

MARIA DĄBROWA, RENATA ŻABA-NIERODA\*

## Wpływ wymogów ochrony środowiska na zmiany ceny energii elektrycznej w Polsce

---

Słowa kluczowe: standardy ekologiczne, ochrona środowiska, energia, ceny energii elektrycznej

---

**Streszczenie:** Dostosowanie się polskich elektrowni do rygorystycznych wymogów ochrony środowiska powoduje konieczność ponoszenia znacznych nakładów. W sposób szczególnie zastrzone normy środowiskowe dotyczą dużych źródeł spalania paliw. Ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju niezbędne są modernizacje i budowa nowych mocy wytwórczych w elektroenergetyce. Sytuacja ta powoduje wzrost nakładów inwestycyjnych i kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W sposób szczególnie będzie to miało odzwierciedlenie w spadku udziału w rynku, wzroście kosztów wytwarzania energii i wzroście cen energii elektrycznej.

### 1. Wstęp

Rozwijana w ostatnich latach ekonomia środowiska i zasobów naturalnych jest dziedziną teorii ekonomii, która bada warunki optymalności zasobów przyrodniczych, wykorzystywanych w procesach gospodarczych i procesach konsumpcji. Dziedzina ta w sposób szczególnie oddziałuje na sektor elektroenergetyki, która znacząco wpływa na zanieczyszczenie środowiska naturalnego. Niekorzystne oddziaływanie elektroenergetyki przejawia się w zużywaniu energetycznych surowców kopalnych i zanieczyszczaniu gazami, pyłami i innymi odpadami, które powstają w procesie spalania.

---

\* Dr Maria Dąbrowa jest zatrudniona na stanowisku adiunkta w Samodzielnym Zakładzie Informatyki i Metod Ilościowych Małopolskiej Wyższej Szkoły Ekonomicznej w Tarnowie; dr Renata Żaba-Nieroda jest adiunktem w Katedrze Zarządzania Małopolskiej Wyższej Szkoły Ekonomicznej w Tarnowie.

Ochrona środowiska jest obszarem, w którym powstaje konflikt pomiędzy potrzebami i oczekiwaniami społecznymi. Przejawia się on z jednej strony w dążeniach sektora elektroenergetyki do rozwoju oraz zwiększania zysków, a z drugiej strony koniecznością ochrony zasobów przyrody.

## 2. Zasady ustalania cen energii

W literaturze przedmiotu rozróżnia się dwa główne typy cen: oparte na kosztach produkowanych wyrobów i ceny rynkowe, które wyznacza rynek, a przedsiębiorstwo musi je zaakceptować. Można przyjąć, że rachunek zysków i strat oraz kalkulacja kosztów to informacja wykorzystywana w zarządzaniu przedsiębiorstwem, a relacje między cenami i kosztami mogą być traktowane jako wyznacznik sytuacji finansowej przedsiębiorstwa.

W polskich elektrowniach na ceny energii powinny mieć wpływ także nakłady konieczne, poniesione na dostosowanie się do standardów ekologicznych. Cena rynkowa, którą uzyskuje elektrownia, powinna pokrywać koszty produkcji, koszty środowiskowe i koszty administracji, a ponadto przynosić określoną marżę jednostkową, umożliwiającą pomnożenie kapitału zainwestowanego w przedsięwzięcie. Pomimo coraz większej roli, jaką odgrywają czynniki pozacenowe, cena pozostaje podstawowym elementem marketingu mix. Jest jedynym z czterech jego składników generującym przychody. Pozostałe (produkt, dystrybucja i promocja) zwiększają koszty. Proces ustalania przez elektrownie polityki cenowej składa się z sześciu etapów (Michalski, 2005, s. 63.):

1. ustalenia celu,
2. oceny krzywej popytu energii, prognozowaną wielkość sprzedaży przy każdej z branych pod uwagę cen energii,
3. ceny i wysokości kosztów przy różnej wielkości produkcji energii,
4. analizy kosztów produkcji energii, ceny energii i oferty innych elektrowni,
5. wyboru metody ustalania ceny,
6. wyznaczenia ceny końcowej jednostki energii.

Na wielu rynkach występuje sytuacja dominacji jednego lub dwóch przedsiębiorstw, (wyraźnej przewagi nad udziałem pozostałych przedsiębiorstw). Nie można jednak wysoko oceniać pozycji przedsiębiorstwa w przypadku jego wysokiego udziału w rynku (a nawet pozycji lidera), a jednocześnie ujemnej rentowności (w długim okresie). Wówczas wysoki udział w rynku jest skutecznie podtrzymywany przez dumping. Ujemna, a także niska rentowność przedsiębiorstwa świadczy o niedostosowaniu jego zasobów, niskim dostosowaniu do konkurencji w danym sektorze.

Przy zbliżonym poziomie rentowności (pozytywnej), co występuje najczęściej, najlepszą ocenę pozycji konkurencyjnej poszczególnych przedsiębiorstw w sektorze uzyskuje się na podstawie wskaźnika udziału firmy w rynku. Wskaźnik ten powinien być określony w dłuższym okresie. Ważna jest tendencja tego wskaźnika, co pozwala ocenić ewentualny wzrost, stabilność lub spadek. Przy istotnych różnicach w rentowności należy skorygować ocenę pozycji na podstawie wskaźnika udziału w rynku. Znacząco wyższa rentowność dużego przedsiębiorstwa, w długim okresie, mimo wyraźnie niższego udziału w rynku, może oznaczać silniejszą i bardziej stabilną pozycję konkurencyjną. W takiej sytuacji elektrownia nie ma możliwości obniżki ani wzrostu swojego udziału w rynku.

Ceny energii elektrycznej – najbardziej wrażliwego społecznie i gospodarczo nośnika energii – pozostawały przez wiele lat cenami urzędowymi, których wzrost był ustalany corocznie przez Ministra Finansów, w zależności głównie od stopy inflacji. Stopniowo, od 1999 r. rozpoczął się okres bardziej zaawansowanego urynkwienia energetyki. Istotnymi w tym zakresie są zasady cenotwórstwa: nastąpiło tu odejście od cen administrowanych na rzecz regulowanych, jako stadium pośredniego do wolnorynkowych, które nominalnie obowiązują tylko w wytwarzaniu energii elektrycznej. Nowe zasady cenotwórstwa polegają na powiązaniu cen energii elektrycznej i cen usług jej dostawy z rzeczywistie poniesionymi przez przedsiębiorstwo energetyczne kosztami. Ceny i warunki ich stosowania muszą być ujęte w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, która podlega – zgodnie z zasadami regulacji – zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Ustawowym kryterium regulacji cen było pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych (w zakresie: wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji lub obrotu paliwami i energią), kosztów modernizacji, rozwoju i ochrony środowiska oraz ochrona interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.

### 3. Zużycie energii elektrycznej w Polsce

Mnogość założeń makroekonomicznych, technologicznych i środowiskowych oraz różnorodność narzędzi analitycznych wykorzystywanych do prognozowania popytu na energię elektryczną i ciepło powoduje, że wyniki prezentowanych badań w istotny sposób różnią się od siebie. W tablicy 1 zaprezentowano dwie najbardziej aktualne, zamieszczone w oficjalnych dokumentach rządowych, prognozy zużycia energii elektrycznej. Pierwsza z nich pochodzi z opracowania *Długoterminowa prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię* (2004), stanowiącego uzupełnienie *Polityki energetycznej Polski do 2025 roku* (*Polityka...*, 2005). Druga prognoza opublikowana została w dokumencie pt. *Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008–2012* (2006).

Tablica 1

Historyczne i progностyczne zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto w latach 2005–2020 (w TWh)

Wariant/źródło	Historycznie			Prognoza				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Długoterminowa prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię								
– Traktatowy	145,8					168,3	191,7	225,6
– Podstawowy Węglowy	145,8					168,3	191,5	225,1
– Podstawowy Gazowy	145,8					168,3	191,0	223,1
– Efektywności	144,7					165,2	184,1	211,9
KPRU (2006)	145,9	152,2	158,2	164,8	172,6	181,4	225,4	269,4

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Długoterminowa prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię, 2000, 2004, ARE S.A.*, Warszawa; *Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku*, Ministerstwo Gospodarki 2000.

Długookresowe zmiany zapotrzebowania na energię są uzależnione od dynamiki wzrostu gospodarczego oraz od kształtowania się energochłonności PKB, odzwierciedlającego zmiany w strukturze gospodarki oraz w efektywności wykorzystania energii i poszczególnych jej nośników (*Polityka energetyczna Polski do 2030 roku...*). Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* została wykonana w wariantcie podstawowym, tj. przy założeniu kontynuacji reformy rynkowej. W prognozie uwzględniono w szczególności stan regulacji na koniec lipca 2007 roku w zakresie rozwiązań wdrożonych w przepisach prawa m.in. w zakresie promocji OZE, kogeneracji, ograniczeń emisji zanieczyszczeń itp. Potencjał wytwarzania energii w kogeneracji oszacowano na podstawie prognozy wzrostu zapotrzebowania na ciepło sieciowe, wskaźniki efektywności energetycznej oszacowano przy założeniu kontynuacji reformy rynkowej, a dostępność nośników energii pierwotnej – na podstawie dostępnych publikacji, w okresie prognozy przyjęto zerowe saldo wymiany energii elektrycznej, przyjęto, że od 2020 roku pojawi się możliwość wykorzystania energetyki jądrowej. Założono wypełnienie wymogów dyrektywy 2001/80/WE, założono, że od 2008 roku bloki mające instalacje odsiarczania spalin będą miały pierwszeństwo w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną. W całym okresie progностycznym przyjęto ceny uprawnień do emisji na stałym poziomie 25 euro/tonę. W oparciu o wymogi ekologiczne oraz uwzględniając starzenie się

majątku opracowano prognozę rozwoju zdeterminowanych mocy wytwórczych, które wyłączone z procesu optymalizacji (*Polityka energetyczna Polski do 2030 roku...*). Tablica 2 ilustruje prognozę zapotrzebowania na energię finalną do 2030 roku. Prognozowany wzrost zużycia energii finalnej w horyzoncie prognozy wynosi ok. 44%, przy czym wzrost ten waha się od 1% w rolnictwie do 121% w sektorze usług. Przewiduje się wzrost zużycia energii elektrycznej o 109%, odnawialnych źródeł energii o 49%, gazu o 33%, ciepła sieciowego o 41% i produktów naftowych o 42%.

Tablica 2

Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na nośniki w Polsce w latach 2005–2030 [Mtoe]

Nośnik	Historycznie	Prognoza				
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel	11,65	11,54	11,03	10,95	11,81	12,41
Produkty naftowe	20,52	24,30	25,75	26,97	27,94	29,10
Gaz	9,97	10,84	11,24	11,65	12,74	13,35
Energia odnawialna*	3,76	4,43	4,83	5,30	5,54	5,60
Pozostałe paliwa	0,43	0,55	0,64	0,71	0,86	1,04
Energia elektryczna	8,53	9,92	11,21	12,80	15,41	17,85
Ciepło sieciowe	7,06	7,51	7,93	8,43	9,24	9,87
RAZEM	61,92	69,09	72,64	76,81	83,54	89,21

\* Energia odnawialna w zużyciu bezpośrednim (po wyłączeniu zużycia na produkcje energii elektrycznej i ciepła sieciowego).

Źródło: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku – projekt*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2007.

#### 4. Dotychczasowe i prognozowane ceny energii elektrycznej

Średnia cena energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórców w 2006 roku wyniosła 138,46 zł/MWh i była o 0,5% wyższa niż w 2005 roku. W segmencie kontraktów długoterminowych zanotowano spadek o 7,1% w porównaniu do 2005 roku. Średnia cena w tym segmencie wynosiła 170,69 zł/MWh. Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej elektrowni zawodowych przedstawiono w tablicy 3. W części rynku podlegającej mechanizmom konkurencji średnie ceny energii elektrycznej kształtowały się na poziomie 119,20 zł/MWh, wzrosły

o 2,4% w stosunku do cen z 2005 roku. Spadek cen zanotowano w sprzedaży jedynie na rynku bilansującym o 1,8% w stosunku do 2005 roku przy średniej cenie 133,24 zł/MWh. W segmencie sprzedaży dla przedsiębiorstw obrotu zaobserwowano wzrost o 4,9%, zaś średnia cena wynosiła 116,65 zł/MWh. Na Towarowej Giełdzie Energii SA cena energii wzrosła o 16,4% w stosunku do 2005 roku. Jednak ze względu na 0,2-procentowy udział w handlu energią w 2006 roku, podobnie jak w latach poprzednich, TGE ma marginalne znaczenie w tym zakresie.

Tablica 3

Średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej w latach 2002–2006 (zł/MWh)

Segment	Średnia cena energii elektrycznej					Zmiana [%]
	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005
Ogółem	144,34	143,83	139,08	137,78	138,46	0,5
W kontraktach długoterminowych	154,88	166,68	160,29	183,64	170,69	-7,1
Poza kontraktami długoterminowymi	120,55	123,84	118,69	116,44	119,20	2,4
w tym:						
– sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	114,62	120,10	118,48	116,97	118,76	1,5
– sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	110,71	118,48	112,57	111,23	116,65	4,9
– sprzedaż energii na giełdzie	131,64	114,80	113,42	117,38	136,60	16,4
– sprzedaż energii na Rynku Bilansującym	153,17	153,67	133,68	135,62	133,24	-1,8

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE „Biuletyn URE” 2007, nr 3.

Średnia hurtowa cena energii elektrycznej w Polsce kształtuje się od kilku lat na poziomie około 140 zł/MWh. Jednak ceny na niewielkim, obejmującym około 30% produkcji, konkurencyjnym rynku energii kształtują się poniżej 120 zł/MWh. Opłaty przesyłowe i dystrybucyjne kształtują się na poziomie 160–220 zł/MWh dla odbiorców indywidualnych oraz dla małych i średnich odbiorców przemysłowych. Całkowity koszt energii dla takich odbiorców wynosi 300–360 zł/MWh. Ceny te są niższe w porównaniu do cen w Unii Europejskiej, jednak biorąc pod uwagę siłę nabywczą konsumentów w Polsce wydatki na energię przekraczają udział w budżetach, jaki występuje w zamożniejszych krajach UE.

## 5. Obiekt badań

Przeprowadzono badania ankietowe w elektrowniach zawodowych i wywiady bezpośrednie w wybranych elektrowniach. Badanie zostało przeprowadzone dwuetapowo. Pierwszy etap badań przeprowadzony został w 2005 roku, etap drugi przypadł na 2007 rok. Próba przyjęta do badań była próbą celową, co oznacza, że badaniem objęto wszystkie elektrownie zawodowe w Polsce. Z braku wystarczających danych nie analizowano wszystkich czynników wpływających na prognozowane ceny energii elektrycznej. Kompleksowa analiza tych czynników wykracza poza zakres opracowania. Podkreślenia wymaga konieczność rozróżnienia pomiędzy nakładami inwestycyjnymi niezbędnymi do dostosowania się do standardów ekologicznych a kosztami wdrożenia tych standardów (Berbeka, 2003). Zmiany cen energii są nie tylko pochodną nakładów inwestycyjnych, ale także kosztów eksploatacyjnych wybudowanych/unowocześnionych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Analiza oparta jest na badaniu skutków zmiany cen na energię elektryczną, wynikających z wprowadzenia w Polsce regulacji zgodnych ze standardami w dziedzinie ochrony środowiska. Obliczenia zmian cen wykonano w miarę możliwości w %. Zmiany obliczane w zł narażone są na szybszą dezaktualizację. Ponadto wyniki obliczeń w jednostkach finansowych są wrażliwe na zmiany wartości pieniądza w czasie. Ze względu na fakt, że pełne dostosowanie do standardów ekologicznych odbędzie się w relatywnie odległych terminach, obliczenia wykonywane w złotych muszą opierać się na dużej ilości subiektywnych założeń. Prognoza nie spełnienia wszystkich wymagań dyrektywy 2001/80/WE dotyczącej 2020 roku (Berbeka, 2003). Przyjęcie tak długiego horyzontu czasowego obniża rzetelność analizy w związku z bardzo dużą ilością czynników warunkujących możliwość wiarygodnych prognoz długoterminowych, dotyczących zmian cen energii elektrycznej.

## 6. Prognozowane ceny energii

W celu ustalenia istotnego związku pomiędzy nakładami i kosztami a ceną energii przyjęta zostanie następująca hipoteza zerowa:  $H_0: \rho = 0$  (brak związku pomiędzy cechami, zmienne są nieskorelowane), wówczas hipoteza alternatywna:  $H_1: \rho \neq 0$  (zmienne są skorelowane). Dla weryfikacji hipotezy zerowej zbudowana zostanie macierz statystyk testu  $H_0: \rho = 0$  oraz macierz wartości bezwzględnych statystyki testu. Dla weryfikacji hipotezy zerowej o niezależności zmiennych zostanie założony poziom istotności: 5%. Przy tym założeniu siła związku między zmiennymi jest tym większa, im mniejsza jest istotność. Dla wyróżnionych par zmiennych, przy założonym poziomie istotności wnioskowania, hipotezę o niezależności należy odrzucić. Dla wybranych zmiennych, którymi będą w przeliczeniu na jednostkę wytworzonej energii:

- $Y$  – średnia cena,
  - $X_1$  – amortyzacja urządzeń ochronnych,
  - $X_2$  – średnie nakłady inwestycyjne na jednostkę wyprodukowanej energii,
  - $X_3$  – koszt pozostałych materiałów do produkcji energii,
  - $X_4$  – koszty eksploatacji urządzeń ochrony powietrza,
  - $X_5$  – koszty prac pomiarowych,
  - $X_6$  – opłaty za emisję zanieczyszczeń do atmosfery ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}_2$  i pyłów),
  - $X_7$  – koszty finansowe – odsetki od kredytów i pożyczek ekologicznych,
- dokonana zostanie estymacja kilku modeli regresji liniowej, w których zmienną objaśnianą będzie cena energii ( $Y$ ), a zmiennymi objaśniającymi różne zestawy zmiennych  $X_1, \dots, X_7$ . Dla każdego modelu, metodą najmniejszych kwadratów obliczono wartość parametrów liniowego modelu regresji, oraz wyznaczone:
- błędy oszacowań parametrów,
  - wartości statystyk t-Studenta (weryfikacja hipotezy o nieistotności parametru),
  - poziom istotności dla każdej ze statystyk (im mniejsza wartość, tym istotniejszy wpływ danej zmiennej na zmienną objaśnianą),
  - wartość współczynnika korelacji wielorakiej  $R^2$  (im większa wartość, tym większy łączny wpływ zmiennych objaśniających na zmienną objaśnianą),
  - wartość statystyki F Fishera-Snedecora i odpowiadający jej poziom istotności (weryfikacja hipotezy o braku zależności pomiędzy zmienną objaśnianą a zmiennymi objaśniającymi łącznie, im niższa wartość, tym mocniejsze podstawy do odrzucenia takiej hipotezy zerowej),
  - podano formułę doliczenia wartości prognozy na podstawie modelu, przy założonych wartościach zmiennych objaśniających.

Dla każdej z elektrowni oddzielnie dokona się estymacji dwóch modeli regresji:

- model A: cena zależy od  $X_1$  (amortyzacja urządzeń ochronnych),  $X_4$  (koszty eksploatacji urządzeń ochrony powietrza),  $X_6$  (opłaty za emisję zanieczyszczeń do atmosfery),  $X_7$  (koszty finansowe),
- model B: cena zależy od  $X_1$ ,  $X_4$ ,  $X_6$ .

Dla ukazania powiązań pomiędzy nakładami i kosztami związanymi z wdrażaniem standardów ekologicznych, czyli wpływu wydatków finansowych na ceny i koszty jednostkowe wytwarzanej energii zostanie wykorzystana metoda korelacji tych zmiennych pokazująca, w jakim stopniu ponoszone przez elektrownię nakłady i koszty, związane z wdrażaniem standardów ekologicznych, będą miały wpływ na ceny energii.

Biorąc pod uwagę obecny poziom realizacji inwestycji zmierzających do spełnienia standardów można przyjąć na podstawie przeprowadzonych badań, że w chwili obecnej składowa kosztów związana ze stosowaniem technologii



ochronnych przeciętnie wynosi 0,836 zł/kWh. Ustalenie skali wzrostu cen energii elektrycznej, w wyniku dostosowania się do standardów, sprowadza się do konieczności oszacowania wzrostu ceny, wynikającego ze wzrostu kosztów wytwarzania.

W przypadku przeprowadzonych badań wystąpił problem wyznaczenia prognozowanych wartości cech  $X_1 - X_7$ , który jest trudny ze względu na niewielką liczbę danych wartości. Są to dane kompletne, zawierające wartości wszystkich omawianych zmiennych. Jedynie dla jednej ze zmiennych kosztu wytwarzania energii można dysponować prognozami eksperckimi. Wyznaczenie trendu zmian na podstawie tego materiału badawczego byłoby bezcelowe. Mając na uwadze posiadaną wiedzę dotyczącą średnich cen energii we wszystkich czterech elektrowniach, jakie kształtowały się w ciągu 10 lat, na przestrzeni lat 1996–2005, wykonano obliczenia. Średnie ceny w poszczególnych elektrowniach zawiera tablica 4.

Tablica 4

Zestawienie średnich cen energii w poszczególnych elektrowniach wraz z prognozami na lata 2006–2010

$n$	Lata	Cena średnia	1	2	3	4
1	1996	80,20	74,00	119,48	80,62	74,90
2	1997	104,18	74,00	139,47	98,00	89,90
3	1998	111,63	74,00	163,13	101,90	103,73
4	1999	118,08	154,00	173,13	120,00	108,83
5	2000	126,01	166,00	194,88	131,50	114,22
6	2001	137,71	164,00	233,00	158,00	109,00
7	2002	137,71	175,00	214,00	234,00	112,00
8	2003	145,09	194,00	200,13	132,00	121,19
9	2004	139,23	180,00	200,00	177,00	121,98
10	2005	137,74	180,00	203,23	179,00	122,11
11	2006	147,90	197,37	222,05	185,08	125,65
12	prognoza 2007	150,27	202,65	225,78	189,38	127,41
13	prognoza 2008	152,44	207,51	229,20	193,34	129,02
14	prognoza 2009	154,46	212,00	232,38	197,00	130,51
15	prognoza 2010	156,34	216,19	235,33	200,41	131,90

Źródło: opracowanie własne.

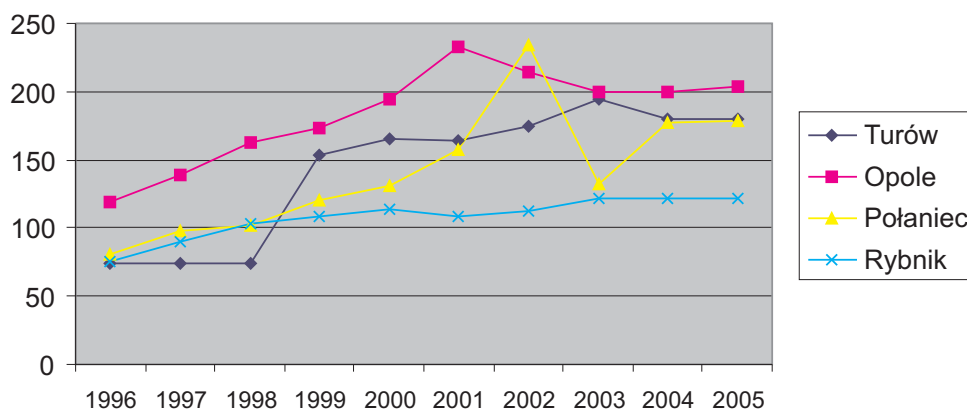
Dla każdej z elektrowni: 1, 2, 3, 4 (przypisano badanym elektrowniom kolejne liczby z powodu konieczności nieujawniania danych) dokonano oddzielnie estymacji dwóch modeli regresji:

**Model A:** cena zależy od  $X_1$  (amortyzacja urządzeń ochronnych),  $X_4$  (koszty eksploatacji urządzeń ochrony powietrza),  $X_6$  (opłaty za emisję zanieczyszczeń do atmosfery),  $X_7$  (koszty finansowe),

**Model B:** cena zależy od  $X_1$ ,  $X_4$ ,  $X_6$ .

W każdym z zestawień brakujące dane dla zmiennych objaśniających interpolowano liniowo. Wartości  $Y$  są wartościami empirycznymi, natomiast wartości  $Y_A$  i  $Y_B$  są wartościami uzyskanymi z obliczeń za pomocą otrzymanych modeli regresji (odpowiednio dla Modelu A i Modelu B).

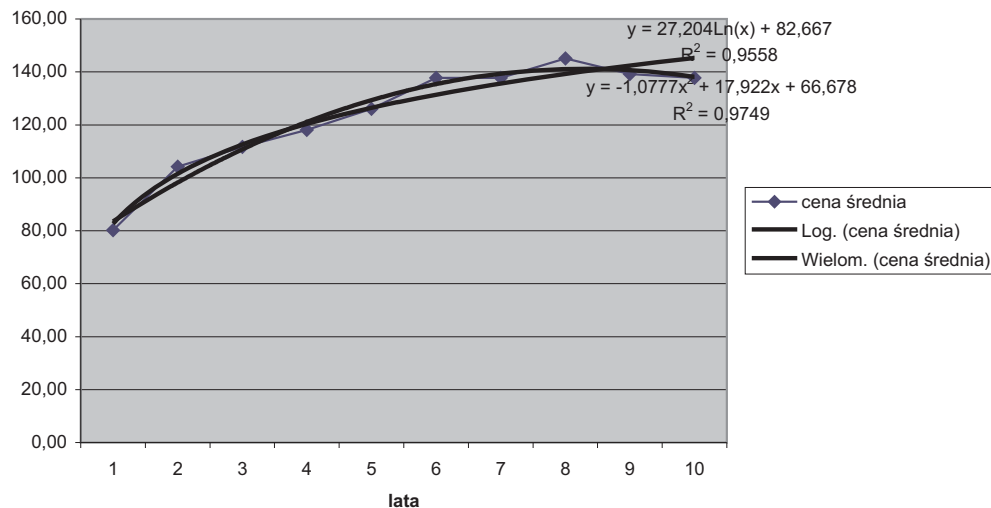
Można stwierdzić, iż dla celów prognostycznych możliwe byłoby wykorzystanie jedynie Modelu B dla elektrowni 1 i 4. Na podstawie tablicy 4 z wykorzystaniem wierszy 1–10 (gdzie zamieszczone są dane empiryczne dotyczące cen poszczególnych elektrowni) sporządzony został wykres, przedstawiający kształtowanie się cen energii wszystkich badanych elektrowni. Na rysunku przedstawiono ceny energii w wybranych elektrowniach w latach 1996–2005.



Rys. 1. Ceny energii w wybranych elektrowniach w latach 1996–2005

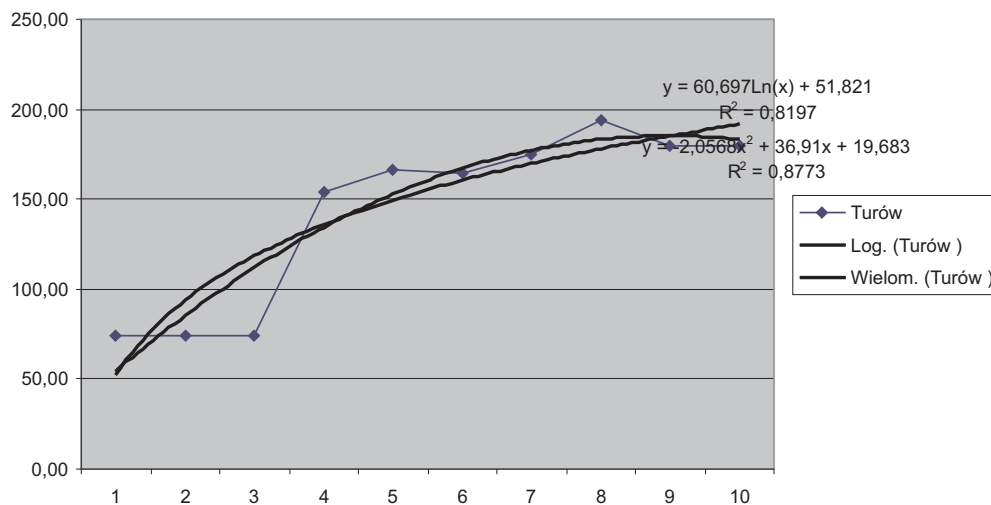
Dla cen energii wspomnianych elektrowni i dla ceny średniej, kształtujących się w latach 1996–2005 dopasowano modele trendu; wyniki przedstawione są na wykresach (rysunki 2–6). Na każdym z wykresów znajduje się wykres liniowy dotyczący danych empirycznych oraz dwa wykresy funkcji trendu najlepiej dopasowane do niego.

W każdym przypadku modelami trendu najlepiej dopasowanymi do danego modelu liniowego były modele logarytmiczny i wielomianowy. Na każdym z wykresów podany został wzór funkcji trendu oraz współczynnik determinacji  $R^2$ , określający miarę dopasowania modelu. Do prognozowania ceny energii wybrane zostały modele logarytmiczne, mimo iż w większości przypadków (z wyjątkiem



Rys. 2. Kształtowanie się średniej cen energii we wszystkich elektrowniach w okresie prognozy do 2010 roku

Źródło: opracowanie własne.

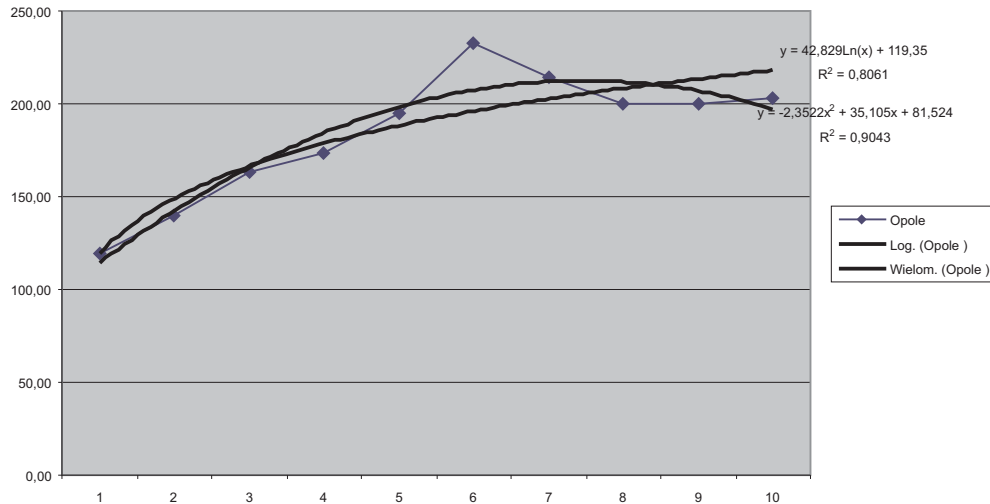


Rys. 3. Kształtowanie się cen energii w elektrowni Turów w okresie prognozy do 2010 roku

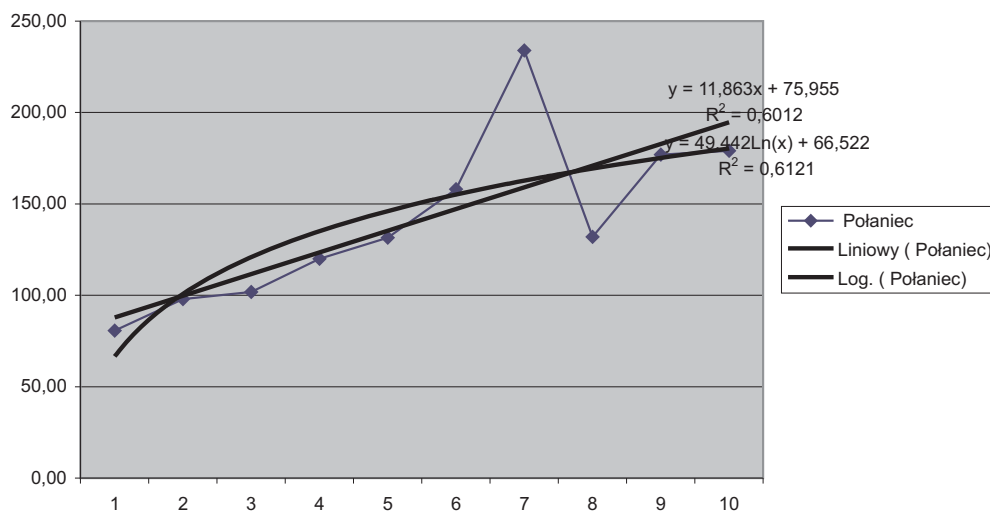
Źródło: opracowanie własne.

elektrowni Rybnik) nieco lepsze dopasowanie miały modele wielomianowe. Jako uzasadnienie takiego wyboru można podać dwa fakty:

– dopasowane funkcje wielomianowe były we wszystkich przypadkach funkcjami kwadratowymi o współczynniku przy  $x^2$  ujemnym – zatem po przekroczeniu wartości maksymalnej, funkcje te będą funkcjami malejącymi; ceny mu-



Rys. 4. Kształtowanie się cen energii w elektrowni Opolu w okresie prognozy do 2010 roku



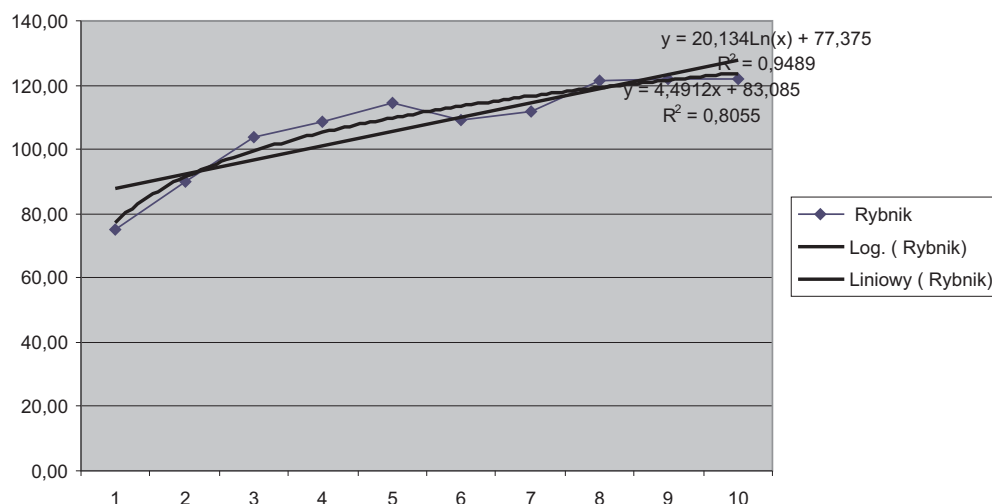
Rys. 5. Kształtowanie się cen energii w elektrowni Połaniec w okresie prognozy do 2010 roku

Źródło: opracowanie własne.

siałyby wobec tego w dalszej perspektywie wyłącznie maleć, co jest założeniem sprzecznym ze zdrowym rozsądkiem (choćby ze względu na inflację),

– różnice dotyczące miary dopasowania modeli były nieznaczne i nie mają istotnego znaczenia w wyborze modelu.

W związku z założeniami do prognozowania cen zarówno w poszczególnych elektrowniach, jak i ceny średniej, zamieszczonych w tabeli 1 w wierszach 11–15 wykorzystane zostały następujące funkcje trendu dla ceny energii:



Rys. 6. Kształtowanie się cen energii w elektrowni Rybnik w okresie prognozy do 2010 roku

Źródło: opracowanie własne.

Średnia cena:  $y = 27,204 \ln(x) + 82,667$   
 Turów:  $y = 60,697 \ln(x) + 51,821$   
 Opole:  $y = 42,829 \ln(x) + 119,35$   
 Połaniec:  $y = 49,442 \ln(x) + 66,522$   
 Rybnik:  $y = 20,134 \ln(x) + 77,375$

Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, że wymogi środowiskowe i ich zasady funkcjonowania w elektroenergetyce mają i będą miały w przyszłości poważny negatywny wpływ na konkurencyjność elektrowni. W sposób szczególny będzie to miało odzwierciedlenie w spadku udziału w rynku, wzroście kosztów wytwarzania energii i wzroście cen energii elektrycznej.

## 7. Zakończenie

Cena energii elektrycznej w Polsce systematycznie wzrasta. Sytuacja ta spowodowana jest między innymi takimi czynnikami, jak:

- mniejszymi niż oczekiwano w sektorze energetycznym przydziałami uprawnień do emisji dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) na lata 2008–2012; w sytuacji konieczności dokupienia dodatkowych praw do emisji ceny hurtowe energii w 2008 roku mogą więc wzrosnąć jeszcze o 10–18% zależnie od cen uprawnień za 1 tonę CO<sub>2</sub>,
- zdecydowanym wzrostem cen nośników wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej, ceny węgla wzrosły blisko o 20%,
- wzrostem ceny transportu węgla,
- rosnącymi kosztami wynagrodzeń w górnictwie i energetyce,

- niewielkimi rezerwami mocy w systemie elektroenergetycznym (występuje rynek producenta, popyt przewyższa podaż, zaczyna brakować mocy produkcyjnych),
- zbyt długiej regulacji cen powodującej nieopłacalność inwestycji,
- konsolidacji poziomej i pionowej przedsiębiorstw energetycznych, która sprzyja koncentracji w tym sektorze (Komunikat Prezesa URE.....).

Bardzo trudno będzie doprowadzić do poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej w Polsce, głównie poprzez jej oszczędzanie na poziomie odbiorców końcowych – w szczególności w gospodarstwach domowych, przez wymianę urządzeń i osprzętu na energooszczędne. Jest to jak najbardziej pożądane i racjonalne zachowanie konsumentów energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Podobna sytuacja powinna mieć miejsce także w grupie odbiorców przemysłowych. Zmiana zużycia energii elektrycznej będzie następować samoczynnie, gdyż wysokie i szybko rosnące ceny energii elektrycznej będą motywować odbiorców do stosowania bardziej energooszczędnych urządzeń i technologii produkcji.

## Bibliografia

- Berbeka J., K. Berbeka. *Analiza zmian obciążeń budżetów domowych z tytułu wdrożenia dyrektyw 88/609/EEC oraz 2001/80/WE*, Biuletyn URE.
- Długoterminowa prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię, 2000, 2004, ARE S.A.*, Warszawa 2004.
- Komunikat Prezesa URE 6/2008 w sprawie konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych w sektorze elektroenergetycznym, Warszawa, 6 marca 2008.
- Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008–2012*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2006.
- Michalski E. 2005, *Marketing*, Wydawnictwo Naukowe PWN. ISBN 83-01-14051-8.
- Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*. 2005. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki.
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku – projekt*. 2007. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki.

## Impact of Environmental Protection Requirements on Electrical Energy Price Changes in Poland

**Summary:** Adjustment of Polish power plants to rigorous requirements of environmental protection causes the necessity to incur substantial outlays. Particularly tightened environmental standards concern – big sources of fuel burning. Due to the necessity to ensure the state's energy security it is necessary to modernise and build new generated powers in electrical power engineering. The situation causes growing investment outlays and electric energy generation costs. It will be particularly reflected in the market share fall, growth in energy generation costs and electric energy prices.

---

**Key words:** ecological standards, environmental protection, energy, electrical energy prices

---