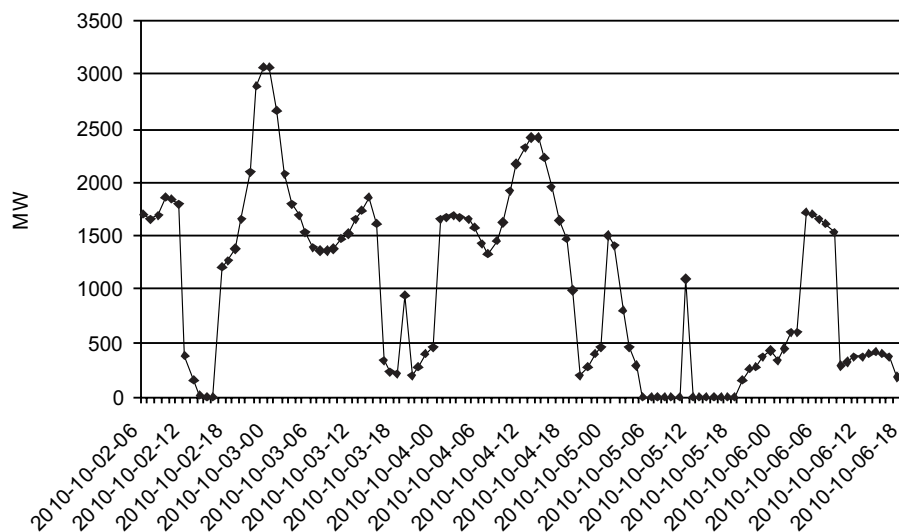
Fig. 5. The fuel-mix, DE\_NE region, scenario: WYS\_PAL, MWh



Rys. 6. Struktura paliw, region DE\_NE, scenariusz NIS\_PAL, MW-h

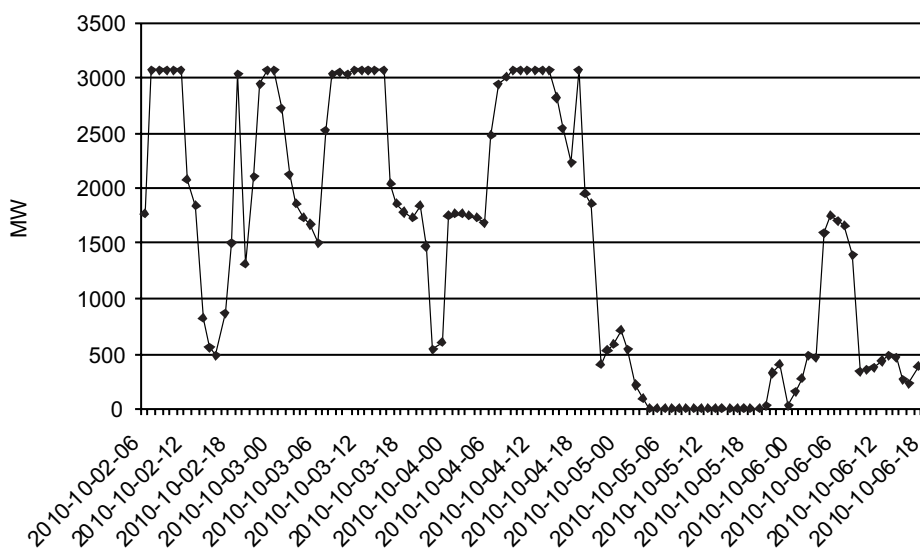
Fig. 6. The fuel-mix, DE\_NE region, scenario: NIS\_PAL, MWh

interesujący, choć spodziewany efekt. W regionie DE\_NE produkowana jest znacznie większa ilość energii, głównie z wykorzystaniem mocy opartych na gazie ziemnym. Nadwyżka energii jest przesyłana do regionu DE\_CS, co zaobserwować można na wykresach obciążenia linii przesyłowej (rys. 7, 8).



Rys. 7. Przesył energii z regionu DE\_NE do regionu DE\_CS, scenariusz WYS\_PAL, MW

Fig. 7. Electricity transmission from the DE\_NE to the DE\_CS region, scenario: WYS\_PAL, MW



Rys. 8. Przesył energii z regionu DE\_NE do regionu DE\_CS, scenariusz NIS\_PAL, MW

Fig. 8. Electricity transmission from the DE\_NE to the DE\_CS region, scenario: NIS\_PAL, MW



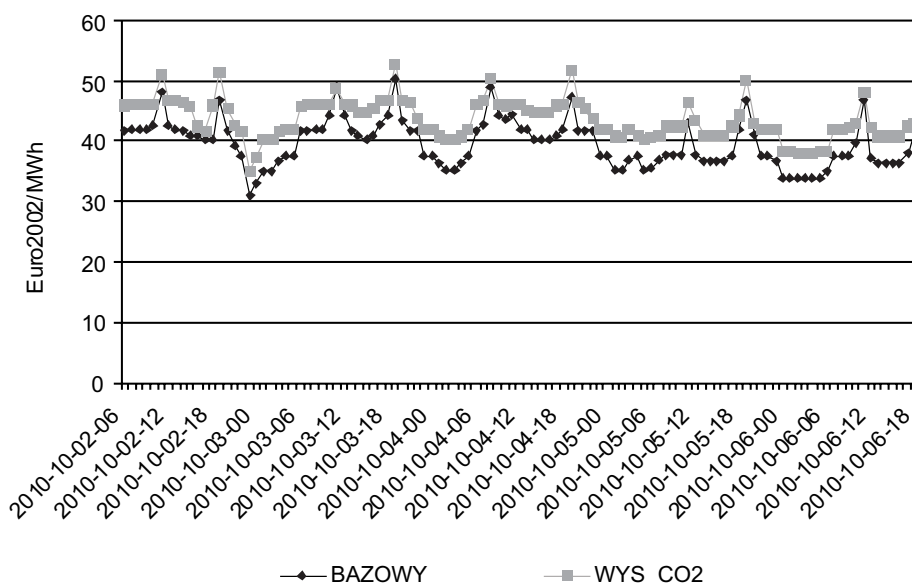
## 4. Ocena skutków zmian cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>

Koszty zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> są jednym z podstawowych składników kosztów produkcji energii elektrycznej. Ze względu na specyficzną strukturę paliw do produkcji energii elektrycznej w analizowanych państwach, ceny pozwoleń wpływają istotnie na ekonomikę produkcji energii elektrycznej opartej na kopalnych nośnikach energii pierwotnej. W przypadku wystarczających zdolności przesyłowych między regionami o różnych strukturach paliw obserwowane może być zmniejszenie produkcji w regionach, gdzie dominuje węgiel kamienny i brunatny oraz zwiększenie produkcji na bazie gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii. Oszacowanie ilościowe tego zjawiska przeprowadzone może być z wykorzystaniem modelu WILMAR.

W zakresie zmiany cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> analizowano trzy przypadki:

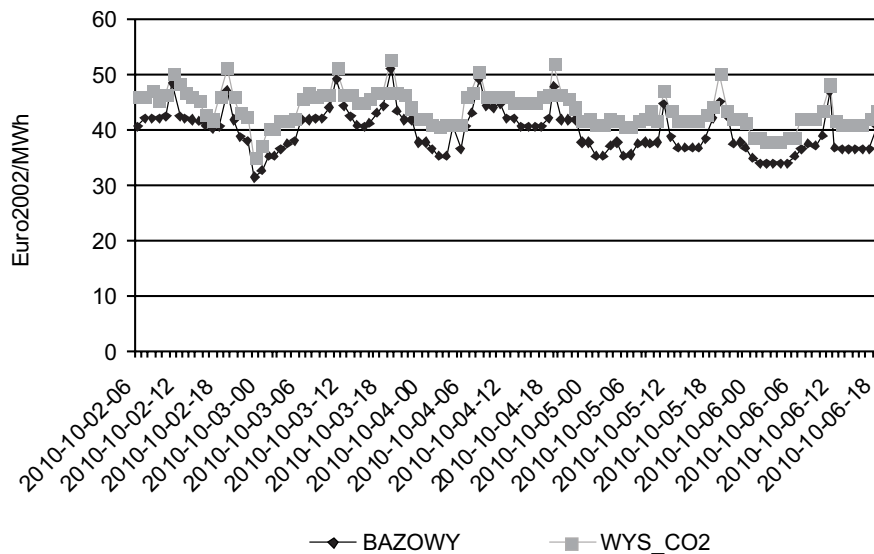
- ✧ wersja bazowa: BAZOWY – 15 EUR/tonę CO<sub>2</sub>,
- ✧ wysokie ceny pozwoleń: WYS\_CO2 – 20 EUR/tonę CO<sub>2</sub>,
- ✧ niskie ceny pozwoleń: NIS\_CO2 – 10 EUR/tonę CO<sub>2</sub>.

Zwiększenie ceny pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub> (scenariusz WYS\_CO2) skutkuje wzrostem kosztów produkcji energii, a w konsekwencji wzrostem cen zarówno na rynku dnia następnego (rys. 9) jak i na rynku bieżącym (rys. 10). Zmiany cen uzależnione są od godziny pracy systemu i sięgają nawet 5 EUR2002/MWh.



Rys. 9. Cena energii na rynku dnia następnego, region DE\_NE, scenariusze: BAZOWY i WYS\_CO2, EUR2002/MWh

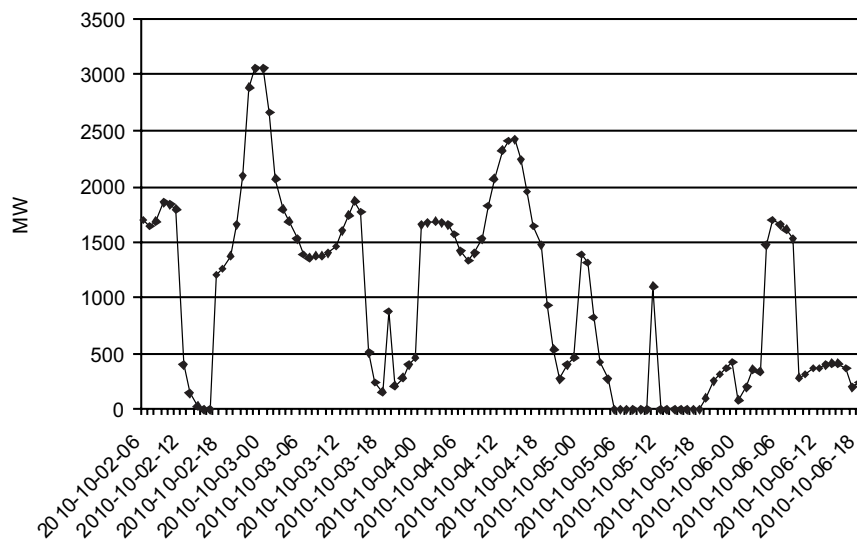
Fig. 9. Day-ahead electricity price, DE\_NE region, scenarios: BAZOWY, WYS\_CO2, EUR/2002/MWh



Rys. 10. Cena energii na rynku bieżącym, region DE\_NE, scenariusze: BAZOWY i WYS\_CO2, EUR2002/MW·h

Fig. 10. Intraday electricity price, DE\_NE region, scenarios: BAZOWY, WYS\_CO2, EUR/2002/MWh

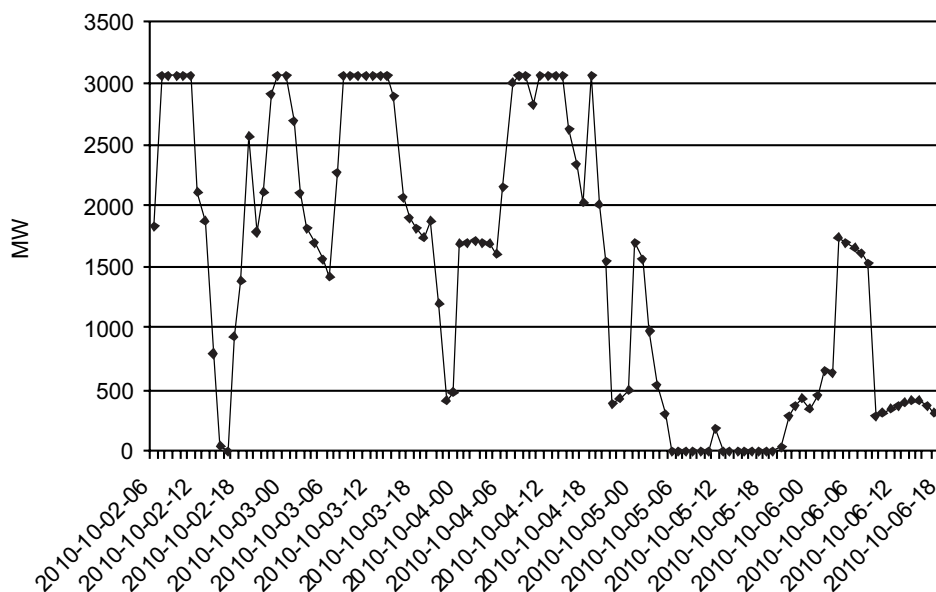
Zmiana ceny pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub> wpływa również na obciążenia linii przesyłowej łączącej regiony: DE\_NE i DE\_CS. W przypadku niskiej ceny pozwolenia na emisję (scenariusz NIS\_CO2) w regionie DE\_CS jest produkowane więcej energii, głównie w procesie spalania węgla (rys. 11). Założenie wyższej ceny pozwolenia na emisję CO<sub>2</sub>



Rys. 11. Przesył energii z regionu DE\_NE do regionu DE\_CS, scenariusz NIS\_CO2, MW

Fig. 11. Electricity transmission from the DE\_NE to the DE\_CS region, scenario: NIS\_CO2, MW

(scenariusz WYS\_CO2) skutkuje zmniejszeniem produkcji w regionie DE\_CS i wzrostem importu energii elektrycznej wyprodukowanej na bazie gazu ziemnego z regionu DE\_NE. Obciążenie linii w przypadku scenariusza WYS\_CO2 osiąga w niektórych godzinach maksymalne zdolności przesyłowe (rys. 12).



Rys. 12. Przesył energii z regionu DE\_NE do regionu DE\_CS, scenariusz WYS\_CO2, MW

Fig. 12. Electricity transmission from the DE\_NE to the DE\_CS region, scenario: WYS\_CO2, MW

Na podstawie przeprowadzonej analizy wyników obliczeń stwierdzić należy, że model poprawnie odpowiada na zadane wymuszenia w zakresie dodatkowych obciążeń kosztów produkcji energii kosztami opłat za emisję CO<sub>2</sub>. Wzrost ceny pozwolenia powoduje adekwatny wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w instalacjach opartych na kopalnych nośnikach energii, a w konsekwencji zmianę krzywej podaży. Skutkuje to wzrostem ceny energii elektrycznej zarówno na rynku dnia następnego jak i na rynku bieżącym.

## Podsumowanie

Ze względu na strukturę kosztów wytwarzania kluczowy wpływ na ceny energii elektrycznej (zwłaszcza w państwach, w których wykorzystywane są kopalne nośniki energii) mają koszty paliw pierwotnych oraz koszty zakupu pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Biorąc pod uwagę specyfikę polskiego sektora elektroenergetycznego, uzależnionego w 95% od węgla, nie należy oczekiwać aż tak drastycznych zmian struktury paliw (w krótkim okresie) jak

w przypadku analizowanego w niniejszym artykule rynku niemieckiego i duńskiego. Z drugiej jednak strony wzrost kosztów paliwowych czy cen pozwoleń na emisję skutkować będzie bezpośrednim wzrostem cen energii elektrycznej. Ilościowy szacunek wzrostu cen powinien być przeprowadzany z wykorzystaniem odpowiednich narzędzi – modeli systemu elektroenergetycznego. Do takiego celu wykorzystany może być model WILMAR, którego najistotniejsze cechy to:

1. Modelowanie pracy systemu w rozdzielczości godzinowej.
2. Podział państw na regiony połączone liniami przesyłowymi o określonych zdolnościach przesyłowych, stratach oraz kosztach przesyłu.
3. Agregacja jednostek produkcyjnych do typowych bloków, jednorodnych nie tylko pod względem zużywanego paliwa pierwotnego, ale również pod kątem podobieństwa parametrów ekonomiczno-technologicznych zastosowanej technologii wytwarzania.
4. Zastosowanie metody programowania stochastycznego (w celu wiarygodnego odzwierciedlenia zmienności produkcji energii wiatrowej uzależnionej od warunków meteorologicznych).
5. Modelowanie czterech rynków: dnia następnego dla fizycznych dostaw energii, bieżącego, dnia następnego dla automatycznie aktywowanej rezerwy mocy, bieżącego dla rezerwy minutowej.

Przeprowadzona w ramach niniejszej pracy analiza wskazuje, że model poprawnie odpowiada na zadane wymuszenia w zakresie zmian cen paliw pierwotnych oraz cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Jednak ponieważ model WILMAR opracowany został dla odzwierciedlenia funkcjonowania systemu elektroenergetycznego państw zachodnioeuropejskich, aby możliwe było zastosowanie go do analiz polskiego sektora, konieczne byłoby dostosowanie go do specyficznych warunków krajowych.

## Literatura

- BARTH R., SÖDER L., WEBER Ch., BRAND H., SWIDER D.J., 2006 – Methodology of the Scenario Tree Tool, WILMAR Deliverable 6.2 (d), Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2006.
- KIVILUOMA J., MEIBOM P., 2006 – Documentation of databases in the Wilmar Planning tool, Wilmar Deliverable D6.2 (f), Risø-R-1554(EN), Risoe National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2006.
- LARSEN H.V., 2006 – Wilmar Planning Tool User guide, Wilmar Deliverable D6.2 (a), Risø-R-1551(EN), Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2006.
- MEIBOM P., LARSEN H.V., BARTH R., BRAND H., WEBER Ch., VOLL O., 2006a – Wilmar Joint Market Model Documentation, Wilmar Deliverable D6.2 (b), Risø-R-1552(EN), Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2006a.
- MEIBOM P., BARTH R., KIVILUOMA J., HOLTINEN H., UHLEN K., SÖDER L., 2006b – Base Configuration and Case Studies, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2006b.
- Sytuacja Techniczno Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego, IV Kwartały 2008, ARE, Warszawa, marzec 2009.

Jacek KAMIŃSKI

## The impact of fuel costs and CO<sub>2</sub> emissions permit prices on the electricity prices: application of the WILMAR model

### Abstract

The paper presents an analysis of the impact of fuel costs and CO<sub>2</sub> emissions permit prices on electricity prices. An optimisation model (WILMAR) was employed for the quantitative analysis. The model was run under five different scenarios. In these scenarios the fuel prices and the CO<sub>2</sub> emissions permit prices were changed. An increase in the CO<sub>2</sub> emissions permit prices (similarly to the increase in the fuel prices) not only increased the electricity prices, but also influenced significantly the transmission of electricity between selected regions. This is mostly caused by increased electricity production in gas power plants and export of this electricity to the coal-based regions. Furthermore, this analysis indicates that the WILMAR model adequately responds to the change in the values of selected parameters, therefore may be recommended for further analyses concerning the power sector.

KEY WORDS: optimisation model, fuel costs, CO<sub>2</sub> emissions permit prices, electricity prices

