

## **Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej**

### **Streszczenie**

Dwoma najważniejszymi paliwami wykorzystywanymi w Polsce do produkcji energii elektrycznej są węgiel kamienny i brunatny. Z tych paliw produkuje się około 86% energii elektrycznej, ale udział węgla od 2000 r. w stosunku do roku 2011 obniżył się o 6%. Taka struktura wytwarzania zdeterminowana jest wielkością bazy zasobowej. W celu utrzymania znaczącej roli węgla krajowego w produkcji energii, konieczne będzie sprostanie konkurencji międzynarodowych rynków nie tylko węgla i energii, ale także innych paliw, których zwiększający się udział bardzo często będzie wynikać jedynie z uwarunkowań ekologicznych, będących efektem prowadzonej określonej polityki klimatycznej w UE.

Z prognoz Ministerstwa Gospodarki wynika, że zapotrzebowania na energię elektryczną będzie rosło średnio w tempie 1,6% rocznie w perspektywie do 2030 roku; daje to wzrost z około 150 TWh w 2009 do około 210 TWh w 2030 r. Dane te w konsekwencji powodują, że niezbędne są inwestycje w nowe moce wytwórcze, a od relacji cen między nośnikami energii będzie zależało na jakie paliwa zostaną zbudowane te nowe moce.

Dodatkowym elementem jest konkurencja na międzynarodowym rynku energii elektrycznej. W najbliższej przyszłości nastąpi integracja rynków energii, która umożliwi odbiorcom wybieranie najtańszych dostawców energii w UE. Te wszystkie czynniki powodują, że konieczna jest ocena konkurencyjności węgla w bardzo szerokim zakresie.

W pracy sporządzono prognozę zapotrzebowania na węgiel kamienny i do produkcji energii elektrycznej do roku 2030 w przeliczeniu na węgiel 22 MJ/kg. Z przedstawionych porównań wynika, że zapotrzebowanie na węgiel w latach 2026–2027 może być zapewnione przy wykorzystaniu maksymalnych zdolności produkcyjnych kopalń. Później pojawi się problem deficytu węgla w pokryciu prognozowanego zapotrzebowania.

W monografii przedstawiono wiele metod, schematów obliczeniowych i obliczeń symulacyjnych, służących do określenia granicznych warunków, przy których węgiel krajowy będzie mógł być dalej paliwem atrakcyjnym dla elektroenergetyki. Głównym celem pracy było określenie wymagań, jakie musi spełniać węgiel kamienny w krajowej produkcji energii elektrycznej, aby stał się konkurencyjny cenowo w warunkach gospodarki rynkowej. Analiza obejmowała następujące zagadnienia: analiza krajowego rynku węgla kamiennego – zasoby, producenci i odbiorcy, badanie potencjału technologicznego paliwa (charakterystyki

technologiczne, emisyjność węgla), międzynarodowy rynek węgla, konkurencja importu, badanie zależności cen węgla z innymi nośnikami energii, uwarunkowania odbiorców węgla (elektrowni), ocena konkurencyjności węgla krajowego w stosunku do węgla importowanego i gazu ziemnego.

W wyniku badań, analiz, porównań przeprowadzono i opracowano:

- program oceny charakterystyk technologicznych węgla,
- równania regresji określających związki między  $Q$  i  $A$  w węglu z krajowych kopalń,
- metodyki wyceny emisyjności węgla,
- schemat obliczeniowy kalkulacji cen węgla w imporcie,
- ocenę wpływu kosztów transportu na cenę węgla u użytkowników,
- symulację wpływu kosztów zakupów paliwa uwzględniających ceny  $CO_2$  na ceny energii elektrycznej (analiza CDS – *Cleaned Dark Spread*),
- metodykę określania cen maksymalnych węgla krajowego w stosunku do węgla importowanego u odbiorcy (elektrowni),
- metodyki wyznaczania parytetu gazowego – określenie cen węgla równoważnego z cenami gazu ziemnego zużywanego do produkcji energii elektrycznej.

Ocena konkurencji węgla w stosunku do innych rynków jest istotna, gdyż odbiorcy węgla mogą dokonywać transakcji zakupu zarówno na rynku krajowym jak i międzynarodowym. Ta sytuacja powoduje, że coraz więcej kontraktów na rynku krajowym jest indeksowanych cenami z rynków międzynarodowych, dlatego znajomość reguł panujących na tych rynkach jest niezbędna do oceny konkurencyjności. Wśród uwarunkowań w istotny sposób wpływających na kształtowanie się cen węgla można wymienić:

- zmiany cen surowców energetycznych, a zwłaszcza ropy i gazu,
- podaż paliw z nowych złóż (gaz i ropa łupkowa),
- kryzys zadłużeniowy państw strefy euro, którego efektem jest znaczne spowolnienie gospodarcze przechodzące w wielu krajach w recesję,
- niepewność ekonomiczna rozwoju w UE i światowej gospodarki,
- wydarzenia polityczne, które mogą dostarczać impulsów do nieoczekiwanych ruchów cenowych,
- realizacja Pakietu Klimatyczno-Energetycznego w UE (zwiększenie celu redukcyjnego, możliwość wprowadzania przez KE dodatkowych uregulowań prawnych zmierzających do ograniczenia podaży uprawnień w przyszłości).

Uwarunkowania te bardzo utrudniają identyfikację czynników wpływających na zachowanie cen.

Przedstawione rozwiązania (schematy obliczeniowe, metodyki i algorytmy) mogą być wykorzystane dla prognozowania cen węgla, analiz rozwoju sektora paliwowo-energetycznego, a także przy zawieraniu umów na dostawę węgla pomiędzy producentami i użytkownikami węgla.

## **Methods for evaluating the competitiveness of domestic coal in electricity production**

### **Abstract**

The two major fuels used to produce electricity in Poland are hard coal and lignite. These fuels produce around 86% of the country's electricity, though the share of coal [in 2000 decreased by 6% when compared to the year 2011 (possible number error – consider: “in 2011 had decreased by 6% when compared to the year 2000”)]. This structure of production is determined by the size of the resource base. However, in order for domestic coal to maintain its role in energy production, it is necessary to remain competitive in international markets. This applies not only to coal energy markets, but also to other fuels as their share is increasing due to specific climate policy in the EU.

According to the estimates of the Ministry of Economy, electricity demand will grow at an average rate of 1.6% per year until 2030, increasing from about 150 TWh in 2009 to about 210 TWh in 2030. As a consequence, there is an urgent need for investments in new generation capacity, while the prices of energy sources will determine which source is used in new power capacity installed by 2030.

Another factor is the international competition in the electricity market. The integration of energy markets in the near future will allow customers to select the cheapest energy supplier in the EU. All these factors make it necessary to evaluate the competitiveness of coal from a very broad perspective.

This paper presents a forecast of demand for coal (typical heating coal with an energy content of 22 MJ/kg) and electricity production by 2030. The analysis shows that the demand for coal through 2026–2027 can be met with domestic mines operating at maximum capacity. Afterward, the deficit of coal in Poland would make it impossible to cover the projected demand.

The monograph presents many schemes, computational simulations, and calculations used to determine the boundary conditions under which domestic coal can still be an attractive fuel for power generation. The main objective of this study was to determine the necessary conditions allowing hard coal used in domestic electricity production to become cost competitive in a market economy. The study included the following issues: analysis of the domestic coal market (resources, manufacturers, and customers), analysis of the potential of fuel technology (technological characteristics, carbon emission), the international carbon

market, the competitiveness of imports, the price of coal in relation to other energy sources, conditions at the customers' sites (power plants), and an assessment of the competitiveness of domestic coal when compared to imported coal and natural gas.

The research analyses and comparisons made it possible to:

- develop a program for the evaluation of the technological characteristics of coal,
- develop regression equations defining the relationship between  $Q$  and  $A$  in the domestic coal mines,
- develop the methodology for assessing the emissivity of coal,
- develop a scheme for calculating the prices of imported coal,
- assess the impact of transport costs on the final price of imported coal,
- assess the impact of the cost of fuel, taking into account the effect of CO<sub>2</sub> prices on electricity prices (*Cleaned Dark Spread Analysis*),
- develop the methodology for determining the maximum prices of domestic coal compared to imported coal (price for customer),
- develop the methodology to determine the gas parity where coal prices are equivalent to the price of natural gas used in electricity production.

Assessment of the competitiveness of coal in relation to other markets is important because coal recipients can purchase both domestic and imported coal. Therefore, more and more contracts in the domestic market are indexed to international markets. This makes it necessary to understand the principles prevailing in these markets in order to evaluate competitiveness. The conditions significantly affecting the prices of coal include:

- changes in the prices of energy sources, especially oil and gas,
- supply of fuels from new deposits (shale gas and oil)
- economic crisis in the Euro area resulting in a significant economic slowdown in many countries undergoing a recession,
- uncertainty of economic development in the EU and worldwide
- political events that could provide the impetus for unexpected price movements,
- implementation of the EU climate and energy package (increasing reductions in EU greenhouse gas emissions, the possibility of introducing additional legislation to reduce the supply of allowances in the future).

These conditions make it difficult to identify the factors affecting the behavior of prices.

The solutions presented in this analysis (schemes, computational methods, and algorithms) can be used for predictive purposes (coal prices), analyses of the development of the fuel-energy sector, and in situations involving contracts for the supply of coal between coal producers and consumers.