

# Urząd Regulacji Energetyki

<https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/seria-wydawnicza-bibli/perspektywy-rozwoju-el/1318,Rozdzial-II-Energia-pierwotna-dla-energetyki.html>  
24.04.2024, 16:51

## Rozdział II. Energia pierwotna dla energetyki

### 2.1 Dostępność nośników energii pierwotnej

Dostępność paliw kopalnych, organicznych i jądrowych, mierzy się wskaźnikiem R/P wyrażającym stosunek zasobów do produkcji danego rodzaju paliwa, który określa prawdopodobny okres eksploatacji tych zasobów w latach przy obecnym poziomie produkcji. Wskaźnik ten w skali globalnej **dla ropy naftowej w ciągu ostatnich 30 lat utrzymywał się w granicach 27 - 43 lat** (rys. 2.1). W ostatnim okresie zaczął się zmniejszać i należy oczekiwać, że jest to tendencja trwała. Stąd biorą się dość pesymistyczne oceny perspektyw dostępności tego nośnika energii pierwotnej, co będzie skutkowało wzrastającymi cenami. Już obecnie można zauważyć symptomy tego zjawiska prowadzące do prób ustalania wysokich cen ropy naftowej powyżej 30 USD za baryłkę. Dla elektroenergetyki perspektywa wykorzystania oleju opałowego, który jest paliwem pochodnym ropy naftowej, jest jeszcze bardziej pesymistyczna nie tylko ze względu na cenę tego paliwa lecz również na ekologiczną konkurencję gazu ziemnego.

**Dla gazu ziemnego** wskaźniki R/P są znacznie korzystniejsze (rys. 2.3 i 2.4). **Oczekiwany okres eksploatacji złóż i dostaw gazu ziemnego w skali globalnej wynosi ponad 60 lat.** Należy jednak wziąć pod uwagę konieczność budowy gazociągów transportowych z głównych złóż tego nośnika, a przede wszystkim z Rosji do Europy i Azji, co stanowi pewną barierę w dostawach i spowoduje istotny wpływ na ceny gazu loco odbiorca. Już obecnie doszło do porozumienia pomiędzy Unią Europejską a Rosją w sprawie budowy gazociągów do Europy i należy oczekiwać szybkiego rozwoju inwestycji w tym zakresie. Trwają rozmowy w sprawie budowy gazociągów z Rosji do krajów azjatyckich, przede wszystkim do Chin i Korei Południowej.



Rys. 2.1 Wskaźnik R/P dla ropy naftowej w skali globalnej [4]



Rys. 2.2 Wskaźnik R/P w 1998 r. dla ropy naftowej wg regionów świata [4]



Rys. 2.3 Wskaźnik R/P dla gazu ziemnego w skali globalnej [4]



Rys. 2.4 Wskaźnik R/P w 1998 r. dla gazu ziemnego wg regionów świata [4]

**Zasoby węgla kamiennego i brunatnego** są jeszcze bardzo duże w świecie. **Wskaźnik R/P w skali globalnej wynosi dla węgla ok. 220 lat [4].** Jest on różny dla węgla kamiennego i brunatnego, aczkolwiek skala globalna dla węgla brunatnego ma tylko

teoretyczne znaczenie ze względu na lokalny charakter eksploatacji złóż tego nośnika.

**Ocenia się, że dla węgla brunatnego wskaźnik ten wynosi nawet ponad 300 lat.**

Jego wykorzystanie zależne jest jednak od lokalnych charakterystyk złóż, a zwłaszcza wymagań ochrony środowiska, przede wszystkim ochrony gruntów rolniczych przed osuszeniem.

Dostępność energii zawartej w **paliwach jądrowych** zależy od rozwoju technologii reaktorów. Zasoby paliwa jądrowego (uranu), przy założeniu jego wykorzystania tylko w reaktorach termicznych, wynoszą ok. 37 Gtoe – w złożach udokumentowanych i ok. 130 Gtoe – w prawdopodobnych. Jeśli zostanie całkowicie opanowany cykl paliwowy reaktorów powielających, to zasoby paliwa jądrowego zwiększą się do około 1850 Gtoe – w złożach udokumentowanych i do około 6500 Gtoe – w złożach prawdopodobnych [1]. **Oznacza to wskaźnik R/P na poziomie od 60 lat do 210 lat dla technologii reaktorów termicznych.** Dla reaktorów powielających wskaźnik ten jest bardzo wysoki lecz z kolei prawdopodobieństwo opanowania tej technologii w sposób wymagany współczesnymi przepisami bezpieczeństwa jądrowego jest dość małe.

**Potencjał energii odnawialnej** jest praktycznie nieograniczony. Określony jest zasobami energii słońca. Jest jednak bardzo rozproszony w świecie i jego wykorzystanie wiąże się z koniecznością koncentracji, co pociąga za sobą wysokie koszty tej formy energii. Wykorzystanie zasobów energii rzek pozostałych jeszcze do zagospodarowania energetycznego, zwłaszcza w Chinach, Ameryce Południowej i Afryce, wiąże się z ogromnymi nakładami inwestycyjnymi oraz długimi okresami budowy (powyżej 10 lat), co stanowi o wysokim ryzyku i czyni tego rodzaju przedsięwzięcia mało atrakcyjnymi dla potencjalnych inwestorów prywatnych. Dla elektroenergetyki większe nadzieje budzi wykorzystanie energii wiatru, biomasy, energii promieniowania słonecznego a także źródeł fotowoltaicznych. Wymagane są jednak dalsze prace w tym zakresie, które doprowadzą do technologii przemysłowych o akceptowalnych kosztach. Z tych względów udział energii odnawialnej jest i będzie w najbliższych dekadach niewielki – nawet, jeśli będą realizowane „ekologiczne” scenariusze rozwoju.

## 2.2 Ceny nośników energii pierwotnej

Ceny nośników energii pierwotnej, z wyjątkiem węgla brunatnego, są cenami rynkowymi ustalonymi na rynku światowym. W skali globalnej i w perspektywie długofalowej zależą przede wszystkim od:

- kosztów krańcowych pozyskania,
- dostępności mierzonej wskaźnikiem R/P,
- jakości ekologicznej mierzonej zawartością domieszek szkodliwych dla środowiska.

**Koszty krańcowe** większości paliw kopalnych będą wzrastać ze względu na coraz trudniejsze warunki wydobywania i sięganie po złoża wymagające nowoczesnych technik

wydobywczych. Ten czynnik w różnym stopniu wpływa na ceny poszczególnych paliw. W najbliższych dwu dekadach będzie miał mały wpływ na ceny węgla kamiennego. Obecnie są i będą jeszcze nadal eksploatowane stosunkowo łatwe złoża odkrywkowe w Australii, Południowej Afryce, Ameryce Północnej i Chinach, co będzie przez jakiś czas utrzymywać ceny węgla FOB na dotychczasowym poziomie.

**Dostępność paliw** mierzona wskaźnikiem R/P wpływa na ceny tylko w perspektywie długofalowej. Poziom cen paliw jest odwrotnie proporcjonalny do wskaźnika R/P z różnymi współczynnikami proporcjonalności. Owa zależność historycznie nie mogła być zweryfikowana ze względu na nowe odkrycia złóż, które utrzymywały wartości R/P na zbliżonym poziomie.

**Jakość ekologiczna** wpływa na ceny paliw na bieżąco, gdyż ceny poszczególnych gatunków paliw, różniących się zawartością siarki i popiołu, są zależne od tych parametrów. W perspektywie długofalowej czynnik ten wpływa na zapotrzebowanie na dany rodzaj paliwa i w ten sposób również wpływa pośrednio na ceny.

**Ceny organicznych paliw kopalnych** według prognozy IEA [2] (rys. 2.5), wyrażone w USD (1990), w pierwszej dekadzie XXI wieku będą kształtować się na stałym poziomie ostatnich lat XX wieku. Dopiero w drugiej dekadzie XXI wieku przewiduje się wzrost cen realnych ropy naftowej i gazu ziemnego. Ceny węgla dla energetyki pozostaną nadal na stałym poziomie.

**Ceny ropy naftowej** na rynku światowym, wbrew powszechnie utrwalonym poglądom, historycznie ulegały zmniejszeniu w wartościach realnych, z wyjątkiem okresów zaburzeń politycznych. Ostatnio podlegały dużym fluktuacjom (rys. 2.6) związanym z efektem kryzysu finansowego w Azji oraz niestabilnej sytuacji na Bliskim Wschodzie a także z decyzjami krajów OPEC, dotyczącymi ograniczenia produkcji ropy w celu podtrzymania poziomu jej ceny na rynku światowym. Celem OPEC obecnie jest osiągnięcie i utrzymanie średniej ceny na poziomie powyżej 20 USD/bbl. Kraje nie zrzeszone w OPEC stanowią jednak poważną konkurencję OPEC, gdyż posiadają duży nadmiar mocy produkcyjnych. Należy wziąć pod uwagę, że koszty krańcowe wydobycia ropy w tych krajach nie przekraczają 4 USD/bbl. Z tego względu w ostatnich latach, do 1998 r., cel OPEC nie został osiągnięty i średnia cena ropy nie przekroczyła w tym okresie założonego poziomu 20 USD/bbl, z wyjątkiem roku 1985, w którym jeszcze oddziaływał efekt wydarzeń irańskich.

W świetle ostatnich wydarzeń na rynku ropy naftowej wzbudzają zastrzeżenia prognozy WEC [1], według których **ceny ropy naftowej CIF dla Europy** będą się kształtować w pierwszej dekadzie XXI wieku na poziomie ok. 15 USD/bbl a dalej powinny wzrastać w tempie zależnym od kwot produkcji ustalanych przede wszystkim przez OPEC ze stabilizującym działaniem krajów nie zrzeszonych w OPEC. Prognozy te były opracowywane jeszcze przed ostatnimi perturbacjami na rynku ropy, które doprowadziły do poziomu cen powyżej 33 USD/bbl. Wydarzenia te nie powinny mieć wpływu na długofalowe prognozy, aczkolwiek daje się ostatnio zauważyć wzrost aktywności OPEC w celu utrzymania cen na poziomie powyżej 25 USD/bbl.



*Rys. 2.5 Historia i prognozy cen paliw organicznych wg IEA [2] w USD (1990)/toe*



*Rys.2.6 Średnie ceny CIF ropy naftowej w USD/bbl dla krajów OECD [4]*



*Rys. 2.7 Ceny CIF gazu ziemnego dostarczanego do różnych krajów świata [2]*



*Rys. 2.8 Ceny CIF węgla kamiennego dla energetyki dla Europy [5]*

**Ceny gazu ziemnego** CIF odzwierciedlają regionalne warunki jego dostarczenia. Z tego względu są one różne w Europie i Ameryce Północnej, gdzie dominuje gaz dostarczany rurociągami, i np. w Japonii, gdzie prawie wyłącznie dostarczany jest gaz w postaci skroplonej (LNG). Trendy zmian cen w Europie i Japonii są podobne, natomiast różnią się od trendów w USA i Kanadzie (rys. 2.7). Jest to związane z różnymi dostawcami gazu przewodowego dla Europy (Rosja, Norwegia i Algeria) oraz dla USA, gdzie dominują dostawy z Kanady. Istotne są znacznie niższe ceny gazu w krajach o rodzimych dostawach (Kanada i Wielka Brytania). Ma to znaczenie dla cen np. energii elektrycznej, która jest wytwarzana w oparciu o paliwo gazowe i jest przedmiotem handlu na rynku europejskim.

Porównując kształtowanie się cen ropy naftowej i gazu ziemnego (por. rys. 2.6 i 2.7) można potwierdzić znaną korelację pomiędzy trendami zmian cen tych dwu nośników energii pierwotnej. Dynamika zmian cen gazu powtarza dynamikę zmian cen ropy naftowej z opóźnieniem ok. 0.5 – 1 roku. Stąd można wnioskować, że również prognozy zmian cen gazu powinny być zgodne z prognozami zmian cen ropy naftowej.

**Ceny węgla kamiennego** określa rynek światowy chociaż udział międzynarodowej wymiany handlowej tym nośnikiem jest niewielki. Większość dostaw węgla kamiennego zaspokaja potrzeby krajów dostawców. Ceny węgla kamiennego, a zwłaszcza węgla energetycznego, są jednak ustalane w wyniku konkurencji pomiędzy głównymi dostawcami z Ameryki Północnej, Australii i Afryki Południowej. Do niedawna ceny na rynku europejskim były w dużej części określane przez dostawców polskich. Obecnie, ze względu na wyeliminowanie możliwości eksportu węgla dotowanego przez państwo, udział dostaw węgla z Polski maleje i będzie nadal malał, jeśli nie zwiększy się efektywność polskich przedsiębiorstw wydobywczych. W ciągu ostatnich lat (rys. 2.8) ceny węgla kamiennego loco Europa ulegały niewielkim fluktuacjom.

Dla Polski ważne są prognozy cen węgla kamiennego na rynku światowym. Ocenia się, że ceny FOB węgla kamiennego [5] w najbliższej dekadzie będą utrzymywać się na stałym realnym poziomie, (tab. 2.1). Ceny CIF dla Europy będą istotnie wyższe ze względu na wysoki koszt transportu. W drugiej dekadzie XXI wieku oczekiwany jest wzrost realnych cen węgla zgodnie z wzrostowymi trendami cen paliw organicznych, a przede wszystkim ropy naftowej, której ceny są wyznacznikiem poziomu cen wszystkich paliw (tab. 2.2).

Tabela 2.1 Prognoza kształtowania się średnich cen FOB węgla kamiennego dla energetyki do 2010 roku [5]

Lp.	Ceny węgla	Rok		
		2000	2005	2010
1	Ceny bieżąca	34,25	36,50	39,00
2	Cena w USD (1990) <sup>12)</sup>	31,69	29,77	28,12

Tabela 2.2 Prognoza IEA kształtowania się cen CIF dla Europy organicznych paliw kopalnych na lata 2010 i 2020 [2]

Lp.	Ceny węgla	Rok		
		1999	2010	2020
1	Ropa naftowa w USD (1990)/bbl	13,9	16,5	22,5
2	Węgiel energetyczny USD (1990)/t	29,3	37,4	37,4
3	Gaz ziemny dla Europy USD (1990)/1000 m <sup>3</sup>	59,2	101,8	158,0

**Ceny energii odnawialnej** nie poddają się odrębnym szacunkom. Koszty energii odnawialnej stanowią nieodłączną część kosztów energii finalnej, w tym energii elektrycznej lub ciepła, obejmujących pozyskanie, koncentrację i przetwarzanie energii bądź to bezpośrednio słonecznej bądź już uprzednio przetworzonej w postaci biomasy, energii wiatru lub energii wód geotermalnych. Postęp w rozwoju technologii pozyskania energii ze źródeł odnawialnych będzie skutkować obniżeniem kosztów jej wytwarzania. Obecnie koszty te są jeszcze bardzo wysokie (1,5 do 5 – krotnie wyższe niż koszty energii konwencjonalnej).

### 2.3 Aspekty ochrony środowiska

Jakość ekologiczna nośników energii pierwotnej nabiera ostatnio szczególnego znaczenia. Wpłynęły na to przede wszystkim wyniki prac zespołów specjalistów na temat zanieczyszczeń głównie atmosfery kuli ziemskiej, które były prezentowane na kolejnych światowych konferencjach ekologicznych.

Zwiększone wymagania ekologiczne wpływają przede wszystkim na **osłabienie pozycji węgla** jako nośnika energii pierwotnej. Do niedawna spalanie węgla stwarzało przede wszystkim problemy związane z emisją do atmosfery SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>, oraz ze składowaniem i unieszkodliwianiem odpadów paleniskowych. W miarę postępu technicznego opanowano w zasadzie technologie ograniczania emisji tych zanieczyszczeń, które jednak spowodowały nowe problemy ze składowaniem i utylizacją odpadów z procesów odsiarczania spalin i węgla, zwłaszcza związków pirytowych.

Emisja pyłów i generacja odpadów energetycznych traktowane są jako problemy lokalne, aczkolwiek ostatnio wzrasta ich znaczenie globalne ze względu na trudności w

rozwiązywaniu problemów zagospodarowania odpadów w dużych aglomeracjach miejskich. Odpylanie uważa się za opanowane, gdyż sprawność współczesnych urządzeń odpylających jest już bardzo wysoka, a ich koszt niewielki w odniesieniu do kosztów innych instalacji. Technologia bezpiecznego składowania odpadów promieniotwórczych jest w zasadzie również opanowana w krajach rozwijających energetykę jądrową.

Świadomość konieczności podejmowania radykalnych działań na rzecz ograniczania emisji zanieczyszczeń gazowych przez źródła energii jest już dostatecznie rozpowszechniona w świecie, natomiast tylko niewiele krajów jest w stanie podołać obciążeniom technologicznym i finansowym z tego wynikającym. Wszystkie światowe organizacje energetyczne przewidują tzw. „ekologiczne” warianty rozwoju – jednak z różnym prawdopodobieństwem ich realizacji. Ograniczenie **emisji tlenków siarki**, azotu i węgla dokonuje się w zasadzie tylko w krajach rozwiniętych, które owe działania rozpoczęły dopiero po osiągnięciu odpowiednio wysokiego poziomu gospodarczego. Dzięki wprowadzeniu restrykcyjnych uregulowań prawnych w krajach OECD obniżono wydatnie emisję dwutlenku siarki. Przykładowo w latach 1970 – 1990 emisja SO<sub>2</sub> została zmniejszona w USA o 25%, w Wielkiej Brytanii o 40%, we Francji o 55%, Holandii o 70%, Japonii o 80%. W pierwszym protokole „siarkowym” Konwencji Genewskiej w sprawie przenoszenia transgranicznych zanieczyszczeń powietrza na dalekie odległości sygnatariusze zobowiązali się do ograniczenia emisji dwutlenku siarki do roku 2000 o 30% w stosunku do roku 1980. Większość krajów rozwiniętych to zobowiązanie wykonało z nawiązką. Drugi protokół siarkowy, który Polska podpisała w czerwcu 1994 roku, przewiduje dalsze zmniejszenie emisji dwutlenku siarki do 2010 roku w zakresie do 80% w stosunku do roku 1980 – zależnie od kraju. Unia Europejska zobowiązała się ograniczyć emisję SO<sub>2</sub> na swoim terytorium o 66%.

Wprawdzie głównym źródłem emisji tlenków azotu jest transport samochodowy, tym niemniej większość krajów rozwiniętych również wprowadziła restrykcyjne **ograniczenia na emisję NO<sub>x</sub>** ze źródeł energetyki stacjonarnej. Na ogół dokonuje się to poprzez odpowiednie konstruowanie palników i komór paleniskowych w kotłach energetycznych lub rzadziej, ze względu na wysokie koszty, poprzez budowanie instalacji katalitycznych. Szersze rozpowszechnienie kotłów fluidalnych pozwoli na jednoczesne ograniczenie emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu.

W ostatnim okresie coraz więcej wagi przykładana się do **zagrożenia tzw. efektem cieplarnianym**, wynikającym ze zwiększającej się koncentracji w atmosferze ziemskiej przede wszystkim dwutlenku węgla i metanu. Istotnym wskaźnikiem, który dołączono do wszystkich danych dotyczących energii jest obecnie emisja dwutlenku węgla.



Rys. 2.9 Emisja CO<sub>2</sub> do atmosfery w wymiarze globalnym w przeliczeniu na pierwiastek węgla [2]

Za ubiegłe 200 lat koncentracja CO<sub>2</sub> w atmosferze wzrosła o 76% a metanu o 115%. Miało na to wpływ wiele czynników, z których istotnym jest wzrost emisji tych gazów w wyniku spalania paliw organicznych i również odmetanowania kopalń. Jest to naruszenie równowagi

między naturalnymi emiterami i absorberami tych gazów na kuli ziemskiej. Wzrost koncentracji gazów „cieplarnianych” może doprowadzić do zmian klimatycznych na kuli ziemskiej o nieprzewidywalnych do końca skutkach. Już obecnie większość ośrodków naukowych potwierdza istnienie efektu cieplarnianego. Istotnym argumentem są obserwowane w ostatnich latach anomalie pogodowe. Niektóre ośrodki naukowe zgłaszają jednak poważne zastrzeżenia do tezy, że jest to efekt działalności człowieka, a zwłaszcza zwiększonego zużycia energii <sup>13)</sup>.

W krajach OECD rozważane są obecnie dwie możliwe metody powstrzymania tego zjawiska bez zahamowania rozwoju gospodarczego świata. Pierwszą z nich jest rozwój gospodarczy sterowany ścisłymi regulacjami efektywności energetycznej. Teoretyczne możliwości tej metody umożliwiają zmniejszenie tempa wzrostu emisji CO<sub>2</sub> w świecie do około 7.7% w 2010 roku ponad poziom z roku 1990. Drugą z metod to wprowadzenie tzw. podatku węglowego do ceny paliw organicznych za każdą tonę zawartości węgla w strukturze chemicznej paliwa. Ma to być czynnik ekonomiczny, stymulujący ograniczenie zużycia węgla, przyspieszenie rozwoju energetyki jądrowej i wykorzystania energii odnawialnej oraz zwiększenie efektywności przetwarzania energii pierwotnej, a także racjonalizacji zużycia energii finalnej.

Największy wpływ na efekt cieplarniany ma emisja dwutlenku węgla, którego udział w strukturze emisji gazów cieplarnianych w krajach rozwiniętych (wymienionych w Aneksie I do Genewskiej Konwencji Klimatycznej) wynosi 82% i który w 96% pochodzi ze spalania organicznych paliw kopalnych w sektorze energetyki. Zawartość CO<sub>2</sub> w atmosferze zwiększyła się z poziomu 280 ppm w 1780 r. do 320 w 1965 r. i 367 w 1999 r. Wprawdzie inne gazy cieplarniane mają w stosunku do CO<sub>2</sub> większy potencjalny wpływ na ocieplenie klimatu (metan – 21 razy większy, tlenki azotu – 310 razy, SF<sub>6</sub> – 23900 razy, związki fluoru – od 150 do 11700 razy) lecz ich koncentracja w atmosferze jest znacznie niższa. Z tego względu na kolejnych światowych konferencjach klimatycznych temu zagadnieniu poświęcono najwięcej uwagi.

Na konferencji klimatycznej w Kioto w 1997 r. przedstawiciele 38 krajów uprzemysłowionych i Unii Europejskiej podjęli zobowiązania dotyczące redukcji sześciu gazów cieplarnianych w odniesieniu do emisji w roku 1990 (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> i N<sub>2</sub>O) (tab. 2.3) lub roku 1995 (HFCx, PFCx i SF<sub>6</sub>) w okresie do lat 2008 – 2012.

Zagrożenie efektem cieplarnianym i konieczność ograniczenia emisji przede wszystkim CO<sub>2</sub> wywrze określony wpływ na strukturę energii pierwotnej w kierunku zwiększenia udziału gazu ziemnego i energii odnawialnej. Dotyczy to zwłaszcza energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej i ciepła scentralizowanego, gdyż efektywność działań ograniczających emisję CO<sub>2</sub> jest w tych procesach największa.

Analizy ekspertów WEC [1] wskazują, że w przypadku przemysłu elektroenergetycznego w celu przeciwdziałania zagrożeniu efektem cieplarnianym bardziej opłaca się finansowanie budowy nowych jednostek wytwórczych wykorzystujących czyste ekologicznie nośniki energii pierwotnej niż budowa instalacji ograniczających emisję gazów cieplarnianych. Ma



to znaczenie przede wszystkim dla krajów rozwijających się, w których do roku 2020 przewiduje się ponad 70% wszystkich inwestycji energetycznych w świecie.

**Organizacje światowe, w tym Światowa Rada Energetyczna [1], uważają, że prawidłowa struktura energii pierwotnej z punktu widzenia efektu cieplarnianego może być ukształtowana, jeśli kraje:**

- uwzględnią w swoich przepisach ekologicznych koszty strat w środowisku spowodowane emisją zanieczyszczeń atmosfery,
- doprowadzą do likwidacji subsydiowania lokalnych nośników energii pierwotnej, których wykorzystanie prowadzi do dużych emisji zanieczyszczeń, w tym gazów cieplarnianych,
- wprowadzą przepisy wymuszające zastosowanie czystych ekologicznie nośników,
- będą współdziałać w rozwoju technologii o wysokiej sprawności energetycznej i przyjaznych środowisku.

*Tabela 2.3 Zobowiązania krajów wymienionych w Aneksie I do Genewskiej Konwencji Klimatycznej wynikające z Protokołu z Konferencji w Kioto określające poziom emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do 1990 r.*

Kraje członkowskie IEA	%	Kraje w transformacji	%	Inne kraje	%
Australia	108	Bułgaria	92	Islandia	110
Kanada	94	Chorwacja	95	Lichtenstein	92
Unia Europejska	92	Czechy	92	Monako	92
Japonia	94	Estonia	92		
Nowa Zelandia	100	Węgry	94		
Szwajcaria	92	Łotwa	92		
USA	93	Litwa	92		
		Polska <sup>14)</sup>	94		
		Rumunia	92		
		Rosja	100		
		Słowacja	92		
		Słowenia	92		
		Ukraina	100		

Powyższe wymagania są trudne do spełnienia w skali powszechnej. Ostrość problemów związanych z efektem cieplarnianym spowodowała, że praktycznie już we wszystkich prognozach przewiduje się realizację scenariuszy ekologicznych. Prognozowane scenariusze rozwoju charakteryzują się różnym poziomem emisji przede wszystkim CO<sub>2</sub>. Na rok 2020 w prognozach WEC w scenariuszu A przewiduje się emisję CO<sub>2</sub> w przeliczeniu na pierwiastek węgla na poziomie 11,5 mld ton, w scenariuszu bazowym – 8,4 mld ton, natomiast w scenariuszu ekologicznym C – tylko 6,3 mld ton.



## 2.4 Prognozy struktury energii pierwotnej dla elektroenergetyki

Wymienione powyżej czynniki wpływały i będą wpływać na strukturę użytkowania energii pierwotnej w skali globalnej. Według prognoz IEA [2] (rys. 2.10) w perspektywie do 2020 roku utrzyma się wzrost dostaw i dotychczasowa dominacja ropy naftowej w globalnej strukturze energii pierwotnej, natomiast około roku 2012 udział gazu przewyższy udział węgla dzięki różnicom w tempie wzrostu dostaw tych nośników. Zużycie energii jądrowej pozostanie na dotychczasowym poziomie, co będzie skutkowało obniżającym się udziałem tego nośnika w strukturze energii pierwotnej. Nadal udział energetyki odnawialnej w strukturze energii pierwotnej będzie nieznaczny.

Niezwykle interesująco przedstawiają się prognozy stuletnie struktury energii pierwotnej wykonane przez Międzynarodowy Instytut Stosowanych Analiz Systemowych (IIASA) [3]. Przewiduje się, że we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach następować będzie zmniejszanie udziału paliw organicznych: ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla (rys. 2.12 – 2.14) stosownie do wyczerpywania się ich zasobów i związanego z tym wzrostu cen. Natomiast udział energii jądrowej będzie wzrastał tylko w scenariuszach Dużego Wzrostu A1, A2 i A3. W scenariuszu rozwoju ekologicznego C1 przewidziano duży rozwój energetyki odnawialnej i umiarkowany rozwój energetyki jądrowej. W scenariuszu ekologicznym C3 przewiduje się całkowite wycofanie energii jądrowej około roku 2060.



*Rys. 2.10 Prognoza ilościowa IEA [2] dostaw poszczególnych nośników energii pierwotnej w skali globalnej*



*Rys. 2.11 Procentowa struktura energii pierwotnej w skali globalnej wg prognozy IEA [2] do 2020 roku*

Nie wydaje się, aby powyższy scenariusz mógł być realizowany, gdyż u jego podstaw leży założenie, że będzie wprowadzony podatek od emisji gazów cieplarnianych, który ma ograniczyć zużycie węgla i doprowadzić do dużego wzrostu zużycia energii solarnej, co – przy dużych kosztach i małej sprawności przetwarzania tej energii na energię elektryczną – czyni ten wariant mało prawdopodobnym. Z drugiej strony obawy społeczne związane z syndromem Czarnobyla nie będą już odgrywać takiej roli przy uświadomieniu sobie narastającego niebezpieczeństwa efektu cieplarnianego. W miarę upływu czasu wzrastać też będzie znajomość w społeczeństwie realnego poziomu ryzyka związanego z wykorzystaniem energii jądrowej. Zostaną również opanowane nowe technologie reaktorów jądrowych z wbudowanym bezpieczeństwem oraz reaktorów powielających.

**We wszystkich scenariuszach rozwoju przewiduje się znaczny wzrost udziału gazu ziemnego oraz energii odnawialnej w strukturze energii pierwotnej.** Wzrost zużycia gazu ziemnego jest możliwy dzięki nadal dużym jego zasobom i istniejącej możliwości odkryć nowych złóż tego nośnika oraz opanowywaniu technologii eksploatacji złóż o trudniejszym dostępie. Zarówno w scenariuszach bazowych, jak i scenariuszach ekologicznych gaz jest alternatywną opcją dla energii jądrowej.

W scenariuszach ekologicznych zakłada się bardzo duży wzrost udziału energii odnawialnej, co mimo rzeczywiście występujących potrzeb w tym zakresie będzie bardzo trudno osiągnąć, jeśli zważyć znacznie wyższe koszty tego rodzaju energii. Z prognoz długoterminowych **najbardziej prawdopodobny jest scenariusz bazowy i jego strukturę można przyjąć jako orientacyjną w skali globalnej na rok 2050. Charakteryzuje się ona zrównoważoną dywersyfikacją nośników energii.**



Rys. 2.12 Struktura procentowa energii pierwotnej w stuletniej prognozie IIASA/WEC - scenariusz Dużego Wzrostu A3



2.13 Struktura procentowa energii pierwotnej w stuletniej prognozie IIASA/WEC - scenariusz ekologiczny C1



Rys. 2.14 Struktura procentowa energii pierwotnej w stuletniej prognozie IIASA/WEC - scenariusz ekologiczny C2

Tabela 2.2 Prognoza IEA kształtowania się cen CIF dla Europy organicznych paliw kopalnych na lata 2010 i 2020 [2]

	Rok 1990	Warianty rozwoju					
		A1	A2	A3	B	C1	C2
Zużycie globalne brutto Gtoe	9	25	25	25	20	14	14
Struktura zużycia %							
Węgiel	24	15	32	9	21	11	10
Ropa Naftowa	34	32	19	18	20	19	18
Gaz	19	19	22	32	23	27	23
Energia jądrowa	5	12	4	11	14	4	12
Energia odnawialna	18	22	23	30	22	29	37

Z prognoz w horyzoncie do 2020 roku opracowanych przez zespół ekspertów Komisji Europejskiej wynikają podobne wnioski chociaż metodyka, scenariusze rozwoju i horyzont prognostyczny są inne. Różnice występują już dla danych statystycznych za 1990 rok ze względu na to, że w metodyce IIASA do bilansu zalicza się również energię niehandlową. Tendencje prognostyczne są mniej wyraziste. Będzie wzrastał udział gazu ziemnego, tylko nieznacznie zmaleje udział ropy naftowej, wzrośnie udział energii odnawialnej i jądrowej, aczkolwiek zgrupowanie tych dwóch rodzajów energii w jedną grupę statystyczną zaciemnia istotę prognozy. Istotne bowiem są różnice w ocenie rozwoju energetyki jądrowej. Komisja Europejska jest pod tym względem bardziej pesymistyczna, co wydaje się zrozumiałe zważywszy oddziaływanie efektu Czarnobyla bezpośrednio w Europie.

Tabela 2.5 Prognoza Komisji Europejskiej zużycia i struktury energii pierwotnej w skali globalnej [6]


	1990	2010	2020
Zużycie globalne brutto Gtoe	8,4	11,7	14,9
Struktura zużycia %			
Paliwa stałe	26	25	26
Ropa naftowa	39	38	36
Gaz	20	24	27
Energia jądrowa i odnawialna	15	13	11

Struktura zużycia energii pierwotnej dla elektroenergetyki ma swoją specyfikę, związaną z technologiami wytwarzania energii elektrycznej. Według prognozy IEA [2] w strukturze energii pierwotnej dla elektroenergetyki w globalnym ujęciu w perspektywie do 2020 roku nadal będzie dominował węgiel (rys. 2.15, tab. 2.6). Olej opałowy będzie miał zmniejszający się udział, aczkolwiek poziom zużycia oleju do wytwarzania energii elektrycznej nieznacznie wzrośnie. Zużycie energii jądrowej do produkcji energii elektrycznej nieznacznie spadnie. Istotnie wzrośnie udział gazu w wytwarzaniu energii elektrycznej. Udział energii odnawialnej do produkcji energii elektrycznej pozostanie na prawie stałym poziomie, co potwierdza prognozy dotyczące ograniczonego rozwoju tego typu wytwarzania ze względu na wyczerpywanie się zasobów energetyki wodnej i stosunkowo wysokie koszty nowych technologii odnawialnych.

W prognozie IEA w skali globalnej występuje duży spadek udziału oleju opałowego i paliw stałych, co odpowiada zmniejszającemu się udziałowi ropy naftowej i węgla w strukturze energii pierwotnej, oraz duży wzrost udziału gazu. Biomasa jako paliwo dla elektrowni ciepłych nadal nie będzie odgrywać zauważalnej roli. Wystąpią istotne różnice w strukturze paliw dla elektrowni konwencjonalnych w krajach OECD i krajach w transformacji (rys. 2.16). Włączenie do jednej grupy krajów Europy Centralnej i Wschodniej oraz krajów byłego ZSRR powoduje jednak pewne zniekształcenie tego obrazu ze względu na specyfikę struktury paliw w krajach byłego ZSRR. Duży wzrost udziału gazu jest tam spowodowany przede wszystkim łatwym dostępem do rodzimego gazu.

*Tabela 2.6 Zużycie energii elektrycznej i struktura paliw dla elektroenergetyki w ujęciu globalnym w prognozie IEA (scenariusz referencyjny) [2]*

	1971	1997	2010	2020
Zużycie finalne energii elektrycznej Mtoe	377	987	1423	1846
Zużycie energii pierwotnej do produkcji energii elektrycznej Mtoe	1199	3150	4275	5201
Struktura zużycia %				
Węgiel	49	44	44	44
Olej opałowy	22	9	7	6
Gaz	17	18	23	27
Energia jądrowa	2	20	16	12
Energia wodna	9	7	7	6

 Rys. 2.15 Prognoza IEA struktury energii pierwotnej dla elektroenergetyki w skali globalnej [2] (scenariusz referencyjny)

  
Rys. 2.16 Prognozy struktury paliw dla elektrowni ciepłych [2]

---

<sup>12)</sup> Należy zwrócić uwagę, że ceny podane są w zestawieniach w USD (1990). W przeliczeniu na bieżącą wartość USD należy stosować odpowiednie przeliczniki.

<sup>13)</sup> Owe wątpliwości oraz bardzo wysokie koszty zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych były przyczyną, że Stany Zjednoczone ogłosiły w 2001 r. decyzję Prezydenta G.W. Busha o odmowie ratyfikacji protokołu z Kioto.

<sup>14)</sup> Dla Polski rokiem odniesienia jest 1988.

---

[\[ I. Prognozy ... \]](#) [\[ Spis treści \]](#) [\[ III. Charakterystyka ... \]](#)

Data publikacji : 11.08.2005

[Poprzedni Strona](#)  
[Następny Strona](#)