

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
• BIBLIOTEKA REGULATORA •

Tadeusz Zbigniew Leszczyński

**Bezpieczeństwo energetyczne
Unii Europejskiej do 2030 roku**



Bezpieczeństwo energetyczne
Unii Europejskiej do 2030 roku

żonie Irenie

Biblioteka Regulatora

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Tadeusz Zbigniew Leszczyński

Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej do 2030 roku

Warszawa 2009

Biblioteka Regulatora

© Copyright by Urząd Regulacji Energetyki, 2009

ISBN 978-83-922476-8-5

Wydawca

Urząd Regulacji Energetyki
00-872 Warszawa, ul. Chłodna 64
tel. 661 62 22, fax 661 62 24
adres internetowy: www.ure.gov.pl

Skład, łamanie, druk

Przedsiębiorstwo Wydawniczo-Poligraficzne „GRYF” SA
06-400 Ciechanów, ul. Sienkiewicza 51
drukarnia@gryfciechanow.pl

Nakład: 1000 egzemplarzy

Wydrukowano w sierpniu 2009

Spis treści

Wstęp	7
Rozdział 1. Zastosowana metodologia badawcza	11
1.1. Definicja bezpieczeństwa energetycznego	11
1.2. Unijne regulacje prawne w obszarze bezpieczeństwa energetycznego	14
1.3. Aktualny stan prawny w zakresie statystyki energetycznej	19
1.4. Dostępne sprawozdania i prognozy z obszaru statystyki energetycznej	24
1.5. Metodologia statystyki energetycznej	30
1.5.1. Elektroenergetyka i ciepłownictwo	30
1.5.2. Górnictwo węgla	32
1.5.3. Sektor gazowy	33
1.5.4. Sektor naftowy	34
1.5.5. Odnawialne źródła energii	35
1.6. Ryzyko występujące w sektorze paliw i energii	38
1.6.1. Zarządzanie ryzykiem	38
1.6.2. Ryzyko na rynku energii elektrycznej i ciepłej	41
1.6.3. Ryzyko na rynku węgla	44
1.6.4. Ryzyko na rynku gazu ziemnego	47
1.6.5. Ryzyko na rynku ropy naftowej	49
1.6.6. Ryzyko na rynku odnawialnych źródeł energii	51
Rozdział 2. Światowe zasoby energetyczne	53
2.1. Globalny energy mix	53
2.2. Węgiel kamienny i brunatny	54
2.2.1. Światowe zasoby węgla	54
2.2.2. Wydobycie węgla w państwach członkowskich Unii Europejskiej	59
2.2.3. Nowe technologie węglowe	64
2.3. Gaz ziemny	67
2.3.1. Światowe zasoby gazu ziemnego	67
2.3.2. Gazowe projekty unijne	69
2.4. Ropa naftowa	79
2.4.1. Światowe zasoby ropy naftowej	79
2.4.2. Unijna infrastruktura dystrybucji i przerobu ropy naftowej	87
2.5. Paliwo jądrowe	96
2.5.1. Energetyka jądrowa na świecie	96
2.5.2. Energetyka jądrowa w Unii Europejskiej	99
2.5.3. Energia jądrowa a ochrona środowiska	113
2.6. Odnawialne źródła energii	117
2.6.1. Światowe zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii	117
2.6.2. Wiatr źródłem energii odnawialnej w Unii Europejskiej	122
Rozdział 3. Zapotrzebowanie oraz produkcja paliw i energii w Unii Europejskiej	133
3.1. Przyjęta procedura oraz zastosowane jednostki miar	133
3.2. Dotychczasowy bilans energii w Unii Europejskiej	135
3.3. Analiza otrzymanych wyników i zaobserwowanych trendów	163
3.3.1. Austria	163
3.3.2. Belgia	164
3.3.3. Bułgaria	165
3.3.4. Cypr	166
3.3.5. Czechy	167
3.3.6. Dania	168
3.3.7. Estonia	169
3.3.8. Finlandia	170
3.3.9. Francja	171
3.3.10. Grecja	172
3.3.11. Hiszpania	173
3.3.12. Holandia	174

3.3.13. Irlandia.....	175
3.3.14. Litwa.....	176
3.3.15. Luksemburg	177
3.3.16. Łotwa	178
3.3.17. Malta.....	179
3.3.18. Niemcy.....	180
3.3.19. Polska.....	181
3.3.20. Portugalia	183
3.3.21. Rumunia.....	184
3.3.22. Słowacja.....	185
3.3.23. Słowenia	186
3.3.24. Szwecja.....	187
3.3.25. Węgry.....	188
3.3.26. Wielka Brytania	189
3.3.27. Włochy.....	190
3.3.28. Unia Europejska.....	191
Rozdział 4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w Unii Europejskiej do 2030 roku ...	193
4.1. Przyjęte założenia	193
4.2. Scenariusze energetyczne dla Unii Europejskiej.....	198
4.3. Scenariusze energetyczne dla państw członkowskich Unii Europejskiej.....	210
4.4. Krytyczna weryfikacja projekcji.....	237
4.4.1. Austria	237
4.4.2. Belgia	238
4.4.3. Bułgaria	239
4.4.4. Cypr.....	240
4.4.5. Czechy.....	241
4.4.6. Dania.....	242
4.4.7. Estonia	243
4.4.8. Finlandia	244
4.4.9. Francja	245
4.4.10. Grecja	246
4.4.11. Hiszpania.....	247
4.4.12. Holandia.....	248
4.4.13. Irlandia.....	249
4.4.14. Litwa.....	250
4.4.15. Luksemburg	251
4.4.16. Łotwa	252
4.4.17. Malta.....	253
4.4.18. Niemcy.....	254
4.4.19. Polska.....	255
4.4.20. Portugalia	256
4.4.21. Rumunia.....	257
4.4.22. Słowacja.....	258
4.4.23. Słowenia	259
4.4.24. Szwecja.....	260
4.4.25. Węgry.....	261
4.4.26. Wielka Brytania	262
4.4.27. Włochy.....	263
Zakończenie.....	265
Spis rysunków.....	269
Spis tablic.....	273
Aneks I. Przyjęte w publikacji definicje nośników energii.....	275
Aneks II. Prawnie wiążące cele energetyczne państw członkowskich Unii Europejskiej.....	281
Aneks III. Zależność energetyczna Unii Europejskiej (2006).....	282
Aneks IV. Korekty scenariusza zielonego.....	283
Aneks V. Korekty scenariusza czerwonego	284
Bibliografia.....	285

Wstęp

Polska podjęła wyzwanie modernizacji swojej energetyki w perspektywie długookresowej, jednak jest to dopiero początek drogi. W Ministerstwie Gospodarki zakończone zostały prace nad opracowaniem projektu *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Dokument określa podstawowe kierunki polityki energetycznej państwa w analizowanym obszarze, takie jak: poprawa efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacja wytwarzania energii elektrycznej poprzez rozwój energetyki jądrowej i wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, a także rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenie negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko naturalne. Jako klucz do osiągnięcia efektywności energetycznej wskazano: zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, zmniejszenie strat w przesyłach i dystrybucji oraz dwukrotny wzrost (do 2020 r.) produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji, tj. skojarzonej produkcji elektryczności i ciepła. Ww. publikacja zawiera w szczególności prognozę zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. Podkreślono w niej także potrzebę racjonalnego i efektywnego gospodarowania krajowymi złożami węgla, dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw oraz budowy magazynów gazu ziemnego i ropy naftowej, a także zwiększenia krajowego wydobycia gazu ziemnego.

Podobnie w wielu krajach i organizacjach międzynarodowych podjęto działania zmierzające do wypracowania projekcji sektora paliwowo-energetycznego w perspektywie długookresowej. W związku z powyższym pojawiła się potrzeba zapoznania się z wieloma, nierzadko oryginalnymi, opracowaniami i usystematyzowania informacji na podjęty temat. Różnorodne metodyki badań elektroenergetycznych stosowane w poszczególnych państwach i skupiających je organizacjach międzynarodowych, a także w krajowych i międzynarodowych instytucjach badawczych oraz skupiających producentów utrudniają analizę i wymuszają wielokrotne weryfikowanie każdego wniosku i spostrzeżenia. Oprócz badań w sektorze paliw i energii niezbędne w związku z powyższym okazały się badania w zakresie metod statystycznych stosowanych w elektroenergetyce. Zaznaczyć należy także, iż prognozy długoterminowe charakteryzuje duży stopień niepewności, zaś w zakresie paliw i energii wymagają one wykorzystania bardzo wielu złożonych technik i procedur. Opracowanie prognozy trwa kilka miesięcy, który to okres w obecnie burzliwie zmieniających się uwarunkowaniach pogrążonej w kryzysie globalnej gospodarki rynkowej *społeczeństwa informacyjnego* wydaje się wiecznością.

Ze względu na rozległość tematyki, zróżnicowanie poziomu rozwoju energetyki poszczególnych państw, trudności w przewidywaniu scenariuszy rozwoju technologii energetycznych oraz zakłóceń w rozwoju gospodarczym i związanym z tym zapotrzebowaniem na paliwa i energię niezbędne stało się opracowanie różnorodnych scenariuszy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego dla wszystkich krajach Unii Europejskiej. Należy wszakże zauważyć, że poddana analizie organizacja międzynarodowa ewoluje i w przeciągu najbliższych dwudziestu lat najprawdopodobniej zmieni się zasadniczo, zwłaszcza w zakresie ujednoczenia procedur decyzyjnych, rozszerzenia swojego obszaru oddziaływania, czy stopnia zaspokajania po-

trzeb konsumpcyjnych integrującego się społeczeństwa. W 2030 r. świat będzie zupełnie inny niż dzisiaj, przy czym w zakresie bezpieczeństwa energetycznego prawdopodobnie rozszerzone zostaną kompetencje agend ONZ, umocniona solidarność państw Unii Europejskiej, wdrożone nowe technologie elektroenergetyczne. Należy liczyć się również ze wzrostem liczby ludności i dobrobytu większości społeczeństw, choć być może z przesunięciem punktu ciężkości z zachodu na wschód. Trzeba to wszystko tylko precyzyjnie przewidzieć...

W związku z szybkim wzrostem zapotrzebowania krajów rozwijających się oraz ciągle wysokimi potrzebami państw rozwiniętych gospodarczo, coraz istotniejsza staje się kwestia ograniczonej wielkości światowych zasobów paliw kopalnych. Wzrasta rola szybkiego rozwoju produkcji zarówno energii pierwotnej, jak i energii finalnej, w tym w szczególności opartych na odnawialnych źródłach energii, a także dokładne monitorowanie zmian w energetyce. Pełna wiedza o zapotrzebowaniu poszczególnych państw członkowskich na paliwa i energię oraz o możliwości zapewnienia i dywersyfikacji jej dostaw jest niezbędna do określenia obecnego poziomu bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej, a także podjęcia prób przewidywania go na przyszłość. Wiarygodne i aktualne informacje na temat przepływów energii, jej form, źródeł wytwarzania, dostaw, przemian i zużycia są potrzebne Wspólnocie do monitorowania wpływu i konsekwencji jej polityki na bezpieczeństwo energetyczne państw członkowskich oraz przewidywania i skoordynowanego rozwiązywania ewentualnych przyszłych energetycznych sytuacji kryzysowych.

Jednym z głównych zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego jest wzrost cen energii powyżej możliwości płatniczych konsumentów – jak miało to już niejednokrotnie miejsce podczas kryzysów energetycznych, np. w 1973 r. i 2008 r. Zagrożeniem dla bezpieczeństwa energetycznego może być wzrost konkurencji do światowych zasobów energetycznych, bądź zmowa producenta z wybranym konsumentem (dla Unii Europejskiej problemem takim mogłaby być np. zmowa Rosji z Chinami). W tym ujęciu im większa konkurencja na poszczególnych rynkach energetycznych, tym większe bezpieczeństwo energetyczne. Zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego może być wynikiem fizycznego uszkodzenia infrastruktury energetycznej u producenta, w kraju tranzytowym lub u odbiorcy, np. w wyniku zdarzeń naturalnych, aktów terroru lub wojny. Wstrzymanie dostaw może nastąpić także w rezultacie sankcji międzynarodowych wobec danego kraju, jak to miało miejsce w przypadku Iraku. Długoterminowe działania w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego winny zmierzać do zmniejszenia uzależnienia od jednego źródła importu energii, poprzez zwiększenie liczby dostawców, wykorzystanie rodzimych paliw kopalnych i odnawialnych źródeł energii oraz zmniejszenie ogólnego popytu na energię.

Aktualnie można dostrzec wiele różnorodnych, wpływających na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej, trendów globalnych:

- wyczerpują się zasoby paliw kopalnych, a w szczególności ropy naftowej i gazu ziemnego, na terytorium Wspólnoty zjawisko to występuje ze szczególną intensywnością;
- rośnie uzależnienie wielu państw, w tym prawie wszystkich państw członkowskich Unii Europejskiej, od zagranicznych źródeł energii;
- wzrastają potrzeby energetyczne krajów rozwijających się, takich jak np. Chiny i Indie;
- wzrasta wydajność energetyczna rozwiniętych gospodarek (w społeczeństwach informacyjnych);

- rośnie znaczenie kwestii ochrony środowiska, w szczególności w świetle negatywnego oddziaływania energetyki na zmiany klimatyczne;
- ze względów geopolitycznych tolerowane są dyktatury w niektórych krajach eksportujących energię;
- powszechnie dostrzega się potencjał tkwiący w odnawialnych i alternatywnych źródłach energii.

Z powyższych względów badania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej do 2030 r. ukierunkowane zostały na:

- wypracowanie metodologii badawczej w obszarze bezpieczeństwa energetycznego;
- zidentyfikowanie światowych zasobów energetycznych;
- określenie aktualnych tendencji rozwojowych sektora paliwowo-energetycznego;
- zaproponowanie realnych scenariuszy energetycznych w zakresie zapotrzebowania na paliwa i energię w perspektywie średnio- i długookresowej.

Przeprowadzone badania determinują zawartość niniejszej publikacji. Podręcznik zawiera cztery rozdziały, a także niezbędne spisy rysunków i tablic oraz aneksy. W pierwszym rozdziale przedstawione zostały unijne regulacje prawne w obszarze bezpieczeństwa energetycznego i statystyki energetycznej oraz wykorzystywana na rynkach paliw i energii metoda badań statystycznych. Drugi rozdział poświęcony został omówieniu światowych zasobów energetycznych, w tym węgla kamiennego i brunatnego, gazu ziemnego, ropy naftowej, paliw jądrowych oraz odnawialnych źródeł energii. W rozdziale trzecim podane zostały podstawowe wskaźniki oraz najistotniejsze informacje dotyczące zapotrzebowania na energię pierwotną i finalną, a także dotyczące produkcji poszczególnych rodzajów energii w Unii Europejskiej. Rozdział czwarty zawiera prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., w tym różne scenariusze energetyczne dla państw członkowskich Unii Europejskiej oraz całej Wspólnoty.

Źródłem informacji wykorzystanych w niniejszej publikacji są dane statystyczne, z których można wyprowadzić wnioski dotyczące rzeczywistości w energetyce. Wykorzystane zostały, pochodzące z różnych okresów, dwa rodzaje źródeł: zastane (pierwotne) i wywołane (wtórne). Autor użył jedynie istotnych i wiarygodnych materiałów źródłowych, przydatnych w poznawaniu rzeczywistości i rozwiązywaniu problemów badawczych oraz ukazujących obiektywny stan rzeczy i umożliwiającą ustalenie prawdy materialnej.

Rozległość podjętej problematyki skutkuje brakiem możliwości wyczerpania jej w jednym opracowaniu. Stąd na przykład rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii, w tym zniesienie barier przy zmianie dostawcy energii elektrycznej i gazu ziemnego oraz rozwój mechanizmów konkurencji, mimo iż niewątpliwie wpływające na wzrost bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw, a przez to całej Unii Europejskiej, jako zagadnienia wynikające z uwarunkowań lokalnych wyłączone zostały z niniejszej publikacji. Nie obejmuje ona także aspektów cenowych oraz regulacji prawnych obowiązujących w poszczególnych krajach członkowskich, które z pewnością również rzutują na ciągłość dostaw. Dla uproszczenia przyjęto, że zobowiązania dotyczące poziomu udziału prądu wytwarzanego w 2010 r. w oparciu o odnawialne źródła energii zostaną zrealizowane, choć jest to już mało realne. W związku z podjęciem decyzji o powyższych wyłączeniach i uproszczeniach problematyka ponoszenia przez dystrybutorów kosztów wynikających z kar, które pokrywać będą z przychodów od konsumentów lub z innych źródeł nie jest poru-

szana w niniejszej publikacji. Podobnie nie podjęto analizy aspektów prawnych dotyczących zasadności kontynuacji, bądź potrzeby wstrzymania sprowadzania do niektórych krajów produkujących czystą energię, lecz starych i już zdemontowanych gdzie indziej turbin elektrowni wiatrowych.

Publikacja umożliwia pogłębienie wiedzy inwestorów i przedsiębiorców energetycznych, zaś jej zakres pozwala na wykorzystanie podczas studiów nad bezpieczeństwem narodowym i międzynarodowym oraz zarządzaniem kryzysowym. Dotyczy to także wykorzystania wyników badań dla celów dydaktycznych, m.in. szkolenia organów decyzyjnych, tworzących i doskonalących system kierowania państwem. Autor wyraża przekonanie, że przedstawione wyniki badań znajdą zastosowanie w praktyce i przełożone zostaną przez polskich przedstawicieli w strukturach wspólnotowych na zmiany w regulacjach dotyczących problematyki energetycznej, zaś krajowe gremia decyzyjne uwzględnią je podczas przygotowywania adekwatnych ustaw i rozporządzeń. Niemniej wskazane jest pogłębienie badań teoretycznych w przedstawionym obszarze. Niezbędne jest choćby podjęcie wyzwania opracowania modelu bezpieczeństwa energetycznego organizacji, w tym międzynarodowej, oraz państwa. Zasadne wydaje się także dążenie do zmiany uregulowań wspólnotowych w zakresie objęcia statystyką strat energii w gospodarstwach domowych i transporcie oraz ich zmniejszenia.

Niniejszym autor dziękuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, dr. Mariuszowi Sworze za pobudzenie *bakcyła energetycznego* i umożliwienie ukazania jednego z najważniejszych aspektów bezpieczeństwa Unii Europejskiej i jej państw członkowskich. Podziękowania skierowane na ręce Prezesa URE przeznaczone są także dla zespołu pracowników Gabinetu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uczestniczących w przygotowaniu, korekcie i wydaniu niniejszej publikacji w ramach Biblioteki Regulatora.

Rozdział 1. Zastosowana metodologia badawcza

1.1. Definicja bezpieczeństwa energetycznego

Istnieje wiele definicji bezpieczeństwa energetycznego, choć nie ma powszechnie obowiązującej w Unii Europejskiej. Można je definiować, tak jak Center for Strategic and International Studies (CSIS) w USA: „ciągła zdolność państwa do utrzymania swego funkcjonowania bez poważnych zaburzeń” lub Międzynarodowa Agencja Energii (IEA – International Energy Agency): „fizyczna dostępność dostaw zaspokajająca popyt po określonej cenie”. Istnieją także lokalne, krajowe definicje bezpieczeństwa energetycznego. Np. w polskim systemie prawnym sformułowana została ona m.in. w *Prawie energetycznym*: „Bezpieczeństwo energetyczne jest to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”¹⁾ oraz w *Polityce energetycznej Polski do roku 2025*: „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalizacji negatywnego oddziaływania sektora energii na środowisko i warunki życia społecznego”²⁾. W Polsce funkcjonuje także definicja bezpieczeństwa energetycznego podana w *Doktrynie zarządzania bezpieczeństwem energetycznym*: „Bezpieczeństwo energetyczne to zdolność do zaspokojenia w warunkach rynkowych popytu na energię pod względem ilościowym i jakościowym, po cenie wynikającej z równowagi popytu i podaży, przy zachowaniu warunków ochrony środowiska”³⁾.

Powyższe definicje bezpieczeństwa energetycznego obejmują trzy główne aspekty przedmiotowe bezpieczeństwa: energetyczny, ekonomiczny i ekologiczny, przy czym jedna z podanych definicji dotyka także wymiaru społecznego. Zasadniczą rolę w Unii Europejskiej odgrywa jednak zbilansowanie popytu i podaży, które polega na zrównoważonym dostosowaniu, aktualnie i w perspektywie długookresowej, podaży do prognozowanego zapotrzebowania na paliwa i energię. Można więc stwierdzić, że proces zapewniania bezpieczeństwa energetycznego obejmuje racjonalizację pozyskiwania i użytkowania energii oraz jej dostawy na rynki końcowe, tj.: rynek energii elektrycznej, rynek ciepła oraz rynek paliw transportowych. W związku z powyższym, na potrzeby niniejszej publikacji przyjmujemy, iż: **bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej oznacza zagwarantowanie dostaw paliw i energii na rynek Wspólnoty na poziomie popytu z roku poprzedniego. Zadanie zagospodarowania owych dostaw pozostaje po stronie Unii Europejskiej.**

Na potrzeby określania bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw członkowskich Unii Europejskiej oraz całej Wspólnoty wykorzystywany jest wskaź-

1) Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348, z późn. zm.).

2) *Polityka energetyczna Polski do roku 2025* (M. P. z 22.07.2005 r.).

3) *Doktryna zarządzania bezpieczeństwem energetycznym*, Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa 2004.

nik zależności energetycznej oznaczający procentowy udział importu netto w całkowitym zużyciu energii (import jako element konsumpcji). Pomocny w tym zakresie, umożliwiający ocenę wrażliwości danej gospodarki na zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego jest *współczynnik intensywności energetycznej gospodarki*, który wskazuje ilość potrzebnych jednostek energii na wytworzenie jednej jednostki dochodu narodowego. Ważnym również wskaźnikiem, umożliwiającym określenie wrażliwości energetycznej gospodarki jest *wielkość wydatków na energię w całości produktu krajowego brutto* (PKB).

Obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich Unii Europejskiej spoczywa głównie na naczelnych organach władzy ustawodawczej i wykonawczej poszczególnych państw (parlamentach, prezydentach, premierach, radach ministrów i poszczególnych ministrach) oraz gremiach kierowniczych przedsiębiorstw sektora energetycznego (radach nadzorczych, zarządach, prezesach). Odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne na terenie funkcjonowania swych lokalnych społeczności ponoszą lokalne władze samorządowe⁴⁾. Ważna rola w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego przypada także pracownikom ośrodków naukowych i badawczo-rozwojowych oraz niezależnym ekspertom energetycznym. Do nich należy m.in.: aktywizacja środowisk naukowych na rzecz wypracowania koncepcji zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, inicjowanie i prowadzenie prac badawczo-rozwojowych nad wdrażaniem innowacyjnych technologii pozyskiwania, wytwarzania, przesyłania, dystrybucji i zużycia energii, a także wypracowanie skutecznych metod szkolenia gremiów kierowniczych oraz proekologicznego motywowania społeczeństwa, ukierunkowanego na zmniejszanie zużycia energii.

Podkreślić należy ważność precyzyjnego monitorowania bieżącego stanu systemu energetycznego, ciepłowniczego oraz przesyłu ropy i gazu w każdym kraju. W tym celu niezbędne jest posiadanie przez koordynatorów aktualnej, rzetelnej i kompletnej informacji o stanie ww. systemów. Stąd winni oni współpracować z operatorami wszystkich lokalnych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Dla skuteczności swej pracy muszą oni być także wyposażeni w odpowiednie narzędzia monitorowania zapotrzebowania na paliwa i energię oraz posiadać wiedzę o planach i aktualnym stanie rozbudowy infrastruktury oraz planach przyłączeniowych odbiorców.

Szczególnego znaczenia nabiera więc problem koordynacji działań podejmowanych przez różne instytucje, gdyż wiele aspektów bezpieczeństwa energetycznego, będąc wzajemnie skorelowanymi, może być rozwiązywanych w sposób alternatywny. Ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, w aspekcie zmniejszenia zapotrzebowania na paliwa i energię, odgrywa poziom rozwoju gospodarczego państwa, w tym poziom zawansowania technologicznego przedsiębiorstw sektora energetycznego, oraz poziom świadomości energetycznej (ekologicznej) społeczeństwa.

⁴⁾ W Polsce, zgodnie z *Prawem energetycznym* odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne ponoszą m.in. gminy, które odpowiadają za: przygotowanie *Założeń do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe* oraz opracowanie *Planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe*. Zgodnie z ustawą z 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. Nr 89, poz. 590) gminy (tym razem podobnie jak powiat samorządowy oraz wojewoda) w czasie kryzysów odpowiadają m.in. za opracowanie *Planu reagowania kryzysowego*, który obejmuje także zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w gminie. Zgodnie z art. 26 ww. ustawy gminy (tak jak powiaty i województwa) zobowiązane są również do finansowania zadań własnych z zakresu zarządzania kryzysowego w ramach własnego budżetu gminy (powiatu i województwa).

W świetle powyższego wyłania się hierarchiczna struktura bezpieczeństwa energetycznego w Unii Europejskiej, w której można wyróżnić cztery poziomy (rys. 1.1):

1. Poziom lokalny (gmina, związek gmin, powiat) – zapewnienie odbiorcom końcowym przyłączy energii elektrycznej i energii cieplnej oraz dostępu do punktów pozyskiwania paliw transportowych, a także rozwój lokalnych potencjałów wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej (w tym odnawialnej), świadczenie lokalnych usług dystrybucyjnych i zapewnienie zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną i ciepło.
2. Poziom regionalny (województwo) – zapewnienie zdolności i gotowości do świadczenia usług przesyłania paliw i energii na poziom lokalny oraz ich wymiany pomiędzy regionami. Na tym szczeblu ma miejsce pobudzanie lokalnych inicjatyw w zakresie rozwoju potencjału wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej (w tym odnawialnej), monitorowanie świadczenia na szczeblu lokalnym usług dystrybucyjnych oraz zapewnianie zaopatrzenia szczebla lokalnego w paliwa i energię elektryczną.
3. Poziom krajowy – tworzenie warunków do rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzyregionalnych i międzynarodowych, umożliwiających niezawodne świadczenie usług tranzytu, przesyłu i regionalnej dystrybucji energii, a także zapewnienie zdolności i niezawodności realizacji przepływów paliw i energii pomiędzy i ponad regionami, realizacji przepływów tranzytowych niezbędnych ilości paliw i energii z państwami ościennymi, w tym poprzez europejskie systemy elektroenergetyczne, przesyłu ropy naftowej i paliw płynnych oraz gazownicze.
4. Poziom wspólnotowy – tworzenie warunków do rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzynarodowych i międzykontynentalnych, umożliwiających niezawodne świadczenie usług tranzytu energii, a także regulowanie, zapewnianie zdolności oraz monitorowanie realizacji przepływów paliw i energii na obszar Unii Europejskiej i pomiędzy państwami członkowskimi, w tym poprzez europejskie i inne systemy elektroenergetyczne, przesyłu ropy naftowej i paliw płynnych oraz gazownicze.



Rysunek 1.1. Poziomy bezpieczeństwa energetycznego w Unii Europejskiej (Źródło: opracowanie własne)

1.2. Unijne regulacje prawne w obszarze bezpieczeństwa energetycznego

Bezpieczeństwa energetycznego na obszarze niektórych państw będących członkami współczesnej Unii Europejskiej (rys. 1.2) dotyczył już traktat z 1951 r. ustanawiający Europejską Wspólnotę Węgla i Stali, podobnie jak i traktat z 1957 r. powołujący Europejską Wspólnotę Energii Atomowej⁵⁾, które regulowały problematykę produkcji węgla i energii atomowej. Traktaty te nie przewidywały jednak utworzenia wspólnej polityki energetycznej na wzór wspólnej polityki rolnej, ani nie obejmowały



Rysunek 1.2. Unia Europejska w 2009 r. (Źródło: Komisja Europejska)

⁵⁾ Traktat ustanawiający Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (Euratom) został podpisany w 1957 r. wraz z traktatem powołującym do życia Europejską Wspólnotę Gospodarczą (EWG), jako jeden z tzw. *Traktatów Rzymskich*. Traktat Euratom zawarto w celu ustanowienia wspólnego rynku dla rozwoju pokojowych zastosowań energii atomowej, a w szczególności m.in. dla: promocji badań w dziedzinie energii atomowej, budowy energetyki jądrowej, niezbędnych dla jej rozwoju instalacji cyklu paliwowego, stworzenia mechanizmów zapewniających dostęp do rud uranu i paliwa jądrowego oraz wprowadzenia jednolitych standardów dotyczących ochrony pracowników i ludności przed ewentualnymi negatywnymi skutkami uwolnienia substancji promieniotwórczych. Traktat Euratom nie obejmuje jednak zagadnień bezpieczeństwa działalności instalacji nuklearnych – zajmują się tym poszczególne państwa członkowskie, w ramach swoich systemów prawnych.

mowały szerokiego zakresu bezpieczeństwa energetycznego, a działania wspólnotowe dotyczyły jedynie wybranych aspektów energetyki. W 1968 r. uregulowana została kwestia obowiązkowych zapasów paliw płynnych, przez co przepisy te stały się najstarszą częścią wspólnotowego prawa energetycznego⁶⁾ – państwa członkowskie mają obecnie obowiązek utrzymywania zapasów ropy naftowej wystarczających na 90 dni średniego dziennego zużycia z roku poprzedniego.

Pierwszy dokument mówiący o potrzebie ustanowienia wspólnego rynku energetycznego opublikowano w 1988 r.⁷⁾ Postulowano w nim zintegrowanie wewnętrznych rynków energii oraz wskazano przewidywane obszary integracji: rynek energii elektrycznej i rynek gazu ziemnego. W 1991 r. podpisano Europejską Kartę Energetyczną, mającą charakter deklaracji politycznej, która przewidywała powstanie konkurencyjnego rynku energii, do którego swobodny dostęp mają obywatele i firmy z państw sygnatariuszy. W 1992 r. Traktat o Unii Europejskiej ustanowił podstawy prawne jednolitego rynku wewnętrznego, w tym współpracy energetycznej. Ustanowione zostały tzw. sieci transeuropejskie (TEN), które m.in. obejmują infrastrukturę energetyczną.

W 1994 r. podpisany został Traktat Karty Energetycznej, do którego oprócz państw Wspólnoty przystąpiły kraje Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polska. Traktat, który wszedł w życie w 1998 r. po ratyfikacji przez większość państw sygnatariuszy, promuje współpracę energetyczną opartą na zasadach rynkowych, w tym swobodny handel i tranzyt surowców energetycznych, równość inwestorów krajowych i zagranicznych oraz bezpieczeństwo dostaw surowców i pokojowe rozwiązywanie sporów⁸⁾. W 1995 r. wydane zostały: *Biała Księga* oraz *Zielona Księga* (ostatnia z 2006 r.)⁹⁾, w których sformułowane zostały cele Wspólnoty w obszarze energetyki, w tym kwestie dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności obejmujące zapewnienie nieprzerwanej fizycznej dostępności produktów energetycznych na rynku, po cenach dostępnych dla konsumentów.

W kolejnych latach Komisja Europejska wydała dyrektywy liberalizujące rynki energii elektrycznej i gazu ziemnego. Postulaty zawarte w księgach zostały rozwinięte w dyrektywie elektroenergetycznej z 1996 r.¹⁰⁾ i gazowej z 1998 r.¹¹⁾ Dyrektywa elektryczna ustanowiła wspólne zasady wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, a także ustaliła zasady dotyczące organizacji i działania sektora energetycznego oraz dostępu do rynku. Dyrektywa gazowa określiła natomiast podstawowe wspólnotowe zasady dotyczące dostaw, transportu, dystrybucji i magazynowania gazu ziemnego. Ich celem było wprowadzenie zasad konkurencji i poprawa efektywności, jednak nie uzyskano spodziewanych rezultatów.

⁶⁾ Dyrektywa 68/414/EWG nakładająca na państwa członkowskie EWG obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów surowej ropy naftowej i/lub produktów ropopochodnych, zmieniona dyrektywą Rady 98/93/WE z 14 grudnia 1998 r.

⁷⁾ COM (88) 238.

⁸⁾ Traktatu nie ratyfikowała Rosja, mimo iż Federacja Rosyjska była jednym z sygnatariuszy dokumentu.

⁹⁾ *Zielona Księga: Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, SEK(2006) 317.

¹⁰⁾ Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku w sektorze energii elektrycznej.

¹¹⁾ Dyrektywa 98/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1998 r. dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

W związku z powyższym w 2003 r. uchwalone zostały nowe dyrektywy, których celem było rozdzielenie przesyłu surowców energetycznych od dystrybucji, otwarcie rynków i umożliwienie dostępu stron trzecich do produkcji i dystrybucji energii elektrycznej i gazu ziemnego na terenie Unii Europejskiej¹²⁾. W 2005 r. Wielka Brytania, sprawująca wówczas prezydencję w Unii Europejskiej, zaproponowała utworzenie wspólnej polityki energetycznej, wskazując na potrzebę budowy zintegrowanego systemu sieci przesyłowych, wprowadzania rzeczywistej konkurencji na rynku handlu energią oraz rozwoju energetyki jądrowej. W odpowiedzi, w 2006 r. Komisja Europejska uchwaliła *Zieloną Księgę w sprawie Europejskiej strategii na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*.

W 2006 r. opracowany został także dokument pt. *Stosunki zewnętrzne w obszarze energii – od zasad do działań*, który wskazuje potrzebę zagwarantowania pewnych, bezpiecznych i konkurencyjnych dostaw, podkreśla rolę jednolitego rynku dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i proponuje włączenie kwestii energetycznych do Europejskiej Polityki Sąsiedztwa. Jednak jak wynika z analiz sektora energetycznego opublikowanych przez Parlament Europejski (2006), nadal w niektórych państwach Wspólnoty istniała nadmierna koncentracja, bariery transgraniczne oraz negatywne skutki ingerowania państw w restrukturyzację rynku.

W konkluzjach prezydencji z posiedzenia Rady Europejskiej, które odbyło się w Brukseli w dniach 8-9 marca 2007 r.¹³⁾ odniesiono się do potrzeby wdrożenia w Unii Europejskiej zintegrowanej polityki energetycznej, w tym w szczególności w aspekcie globalnego ocieplenia i potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz zaakceptowano powyższe propozycje Komisji Europejskiej, które załączono do konkluzji jako plan działań na lata 2007-2009. Oprócz m.in. wskazówek, w jaki sposób integrować unijny wewnętrzny rynek gazu ziemnego i energii elektrycznej, dokument ten zajmuje się kwestią bezpieczeństwa dostaw oraz reagowania na ewentualne kryzysy. Określono w nim cele ilościowe dotyczące racjonalnego wykorzystania energii, źródeł odnawialnych, w tym stosowania biopaliw, oraz wezwano do przygotowania kolejnego planu, tym razem w zakresie wychwytywania dwutlenku węgla i jego sekwestracji.

Kolejny krok w kierunku zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej stanowiło przyjęcie planu działań Rady Europejskiej na lata 2007-2009. Ukierunkowany został on na dokończenie budowy konkurencyjnego, wzajemnie połączonego i jednolitego wewnętrznego rynku energii, który zwiększy bezpieczeństwo dostaw poprzez dywersyfikację źródeł energii i dróg przesyłu. Podpisany w 2007 r., a nieratyfikowany dotychczas przez Irlandię, Czechy, Polskę i Niemcy, *Traktat Lizboński* zawiera zapisy dotyczące energetyki, których intencją – w duchu solidarności między państwami członkowskimi – jest zapewnienie funkcjonowania rynku energii i bezpieczeństwa jej dostaw, wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwój połączeń międzysieciowych i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych. Także w 2007 r. Parlament Europejski wydał rezolucję dotyczącą wspólnej europejskiej polityki zagranicznej w dziedzi-

12) Od 1 lipca 2004 r. dyrektywy zaczęły obowiązywać na terenie rozszerzonej Unii Europejskiej, w tym w Polsce. Swobodę wyboru dostawcy gazu ziemnego i energii elektrycznej uzyskali wówczas odbiorcy przemysłowi, zaś od 1 lipca 2007 r. także odbiorcy niekomercyjni.

13) *Konkluzje prezydencji (7224/07)*, Rada Europejska, Bruksela 2007.

nie energetyki¹⁴⁾, w której podkreślił potrzebę znaczenia solidarności w obronie interesów Unii Europejskiej w sytuacjach kryzysowych oraz wagę dywersyfikacji dla bezpieczeństwa energetycznego.

W 2007 r. Komisja Europejska wydała komunikat do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego zatytułowany *Europejska Polityka Energetyczna*, {SEK(2007) 12}, w której trafnie wyspecyfikowała wyzwania, przed którymi stoi Unia Europejska w obszarze bezpieczeństwa energetycznego: „Energia jest niezbędna do tego, by Europa mogła funkcjonować. Wydaje się jednak, że czasy dostępu do taniej energii już się skończyły. Zmiany klimatu, rosnąca zależność od importu surowców energetycznych i wzrost cen energii to wyzwania, przed którymi stają wszystkie państwa członkowskie Unii. Co więcej, stale wzrasta wzajemna zależność energetyczna pomiędzy państwami członkowskimi UE w dziedzinie energii (podobnie jak i w innych obszarach), skutkiem czego awaria zasilania w jednym państwie natychmiast wpływa na inne kraje. Europa musi jak najszybciej zacząć działać wspólnie, aby zapewnić sobie trwałe, bezpieczne i konkurencyjne dostawy energii. Dla Unii Europejskiej byłby to powrót do korzeni. Ustanawiając Europejską Wspólnotę Węgla i Stali w 1952 r. i Euratom w 1957 r., państwa-założyciele Unii dostrzegały potrzebę wspólnego podejścia do kwestii energii. Od tamtej pory nastąpiły znaczne zmiany w sytuacji na rynkach energii i uwarunkowaniach geopolitycznych, jednak potrzeba działania na szczeblu UE jest silniejsza niż kiedykolwiek. W przeciwnym razie trudniej będzie osiągnąć cele Unii w innych obszarach, np. cele strategii lizbońskiej na rzecz wzrostu gospodarczego i zatrudnienia oraz Milenijne Cele Rozwoju. Nowa europejska polityka energetyczna musi być ambitna, konkurencyjna i długofalowa; musi też być korzystna dla wszystkich Europejczyków.”

Trafność przewidywań potwierdził gwałtowny wzrost cen ropy naftowej i gazu ziemnego, który miał miejsce w 2008 r., a także rosyjsko-ukraiński konflikt gazowy z początku 2009 r., który pozbawił gazu prawie pół Europy. Komisja Europejska zaproponowała także rozwiązania: „(...) sprawnie działający i konkurencyjny wewnętrzny rynek energii może zapewnić znaczne korzyści w zakresie bezpieczeństwa dostaw i wysokich standardów dotyczących świadczenia usług publicznych. Skuteczne oddzielenie sieci od konkurencyjnych części przedsiębiorstw elektroenergetycznych i gazowych da firmom prawdziwą zachętę do inwestowania w nową infrastrukturę, przepustowość połączeń międzysieciowych i nowe moce, zapobiegając w ten sposób awariom zasilania i niepotrzebnym skokom cen. Autentyczny jednolity rynek sprzyja różnorodności.”. Ponadto: „(...) niezbędne jest wprowadzenie w UE minimalnych, wiążących norm bezpieczeństwa sieci.”. Zadaniem nowego wspólnotowego mechanizmu i struktury dla operatorów systemów przesyłowych powinno być proponowanie wspólnych minimalnych norm bezpieczeństwa. Stawałyby się one wiążące po zatwierdzeniu przez organy regulacyjne sektora energetycznego.

W *Europejskiej Polityce Energetycznej* z 2007 r. wskazano także metody zwiększania bezpieczeństwa poszczególnych krajów członkowskich Wspólnoty, w tym w szczególności na rynku gazu ziemnego, ropy naftowej i energii elektrycznej:

¹⁴⁾ Rezolucja Parlamentu Europejskiego z 26 września 2007 r. w sprawie wspólnej europejskiej polityki zagranicznej w dziedzinie energetyki.

- przeprowadzenie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, opracowanie projektów umożliwiających pozyskiwanie gazu z nowych regionów i stworzenie nowych węzłów gazowych w Europie Środkowej i krajach bałtyckich, lepsze wykorzystanie możliwości strategicznego przechowywania oraz budowa nowych terminali płynnego gazu ziemnego inwestycje w nowe magazyny i gazociągi,
- utrzymanie dobrze funkcjonującego unijnego mechanizmu strategicznych rezerw ropy naftowej, skoordynowanego z rezerwami innych krajów należących do OECD za pośrednictwem Europejskiej Agencji Energii (EEA),
- budowa połączeń międzysieciowych w elektroenergetyce oraz wiążących i możliwych do egzekwowania norm niezawodności.

Komisja Europejska szacuje, że by zagwarantować dostawy energii dla państw Unii Europejskiej w perspektywie długoterminowej, należy zainwestować w rynek paliw i energii 1 bilion euro. Nie przewiduje jednak finansowania inwestycji ze środków publicznych, lecz wskazuje, że powinny w tym celu zostać zaangażowane podmioty sektora energetycznego funkcjonujące w Europie. Przypomina jednocześnie, iż Unia Europejska musi nadal odgrywać główną rolę w takich inicjatywach jak międzynarodowe partnerstwo w zakresie gospodarki wodorowej (IPHE – International Partnership for the Hydrogen Economy) i międzynarodowy projekt budowy eksperymentalnego reaktora termojądrowego (ITER – International Thermonuclear Experimental Reactor).

Ponadto, w 2007 r. Komisja Europejska przedstawiła *Pakiet energetyczno-klimatyczny* (przyjęty na szczycie Unii Europejskiej w 2008 r.), który jest rozwinięciem *Europejskiej Polityki Energetycznej*. Dokument wskazuje cele na drodze do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, w tym: konkurencyjność (umożliwienie każdemu obywatelowi Unii Europejskiej rzeczywistej możliwości wyboru dostawcy energii elektrycznej i gazu ziemnego), bezpieczeństwo dostaw surowców energetycznych (*unbundling* – prawny zakaz łączenia kontroli nad produkcją energii elektrycznej lub wydobyciem gazu oraz wykorzystaniem sieci przesyłowej) oraz przeciwdziałanie zmianom klimatycznym. W ramach pakietu m.in. utworzona została Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych (ENTSO) dla sieci elektroenergetycznych i dla sieci gazowych, której zadaniem jest koordynacja współpracy między operatorami sieci w państwach członkowskich. Ponadto Komisja Europejska zaproponowała usprawnienie i rozszerzenie systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych.

W 2008 r. w ramach drugiego Strategicznego Przeglądu Energetycznego Komisja Europejska zaproponowała reformy, które mają niejako być uzupełnieniem *Pakietu energetyczno-klimatycznego*. Obejmują one szybkie wdrożenie *formuły 3x20*, wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw energii poprzez stworzenie możliwości wspólnego reagowania w sytuacjach kryzysowych, wsparcie budowy infrastruktury energetycznej oraz lepsze wykorzystanie własnych źródeł energii. Jednak także w 2008 r., na wniosek Niemiec i Francji wprowadzono zasadę, że każde państwo członkowskie może decydować o przejmowaniu swoich sieci przesyłowych przez firmy zagraniczne, która osłabia zdolność Unii Europejskiej do ochrony infrastruktury państw członkowskich przed przejęciem przez firmy państw trzecich.

1.3. Aktualny stan prawny w zakresie statystyki energetycznej

Rzetelne i obiektywne informacje o przebiegu gospodarowania paliwami i energią, w tym podaży, zużyciu, wielkości zapasów, stanie infrastruktury i efektywności gospodarowania, zapewnia sprawozdawczość statystyczna. Podstawą i warunkiem właściwego sporządzania sprawozdań statystycznych w Unii Europejskiej jest szczegółowa ewidencja prowadzona w państwach członkowskich Wspólnoty oraz terminowość dostarczania danych statystycznych do komórki unijnej sporządzającej owe sprawozdania.

Statystyka energetyczna jest elementem statystyki publicznej, która obejmuje zbieranie, gromadzenie, przechowywanie i opracowywanie danych oraz rozpowszechnianie ich jako oficjalnych danych statystycznych. Organizację, tryb oraz szczegółowy zakres prowadzonych badań statystycznych i związanych z nimi obowiązków w Unii Europejskiej określa Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii¹⁵⁾. Wskazano w nim wspólne ramy dla tworzenia, przekazywania, oceny i rozpowszechniania statystyki energii we Wspólnocie. Powyższe rozporządzenie stosuje się do danych statystycznych dotyczących nośników energii oraz dotyczących ich danych zagregowanych we Wspólnocie. Wdrożenie jednolitych procedur w całej Unii Europejskiej ułatwia porównywanie danych energetycznych pomiędzy poszczególnymi krajami członkowskimi Wspólnoty.

Realizacja ww. rozporządzenia wymaga od państw członkowskich zestawiania danych dotyczących nośników energii oraz danych zagregowanych z wykorzystaniem:

- specjalnych badań statystycznych skierowanych do producentów energii pierwotnej i przetworzonej oraz do podmiotów handlowych, dystrybutorów i przewoźników, a także importerów i eksporterów nośników energii;
- innych badań statystycznych skierowanych do użytkowników energii finalnej w sektorach przemysłu przetwórczego i transportu oraz w innych sektorach, w tym w gospodarstwach domowych;
- innych procedur estymacji statystycznej lub innych źródeł, w tym źródeł administracyjnych, takich jak informacje organów regulacji rynków energii elektrycznej i gazu.

Państwa członkowskie Unii Europejskiej zostały zobowiązane do dostarczania danych statystycznych i danych zagregowanych z częstotliwością określoną w załącznikach B-D do ww. rozporządzenia, odpowiednio raz w roku lub raz w miesiącu. Państwa członkowskie mają przekazywać statystykę zgodnie z następującą częstotliwością:

- a) raz w roku dla danych statystyki energetycznej określonych w załączniku B, tj. stałych paliw kopalnych i gazów przemysłowych, gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepłej, ropy naftowej i produktów naftowych, energii ze źródeł odnawialnych i wytwarzanej z odpadów;
- b) raz w miesiącu dla danych statystyki energetycznej określonych w załączniku C, tj. paliw stałych, energii elektrycznej, ropy naftowej i produktów naftowych oraz gazu ziemnego;

¹⁵⁾ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. U. L 304 z 14.11.2008 r.) weszło w życie 4.12.2008 r.

c) krótkoterminowo raz w miesiącu dla danych statystyki energetycznej określonych w załączniku D, tj. gazu ziemnego, energii elektrycznej oraz ropy naftowej i produktów naftowych.

We wspomnianym powyżej rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej określono, iż Eurostat będzie rozpowszechniał roczne statystyki dotyczące energii do dnia 31 stycznia drugiego roku po okresie sprawozdawczym. Oznacza to, iż statystyki zarówno za miesiąc styczeń 2009 r., jak i za cały 2009 r. zostaną rozpowszechnione do końca stycznia 2011 r. Dodatkowo wskazano iż:

„Art. 8: Komisja (Eurostat), we współpracy z sektorem energii jądrowej w UE, określa (...) zestaw rocznych statystyk dotyczących energii jądrowej, które będą gromadzone i rozpowszechniane od 2009 r., przy czym rok ten będzie pierwszym okresem sprawozdawczym.

Art. 9 ust. 1 lit. a: (...) w celu udostępnienia dodatkowych, adekwatnych i szczegółowych statystyk dotyczących każdego źródła energii odnawialnej Komisja (Eurostat) przedstawia i rozpowszechnia statystyki zebrane, począwszy od 2010 r. (rok referencyjny);

Art. 9 ust. 1 lit. b: (...) w celu ustalenia rozdziału energii finalnej według sektorów i głównych kierunków użytkowania oraz stopniowe włączenie rezultatów do statystyk, począwszy od 2012 r. (rok referencyjny).”.

Z powyższego wynika, że pierwsze statystyki będą dotyczyły 2009 r. oraz zostaną opublikowane do 31.01.2011 r., za wyjątkiem statystyk dotyczących energii odnawialnej, które będą dotyczyły 2010 r., i przewidziane są do opublikowania do 31.01.2012 r. oraz statystyk dotyczących zużycia energii finalnej, które z kolei będą zebrane za rok 2012, a opublikowane do 31.01.2014 r.

W załącznikach B-D do ww. rozporządzenia określono także jednostki, w jakich należy sporządzać statystyki:

- roczna statystyka energii w zakresie stałych paliw kopalnych i gazów przemysłowych powinna być sporządzana w następujących jednostkach (zgodnie z zapisami pkt 1.5 załącznika B):
 - ilość energii – 1 000 ton¹⁶⁾,
 - wartość opałowa – MJ/tonę;
- roczna statystyka energii w zakresie gazu (pkt 2.3 załącznika B):
 - ilość energii – o ile nie wskazano inaczej, ilości gazu ziemnego zgłasza się, podając jego wartość energetyczną, czyli w TJ, na podstawie ciepła spalania. Jeśli wymagane są ilości fizyczne, jednostką jest mln (10⁶) m³ w warunkach odniesienia dla gazu (15°C, 101 325 kPa),
 - wartość opałowa – kJ/m³, w warunkach odniesienia dla gazu (15°C, 101 325 kPa),
 - pojemność robocza magazynu – mln m³, w ww. warunkach odniesienia dla gazu,
 - maksymalny pobór – 106 m³/dzień, w warunkach odniesienia dla gazu;
- roczna statystyka energii elektrycznej (pkt 3.4 załącznika B):
 - ilość energii – GWh,
 - moc – MWe;

¹⁶⁾ Wyjątek: w przypadku gazów (gaz z gazowni, gaz z koksowni, gaz wielkopiecowy, gaz konwertorowy) stosowaną jednostką jest TJ (na podstawie ciepła spalania).

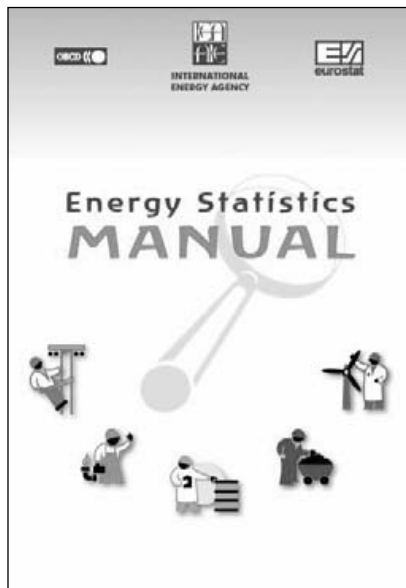
- roczna statystyka energii cieplnej (pkt 3.4 załącznika B):
 - ilość energii – TJ,
 - moc – MWt;
- roczna statystyka energii w zakresie ropy naftowej i produktów naftowych (pkt 4.3 załącznika B):
 - ilość energii – 1 000 ton,
 - wartość opałow – MJ/tonę;
- roczna statystyka energii w zakresie energii ze źródeł odnawialnych i wytwarzanej z odpadów (pkt 5.4 załącznika B):
 - wytwarzanie energii elektrycznej – MWh,
 - wytwarzanie energii cieplnej – TJ,
 - odnawialne nośniki energii – biobenzyna, biodiesle i inne biopaliwa płynne: tony, węgiel drzewny: 1 000 ton, pozostałe: TJ (na podstawie wartości opałowej),
 - powierzchnia kolektorów słonecznych – 1 000 m²,
 - moce wytwórcze zakładów – biopaliwa: tony/rok, pozostałe: MWe,
 - wartości opałowe – kJ (na podstawie wartości opałowej);
- miesięczne statystyki energii w zakresie paliw stałych (pkt 1.3 załącznika C), winny być sporządzane w 1 000 ton;
- miesięczne statystyki dotyczące energii elektrycznej (pkt 2.3 załącznika C):
 - ilość energii elektrycznej – GWh,
 - ilość węgla i produktów naftowych – 1 000 ton oraz TJ (na podstawie wartości opałowej),
 - ilość gazu ziemnego oraz gazów pochodnych – TJ (na podstawie ciepła spalania),
 - ilość pozostałych paliw – TJ (na podstawie wartości opałowej),
 - ilość jądrowej energii cieplnej – TJ,
 - zapasy – 1 000 ton;
- miesięczne statystyki energii w zakresie ropy naftowej i produktów naftowych (pkt 3.3 załącznika C) winny być sporządzane w 1 000 ton;
- miesięczne statystyki energii w zakresie gazu ziemnego (pkt 4.3 załącznika C):
 - ilość fizyczna – mln m³, w warunkach odniesienia dla gazu (15°C, 101 325 kPa),
 - wartość energetyczna – TJ, na podstawie ciepła spalania;
- krótkoterminowe miesięczne dane statystyczne w zakresie gazu ziemnego (pkt 1.3 załącznika D) w TJ, na podstawie ciepła spalania;
- krótkoterminowe miesięczne dane statystyczne dotyczące ilości energii elektrycznej (pkt 2.3 załącznika D) w GWh;
- krótkoterminowe miesięczne dane statystyczne dotyczące ilości ropy naftowej i produktów naftowych (pkt 3.3 załącznika D) w 1 000 ton.

W 2005 r. tj. przed wydaniem przez Parlament Europejski wspomnianego powyżej rozporządzenia w sprawie statystyki energii, różne międzynarodowe instytucje energetyczne podjęły działania zmierzające do standaryzacji systemu statystyk rynku paliw i energii. W tym celu Eurostat¹⁷⁾, Międzynarodowa Agencja Energii (IEA –

¹⁷⁾ Eurostat jest głównym urzędem statystycznym Wspólnot Europejskich – podstawowym źródłem danych statystycznych w Unii Europejskiej. Gromadzi on dane wszystkich państw członkowskich Wspólnoty w zakresie informacji i wskaźników umożliwiających monitorowanie sektora energetycznego oraz dostarcza informacji umożliwiających porównanie trendów zachodzących w poszczególnych krajach Unii Europejskiej.

International Energy Agency)¹⁸⁾ oraz Europejska Komisja Gospodarcza Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNECE – United Nations Economic Commission for Europe) opracowały zbiór wspólnych kwestionariuszy wykorzystywanych do zbierania i przesyłania danych. Formularze te oparto na wspólnie ustalonych definicjach, jednostkach miar i metodologii.

Formularze miały być wykorzystywane wspólnie przez Wspólnoty Europejskie, w tym Unię Europejską, Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development) oraz agendy ONZ, które każdego roku opracowują różne, w tym roczne, kwartalne i miesięczne, sprawozdania statystyczne.



Rysunek 1.3. Strona tytułowa *Energy Statistics Manual* (Źródło: IEA)

W powyższym celu wydany został wspólny podręcznik statystyki energetycznej pt. *Energy Statistics Manual* (rys. 1.3)¹⁹⁾. Zawiera on siedem rozdziałów poświęconych podstawom statystyki energetycznej (1), omawiających statystykę pięciu różnych paliw, takich jak: elektryczność i ciepło (2), gaz ziemny (3), ropa naftowa (4), węgiel i gazy przemysłowe (5), odnawialne źródła energii i śmieci (6) oraz prezentujących bilans energii (7). Myślą przewodnią podręcznika było wskazanie, iż różne organizacje, stosujące dotychczas różne definicje, jednostki miar i metodologie badawcze, opisują tak naprawdę tę samą rzeczywistość, więc pora porozumieć się i na te same sprawy spojrzeć jednakowo. W szczególności wskazano, że procedura statystyki energetycznej na wszystkich przedstawionych rynkach energii sprowadza się do zobrazowania jednakowych, choć nie zawsze występujących, przepływów:

¹⁸⁾ IEA jest autonomicznym ciałem utworzonym w 1974 r. w ramach OECD. Wśród trzydziestu członków OECD znajduje się dziewiętnaście państw należących do Unii Europejskiej (Austria, Belgia, Czechy, Dania, Finlandia, Francja, Grecja, Hiszpania, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Polska, Portugalia, Słowacja, Szwecja, Włochy, Węgry, Wielka Brytania), jedno z państw kandydujących do Wspólnoty (Turcja) oraz trzy z państw Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA – European Free Trade Association), które ściśle współpracują z UE (Islandia, Norwegia, Szwajcaria). Większość z wymienionych państw, z wyjątkiem Polski, Słowacji i Islandii, należy do IEA.

¹⁹⁾ *Energy Statistics Manual*, OECD/IEA, Paryż 2005.

- wydobycia surowców energetycznych,
- ujednoczenia miar i ujęcia całości energii pierwotnej,
- uwzględnienia importu netto oraz przepływów giełdowych netto energii pierwotnej,
- opisu procesu transformacji (przekształcania), z uwzględnieniem strat, energii pierwotnej w energię finalną,
- ujęcia całości energii finalnej,
- uwzględnienia importu netto oraz przepływów giełdowych netto energii finalnej,
- wykazania ilości energii finalnej dostarczonej do użytkownika końcowego, z uwzględnieniem strat w przesyłce (transporcie).

Jedną z przyczyn, które legły u podstaw próby ujednoczenia statystyk energetycznych ww. organizacji była chęć wprowadzenia jednakowych jednostek miar. Zaproponowano, by w formularzach statystycznych:

- stałe i płynne paliwa kopalne, tj. węgiel kamienny, węgiel brunatny, koks, ropa naftowa, gazy rafineryjne i inne – podawać w 1 000 t,
- gaz naturalny, gazy przemysłowe, energię odnawialną i śmieci oraz ciepło – wyrażać w TJ,
- energię elektryczną – prezentować w GWh, zaś moce generowane – w MW.

Obecnie, po przyjęciu i w trakcie wdrażania w Unii Europejskiej Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii trudno ocenić, czy współpraca pomiędzy Eurostat, IEA i UNECE będzie kontynuowana. Wydaje się jednak, że wprowadzenie przez Unię Europejską innych miar oraz innej metodologii opracowywania i sporządzania sprawozdań niż w OBWE i ONZ wiąże się z ewentualną koniecznością rozpoczęcia na nowo negocjacji pomiędzy tymi organizacjami.

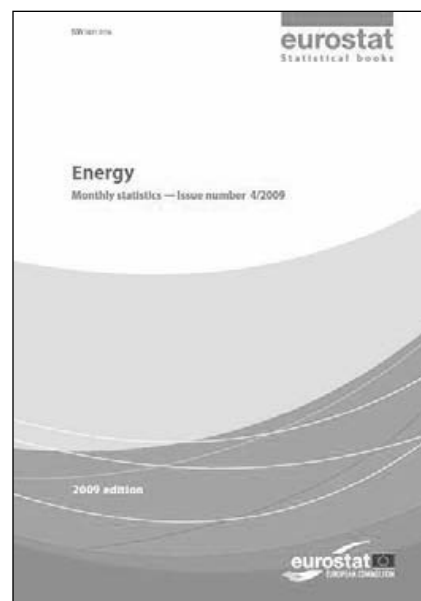
1.4. Dostępne sprawozdania i prognozy z obszaru statystyki energetycznej

Podstawowym źródłem oficjalnych danych statystycznych w Unii Europejskiej są statystyki publikowane przez Eurostat. Oprócz wydań drukowanych wszystkie są one dostępne na stronie Internetowej <http://ec.europa.eu/eurostat>. Zakres publikacji jest bardzo szeroki i obejmuje:

- *News release* (rys. 1.4) – dostarczają najnowszych informacji, w tym m.in. dotyczących wybranych wskaźników energetycznych, produktu krajowego brutto, deficytu, produkcji przemysłowej, handlu zagranicznego, bezrobocia, liczby ludności w państwach Unii Europejskiej, inflacji w strefie euro i wielu innych zagadnień.
- *Statistical books* (rys. 1.5) – podają m.in. miesięczne statystyki energii, analizy krótkoterminowe danych ekonomicznych, kwartalne przeglądy danych gospodarczych, a przede wszystkim analizy dotyczące rynku paliw i energii we wszystkich państwach Unii Europejskiej obejmujące zagadnienia efektywności energetycznej, współpracy międzynarodowej, bądź omawiające sytuację na lokalnych rynkach energetycznych oraz dostarczające wielu wykresów obrazujących tendencje zachodzące w energetyce państw członkowskich Unii Europejskiej.



Rysunek 1.4. Pierwsza strona *News release* nr 70/2009 (Źródło: Eurostat)



Rysunek 1.5. Strona tytułowa *Statistical books* nr 4/2009 (Źródło: Eurostat)

- *Pocketbooks* (rys. 1.6) – udostępniają m.in. wybrane wskaźniki energetyczne i dotyczące innych działów gospodarki państw Wspólnoty, informacje o państwach kandydujących do Unii Europejskiej i innych, w tym dotyczące ich systemów i wskaźników energetycznych.
- *Statistics in focus* (rys. 1.7) – dostarczają m.in. wielu danych dotyczących gospodarki, stosunków społecznych oraz badań i rozwoju na obszarze Unii Europejskiej.
- *Data in focus* (rys. 1.8) – podają m.in. dane dotyczące wybranych działów energetyki, wskaźników dotyczących energii i środowiska, migracji oraz gospodarki.



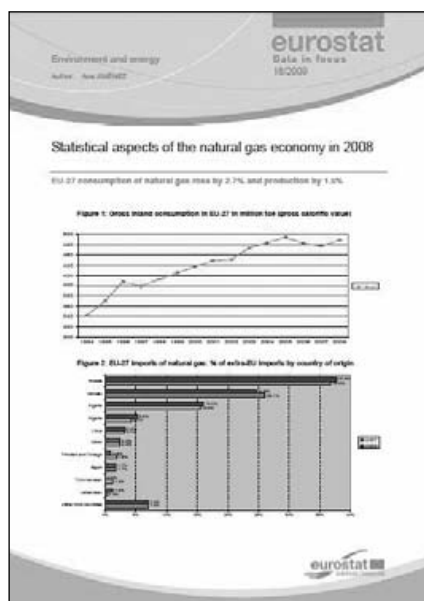
Rysunek 1.6. Przykładowe strony tytułowe *Pocketbooks* z 2008 r. (Źródło: Eurostat)



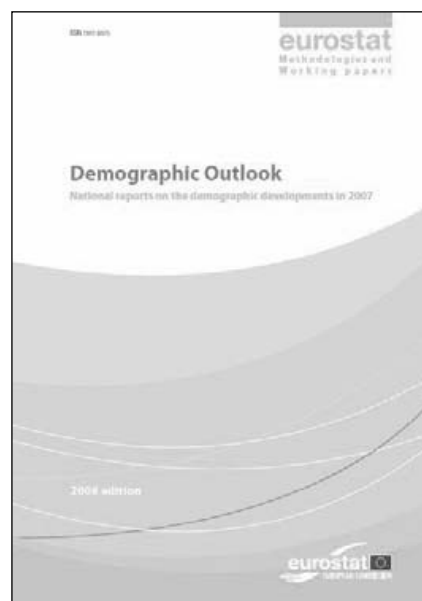
Rysunek 1.7. Pierwsza strona *Statistics in focus* nr 35/2009 (Źródło: Eurostat)

- *Methodologies and working papers* (rys. 1.9) – udostępniają m.in. szczegółowe dane dotyczące tendencji zmian ludnościowych we wszystkich państwach członkowskich Unii Europejskiej, a także wybranych państwach sąsiedzkich, opisują metodologię i procedury handlu emisjami gazów cieplarnianych, prezentują najważniejsze tendencje rozwoju demograficznego, np. bądź kompendium wymagań statystycznych.

Do najważniejszych publikacji Eurostat dotyczących bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej należą:

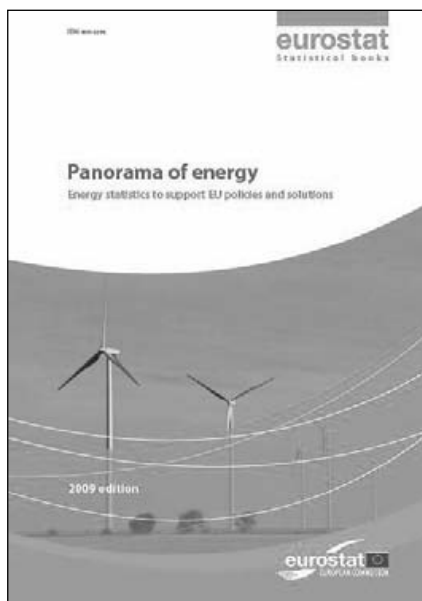


Rysunek 1.8. Pierwsza strona *Data in focus* nr 16/2009 (Źródło: Eurostat)



Rysunek 1.9. Strona tytułowa *Methodologies and working papers* z 2008 r. (Źródło: Eurostat)

- *Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions*²⁰⁾ (rys. 1.10) – m.in. przedstawiono w niej założenia polityki energetycznej Unii Europejskiej i omówiono profile energetyczne państw członkowskich Wspólnoty.



Rysunek 1.10. Strona tytułowa publikacji pt. *Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions* (Źródło: Eurostat)



Rysunek 1.11. Strona tytułowa publikacji pt. *Europe in figures. Eurostat yearbook 2008* (Źródło: Eurostat)

- *Europe in figures. Eurostat yearbook 2008*²¹⁾ (rys. 1.11) – przedstawiono m.in. wybrane dane dotyczące rynku paliw i energii państw członkowskich Unii Europejskiej.

Oprócz publikacji Eurostat wiele istotnych informacji można zaczerpnąć z publikacji OECD. Do publikacji zawierających dane dotyczące wybranych państw członkowskich Unii Europejskiej oraz regionu Europy należą:

- *World Energy Outlook 2008*²²⁾ (rys. 1.12) – w publikacji skoncentrowano się na dwóch zagadnieniach: perspektywie produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego oraz scenariuszach klimatycznych po 2012 r.
- *Energy Security and Climate Policy*²³⁾ (rys. 1.13) – publikacja poświęcona została relacjom pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym, a zmianami klimatu, zaś analizy dokonano na przykładzie Czech, Francji, Holandii, Wielkiej Brytanii i Włoch, dla rynków: węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego.
- *Key World Energy Statistics 2008*²⁴⁾ (rys. 1.14) – w formie tabelarycznej i graficznej przedstawiono dane za lata 1973 i 2006 dla całego świata, OECD i państw członkowskich OECD, na rynkach: energii elektrycznej, węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego oraz dla energetyki jądrowej, hydroenergetyki, a także dla energii pierwotnej i energii finalnej.

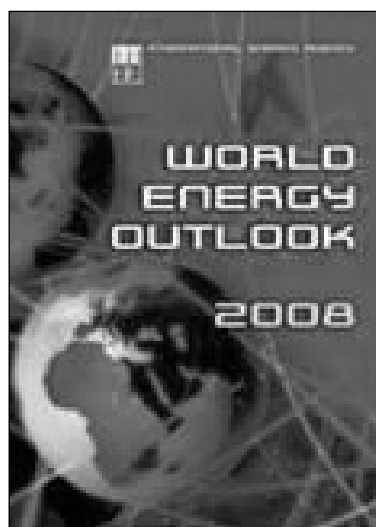
²⁰⁾ *Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions*, Eurostat, Luksemburg 2009.

²¹⁾ *Europe in figures. Eurostat yearbook 2008*, Eurostat, Luksemburg 2008.

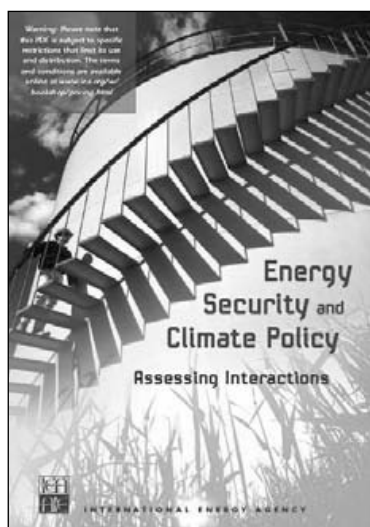
²²⁾ *World energy outlook 2008*, OECD/IEA, Paryż 2008.

²³⁾ *Energy Security and Climate Policy*, OECD/IEA, Paryż 2007.

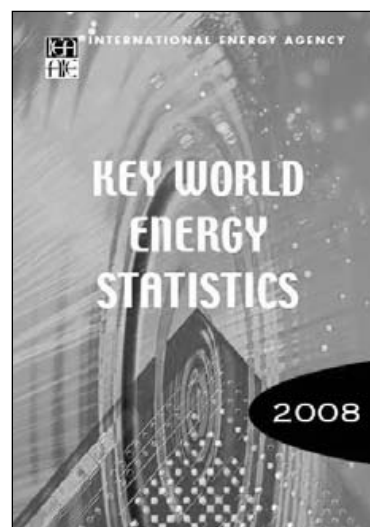
²⁴⁾ *Key World Energy Statistics 2008*, OECD/IEA, Paryż 2008.



Rysunek 1.12. *World Energy Outlook 2008* (Źródło: IEA)



Rysunek 1.13. *Energy Security and Climate Policy* (Źródło: IEA)

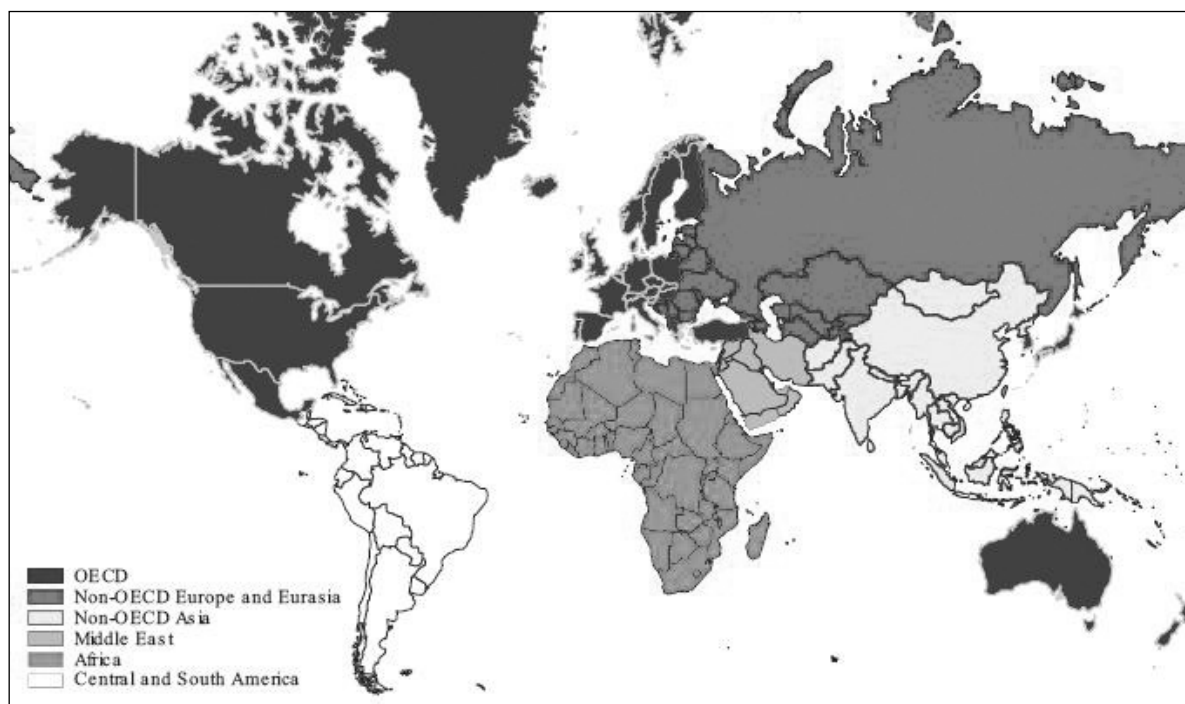


Rysunek 1.14. Strona tytułowa publikacji pt. *Key World Energy Statistics 2008* (Źródło: IEA)

Danych podawanych w publikacjach OECD/IEA nie można bezpośrednio wykorzystać do analiz bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej, gdyż podawane tam statystyki dotyczące *OECD Europa* obejmują jedynie państwa należące do tej organizacji: w tym państwa Wspólnoty, EFTA i inne (rys. 1.15), a nie dotyczą np.:

- Bułgarii, Rumunii, Malty i Cypru – klasyfikowanych jako kraje nienależące do OECD (*Non-OECD Europe*) oraz
- Estonii, Litwy i Łotwy – zaliczanych do państw dawnego ZSRR (*Former USSR*).

Istnieje wiele publikacji i opracowań analitycznych dla poszczególnych rynków energii i paliw, np. dotyczących ropy naftowej (OPEC), węgla (Eurocoal), energii jąd-



Rysunek 1.15. Świat według OECD (Źródło: IEA)

drowej (MAEA), czy energetyki wiatrowej (WWEA). Wszystkie one były dogłębnie analizowane i wnioski z nich wypływające zostały uwzględnione podczas przygotowywania niniejszej publikacji.

Także poszczególne kraje publikują własne dane statystyczne. Np. bardzo dużo publikacji przygotowanych zostało przez Energy Information Administration (EIA), będącą agendą rządową USA. Jednak, ze względu na przyjętą metodologię i stosowany dla jej potrzeb podział geograficzny świata (rys. 1.16), podobnie jak w przypadku publikacji OECD (a nawet bardziej, gdyż prezentują amerykańską optykę nieco inną od europejskiej), mają one znaczenie jedynie w zakresie dotyczącym całego świata, bądź pojedynczych państw będących członkami Unii Europejskiej.



Rysunek 1.16. Świat według EIA (Źródło: EIA)

W Polsce w 2004 r. Agencja Rynku Energii wydała publikację pt. *Bilans energetyczny Polski w układzie statystyki OECD i Eurostat*, w której omówiono zasady metodyczne sporządzania bilansów energetycznych według reguł obowiązujących w OECD i Eurostat przy wykorzystaniu danych statystycznych zebranych przez GUS i ARE SA. Przedstawione zostały dwa rodzaje bilansów OECD: bilans podstawowy i bilans syntetyczny oraz dwa bilanse Eurostat: bilans podstawowy i bilans zagregowany. Publikacja zawiera także tablice bilansów energetycznych Polski za lata 2002-2003 sporządzone według reguł obowiązujących w OECD i Eurostat. Bilans podstawowy OECD oparto na bilansie zawartym w opracowaniach *Energy Statistics of OECD Countries*, a bilans podstawowy Eurostat na bilansie przedstawianym w publikacjach *Energy Balance Sheets*. Pozostałe zaprezentowane bilanse: syntetyczny OECD i zagregowany Eurostat oparto na publikacjach *Energy Balances of OECD Countries*.

W ww. publikacji pt. *Bilans energetyczny Polski w układzie statystyki OECD i Eurostat* omówiono 32 nośniki energii (bilans podstawowy OECD), a w śród nich: paliwa stałe i ciekłe wyrażone w 1 000 ton, paliwa gazowe, ciepło i paliwa odpadowe wyrażone w TJ oraz energię elektryczną wyrażoną w GWh (bilans podstawowy Eu-

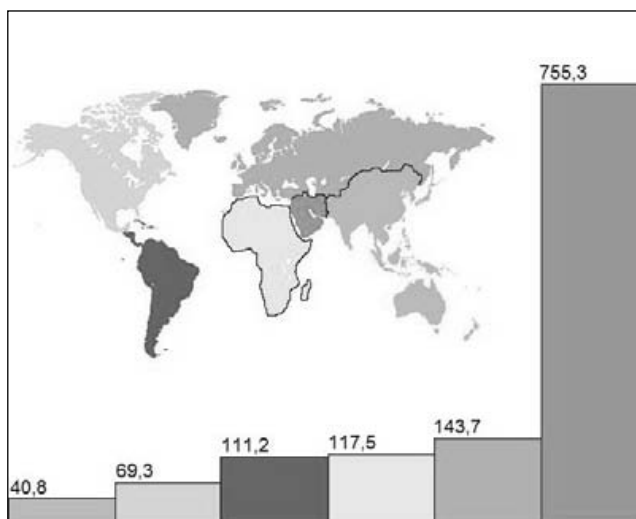
rostat dotyczy 37 nośników energii). Przedstawiony bilans syntetyczny OECD obejmuje 11 zagregowanych nośników energii wyrażonych w tysiącach jednostek energii równoważnych ekwiwalentowi tony ropy naftowej [1 000 toe], natomiast bilans zagregowany Eurostat obejmuje 12 grup nośników energii – również wyrażonych w tych samych jednostkach energii [1 000 toe].

Polski Główny Urząd Statystyczny w 2006 r. wydał *Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć*²⁵⁾. Publikacja zawiera ogólne zasady metodyczne ustalania danych statystycznych i sporządzania sprawozdań z zakresu gospodarki paliwami i energią w powiązaniu ze wzorami podstawowej dokumentacji dotyczącej wielkości: produkcji, zakupu, zapasów, zużycia i sprzedaży nośników energii. Do wzorów formularzy sprawozdawczych załączone zostały szczegółowe wytyczne sporządzania poszczególnych sprawozdań wraz z objaśnieniami.

Główny Urząd Statystyczny rokrocznie publikuje m.in. różne informacje i opracowania, w tym dotyczące energii. W 2008 r. opublikowana została informacja pt. *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2006, 2007*, która przedstawia tendencję i strukturę ich zużycia w latach 2003-2007. W tabelach zobrazowano pozyskiwanie energii pierwotnej w analizowanym okresie, strukturę jej zużycia, a także eksport i import paliw i energii. Poszczególne dane przedstawiono w tysiącach ton [tys. t], petadżulach [PJ], gigadżulach na tonę [GJ/t], terawatogodzinach [TWh], bądź procentach [%]. Struktura pozyskania i zużycia pozostałych nośników energii pierwotnej nie zawiera podziału na rodzaje źródeł energii odnawialnej.

Także wiele korporacji międzynarodowych tworzy własne statystyki energetyczne, które choć są mało przydatne do rozważań nad bezpieczeństwem energetycznym Unii Europejskiej, to niepozbawione jednak pewnych walorów poznawczych. Dla przykładu pokazane zostały dane z raportu *BP Statistical Review of World Energy June 2008*²⁶⁾. Firma posiada doskonałe rozeznanie rynku energii, jednak schematy graficzne (rys. 1.17) oraz statystyki w formie tabelarycznej sporządza wyłącznie dla swoich potrzeb.

Grafika pokazuje dane Unii Europejskiej łącznie z pozostałymi krajami europejskimi oraz państwami powstałymi po rozpadzie ZSRR. Zwrócić należy uwagę, że podział świata różni się od przyjmowanego zarówno przez OECD, jak i przez EIA. Dane tabelaryczne w ww. publikacji, odnośnie zużycia ropy naftowej za lata 2006-2007 na tle całego świata, podane zostały jedynie dla 22 państw Wspólnoty, w tym dla Belgii i Luksemburga łącznie.



Rysunek 1.17. Światowe zużycie ropy naftowej w latach 1997-2007 (Źródło: *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, BP, Londyn 2008)

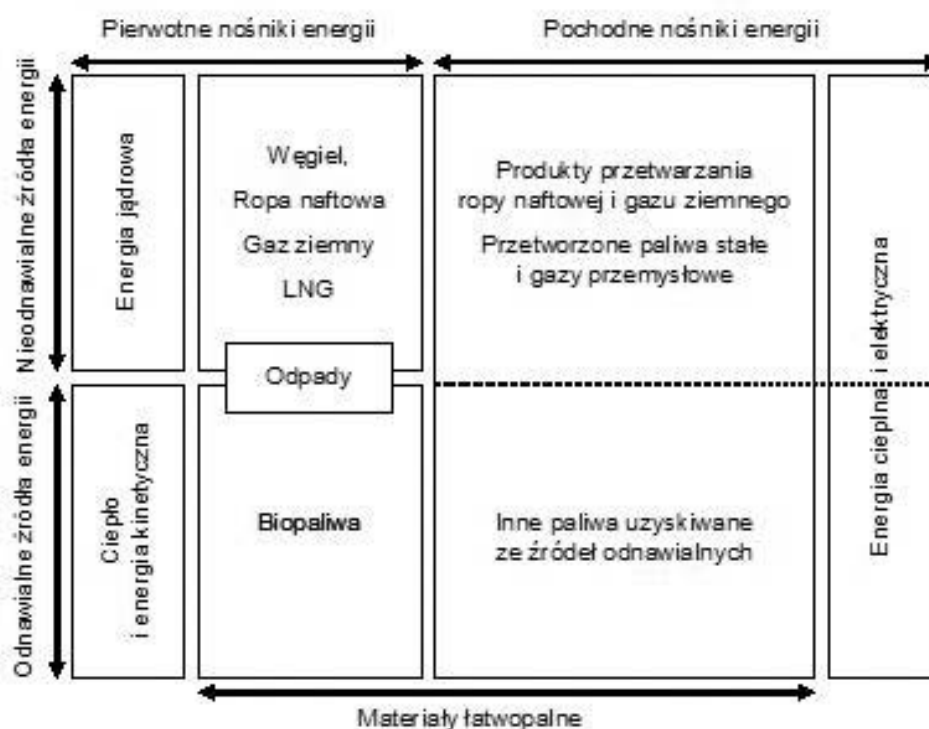
²⁵⁾ *Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć*, GUS, Warszawa 2006.

²⁶⁾ *BP Statistical Review of World Energy June 2008*, BP, Londyn 2008.

1.5. Metodologia statystyki energetycznej

1.5.1. Elektroenergetyka i ciepłownictwo

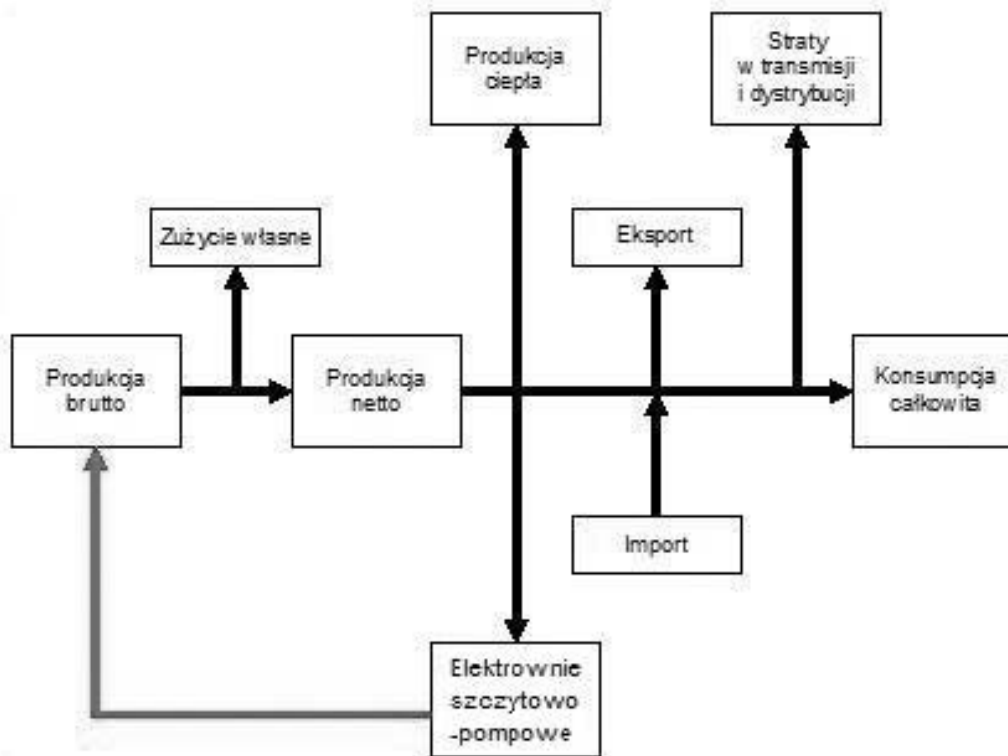
Energia elektryczna produkowana jest zarówno jako energia pierwotna, jak i energia finalna (rys. 1.18). Elektryczność pierwotna wytwarzana jest ze źródeł naturalnych, takich jak woda, wiatr, czy słońce, zaś elektryczność finalna pochodzi z ciepła procesów jądrowych, ciepła ze źródeł geotermalnych lub ciepła słonecznego, bądź wytwarzana jest podczas procesu spalania paliw pierwotnych (węgla, ropy naftowej lub gazu ziemnego).



Rysunek 1.18. Terminologia w obszarze nośników i źródeł energii (Źródło: opracowanie własne, na podstawie: *Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Luksemburg 2005*)

Przychód energii elektrycznej u odbiorców rejestruje się na podstawie wskazań liczników głównych (po stronie wyższego napięcia), zaś rozchód rejestrowany jest na podstawie wskazań liczników zainstalowanych w poszczególnych punktach odbioru lub według metody ustalonej przez komórkę odpowiedzialną za gospodarkę tym nośnikiem energii. Wielkość produkcji, eksportu, importu i zużycia energii elektrycznej podawana jest zwykle w wielokrotnościach watogodzin, tj. w mega-, giga- i terawatogodzinach (MWh, GWh, TWh), bądź dżulach (J, MJ, GJ, TJ). Stosowane są także inne jednostki, takie jak: kalorie [cal] i brytyjskie jednostki ciepła (Btu – British thermal units).

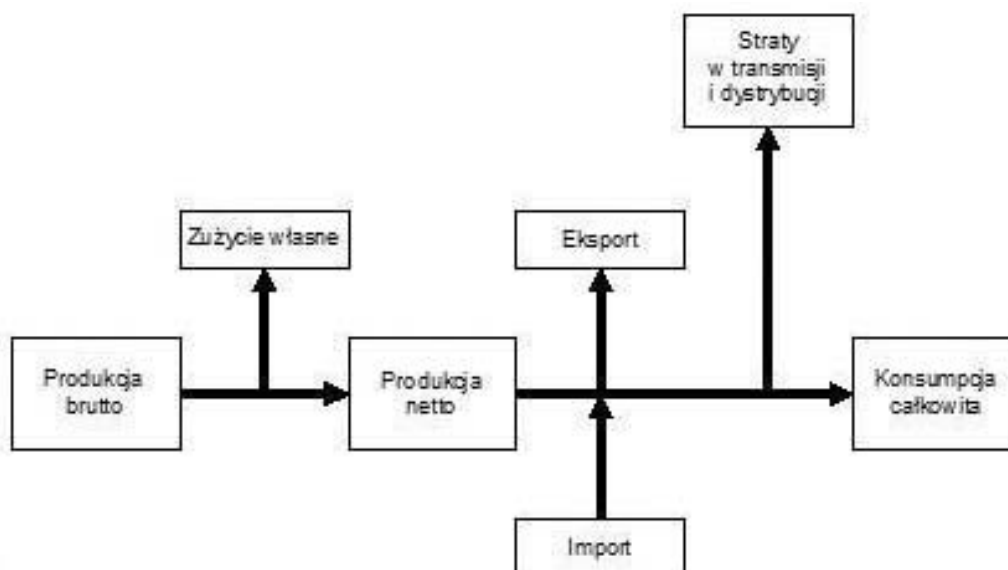
Ciepło może występować jako pierwotny lub pochodny (wtórny) nośnik energii. Ciepło pierwotne jest pozyskiwane ze źródeł naturalnych, takich jak energia geotermalna i słoneczna, zaś ciepło, jako pochodny nośnik energii, jest uzyskiwane w procesach spalania paliw, lub w efekcie reakcji rozszczepienia paliw jądrowych. Energia cieplna powstaje również w wyniku przemiany energii elektrycznej w ciepło w podgrzewaczach elektrycznych lub pompach ciepła. Ciepło może być wytwarzane i zużywane w miejscu produkcji lub rozprowadzane systemem rurociągów.



Rysunek 1.19. Przepływ energii elektrycznej od producenta do odbiorcy (Źródło: opracowanie własne)

Zużycia ciepła określane jest zwykle za pomocą urządzeń pomiarowych instalowanych w ważnych technologicznie punktach. Przychód ciepła z zewnątrz rejestruje się na podstawie pomiarów na głównym rurociągu doprowadzającym ciepło do jednostki sprawozdawczej lub na podstawie metody uzgodnionej między dostawcą a odbiorcą ciepła, zaś rozchód ciepła rejestruje się na podstawie pomiarów poboru lub według metody ustalonej przez komórkę odpowiedzialną za gospodarkę tym nośnikiem energii w jednostce sprawozdawczej.

Ilość paliw zużywanych przy produkcji ciepła i energii elektrycznej, w zależności od rodzaju paliwa, wyrażana jest w jednostkach fizycznych, takich jak: tony [t], metry sześcienne [m³] i litry [l]. Na ogół wartości te przedstawiane są także w jednostkach energetycznych.



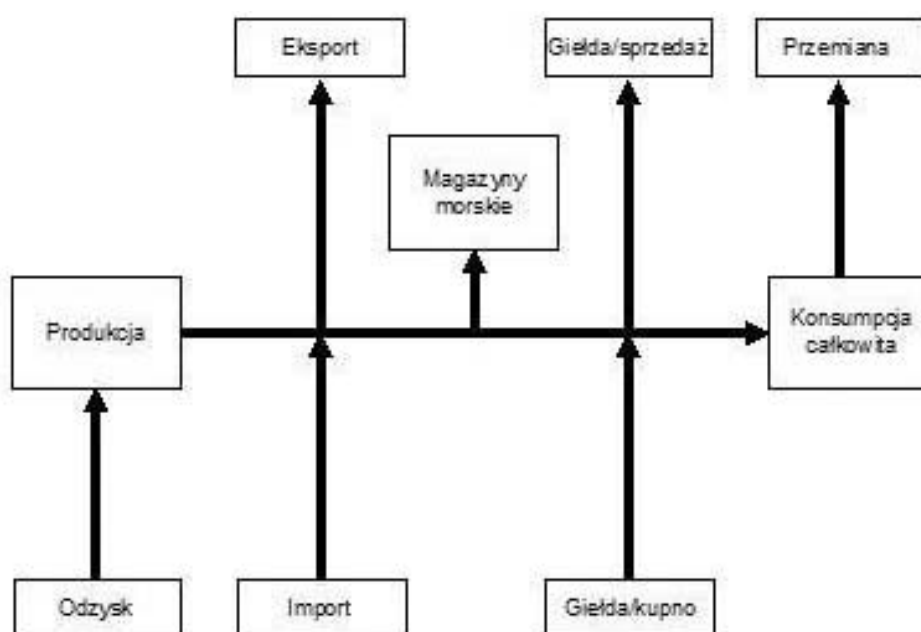
Rysunek 1.20. Przepływ ciepła od producenta do odbiorcy (Źródło: opracowanie własne)

1.5.2. Górnictwo węgla

Dane statystyczne dotyczące węgla i gazów przemysłowych (rys. 1.21) podawane są odpowiednio w tysiącach ton [1 000 t] oraz w teradzulach energii [TJ]. W celach porównawczych stosowana jest jednostka odpowiadająca ekwiwalemtowi jednej tony węgla (1 tce – ton of coal equivalent). Jednak jednostka ta stosowana jest coraz rzadziej, gdyż zastępuje ją jednostka oparta na ekwiwalencie ropy naftowej.

Pierwotne nośniki energii	Węgiel koksowy	Paliwa stałe kopalne
	Pozostałe węgle bitumiczne i antracyt	
	Węgiel subbitumiczny	
	Węgiel brunatny	
	Torf	
Pochodne nośniki energii	Brykiety z węgla kamiennego	
	Koks	
	Półkoks	
	Brykiety z węgla brunatnego	
	Gaz z gazowni	
	Gaz z koksowni	
	Gaz wielkopiecowy	
	Gaz konwertorowy	

Rysunek 1.21. Pierwotne i pochodne produkty węglowe (Źródło: opracowanie własne, na podstawie: *Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Luksemburg 2005*)



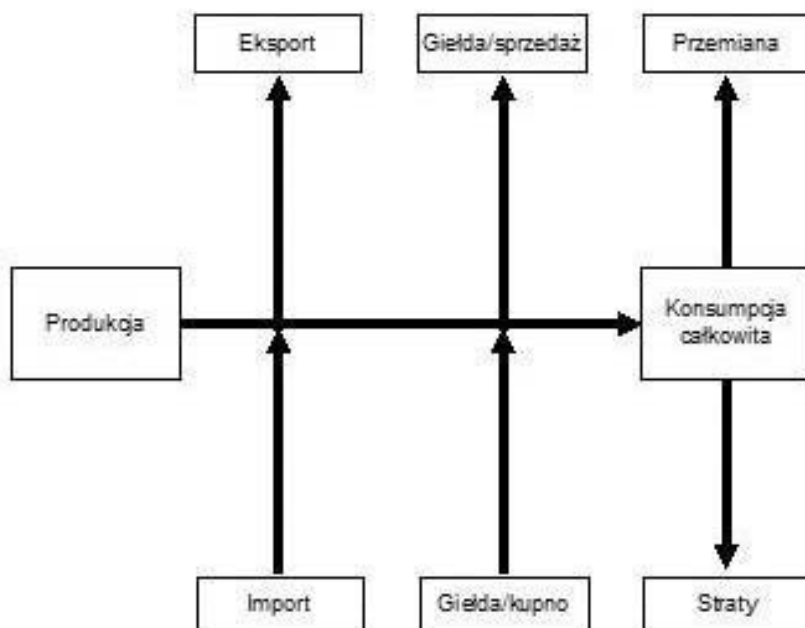
Rysunek 1.22. Przepływ węgla od producenta do odbiorcy (Źródło: opracowanie własne)

W odniesieniu do gazów przemysłowych rozróżnia się wartości opałów brutto i netto, znacznie się różniące (w niniejszej publikacji problematyka ta nie będzie poruszana), które zwykle podawane są w megadžulach na tonę [MJ/t]. Przepływ węgla od producenta do odbiorcy przedstawia rys. 1.22.

Magazyny morskie zaznaczone na schemacie oznaczają międzynarodowe bunkry morskie w znaczeniu podanym w załączniku A do Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. Urz. UE nr L 304), z którego paliwo dostarczane jest statkom pod wszystkimi banderami, o ile prowadzą żeglugę międzynarodową. Żegluga międzynarodowa może mieć miejsce na morzu, na jeziorach lub drogach wodnych śródlądowych oraz na wodach przybrzeżnych, nie dotyczy jednak statków prowadzących żeglugę krajową, statków rybackich oraz okrętów sił zbrojnych.

1.5.3. Sektor gazowy

Gaz ziemny jest produktem pochodzenia naturalnego, rozprowadzanym do użytkowników poprzez system gazociągów, którego głównym składnikiem jest metan (CH_4). Wielkość produkcji gazu ziemnego podawana jest oddzielnie dla poszczególnych złóż gazu oraz dla gazu wydobywanego wraz z ropą naftową. Odrębnie wyszczególniany jest metan odzyskiwany z kopalni węgla. Wielkości produkcji gazów przemysłowych, jak wspomniano powyżej, podawane są wraz z paliwami stałymi. Natomiast ilości produkowanego gazu płynnego (LNG i LPG) podawane są wraz z ropą naftową i jej pochodnymi. Ilości gazu ziemnego podawane mogą być w metrach sześciennych [m^3], bądź w jednostkach energetycznych, takich jak: dzule, kalorie, kilowatogodziny lub (J, cal, kWh, Btu) – najczęściej są to teradzule [TJ] oraz miliony metrów sześciennych [mln m^3] mierzone w warunkach standardowych, tj. w temperaturze 15°C i przy ciśnieniu 760 mm Hg lub warunkach normalnych – temperatura 0°C , ciśnienie 760 mm Hg.



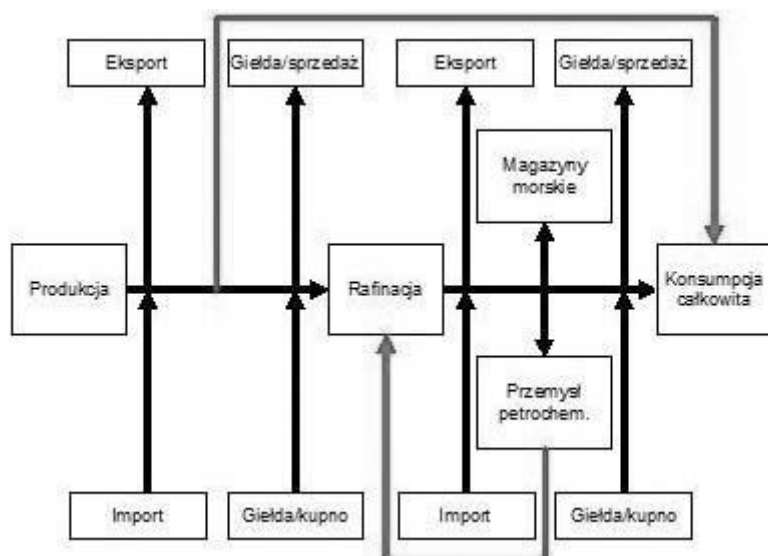
Rysunek 1.23. Przepływy gazu ziemnego (Źródło: opracowanie własne)

1.5.4. Sektor naftowy

Dane statystyczne dotyczące ropy naftowej podawane są odnośnie surowca przetwarzanego w rafineriach, jak i wytwarzanych z niego paliw (rys. 1.24). Wielkość produkcji podawana jest w jednostkach masy, takich jak baryłki i tony (b, t) lub objętości, tj. w metrach sześciennych [m³] – najczęściej w tym celu stosowane są tysiące ton [tys. t]. Podczas konwersji jednostek z baryłek lub ton na metry sześciennie i odwrotnie niezbędne jest korzystanie z gęstości lub ciężaru właściwego poszczególnych paliw. W statystykach energetycznych często stosowana jest jednostka umowna tzw. tona ekwiwalentu ropy naftowej (1 toe – ton of oil equivalent), definiowana jako 41,868 GJ.

Pierwotne nośniki energii	Ropa naftowa	
	Płyny towarzyszące gazowi ziemnemu	
	Inne węglowodory	
Pochodne wsady rafineryjne	Półprodukty rafineryjne	
	Pozostałe wsad do rafinerii	
Pochodne nośniki energii	Gaz rafineryjny	Paliwo dieslowskie
	Benzyny silnikowe	Pozostałe oleje napędowe
	Gaz skroplony (LPG)	Lekkie oleje opałowe
	Benzyny specjalne	Ciężkie oleje opałowe
	Benzyny lotnicze	Benzole
	Benzyny do silników odrzutowych	Smary
	Benzyny bezolowiowe	Asfalty
	Benzyny ołowiowe	Wazeliny, woski, parafiny
	Nafty do silników odrzutowych	Koks naftowy
	Pozostałe nafty	Pozostałe produkty

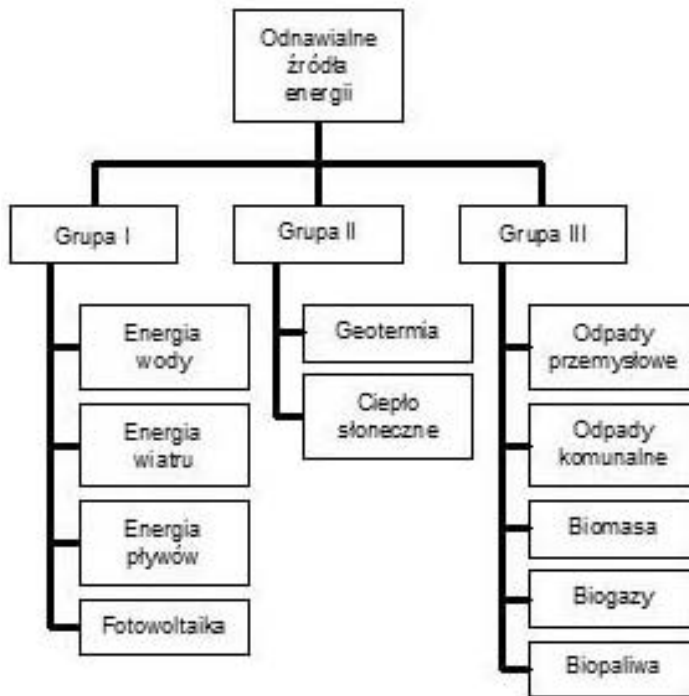
Rysunek 1.24. Pierwotne i pochodne nośniki energii pochodzące z ropy naftowej (Źródło: opracowanie własne, na podstawie: *Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Luksemburg 2005*)



Rysunek 1.25. Przepływy ropy naftowej (Źródło: opracowanie własne)

1.5.5. Odnawialne źródła energii

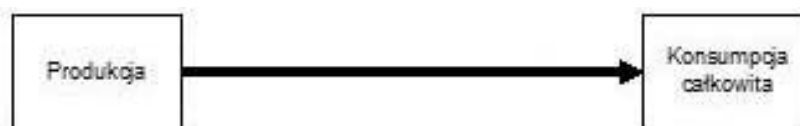
Energia odnawialna to energia uzyskiwana ze źródeł naturalnych, wytwarzana w trakcie powtarzających się procesów przyrodniczych. Istnieją różne formy energii odnawialnej (rys. 1.26). Jest to w szczególności energia generowana z promieniowania słonecznego, wiatru, zasobów geotermalnych, wodnych, stałej biomasy, biogazu i biopaliw ciekłych.



Rysunek 1.26. Trzy grupy odnawialnych źródeł energii (*Źródło: opracowanie własne, na podstawie: Energy Statistics Manual, OECD/IEA, Luksemburg 2005*)

Energia wodna (potencjalna i kinetyczna) służy do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnych (rys. 1.27). Rozróżnia się elektrownie wodne: o dopływie naturalnym (przeływowe) i szczytowo-pompowe. Energia elektryczna może także być produkowana z wody przepompowanej w członach pompowych elektrowni przepływowych. Do energii odnawialnej zaliczana jest wyłącznie produkcja energii elektrycznej w elektrowniach o dopływie naturalnym.

Energia wiatrowa to energia kinetyczna wiatru wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej w turbinach wiatrowych. Potencjał elektrowni wiatrowych jest określany przez możliwości generowania przez nie energii elektrycznej.



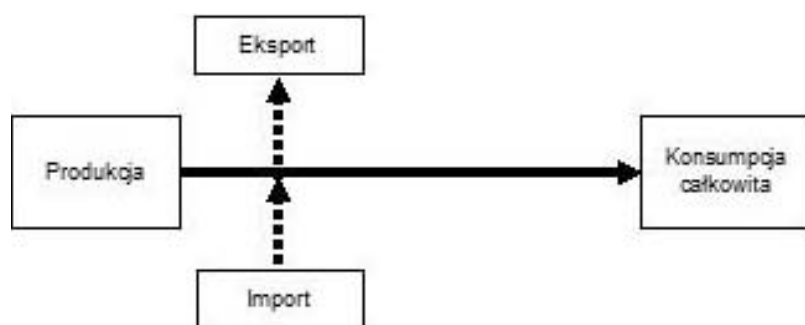
Rysunek 1.27. Przepływy w I grupie odnawialnych źródeł energii (*Źródło: opracowanie własne*)

Energia słoneczna to energia promieniowania słonecznego przetworzona na ciepło lub na energię elektryczną. Jej wykorzystanie umożliwiają: płaskie, tubowo-próżniowe i innego typu kolektory słoneczne (cieczowe lub powietrzne) do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, wody w basenach kąpielowych, ogrzewania pomieszczeń, w procesach suszarniczych, w procesach chemicznych, ogniwa fotowoltaiczne do bezpośredniego wytwarzania energii elektrycznej oraz elektrownie słoneczne do wytwarzania energii elektrycznej.

Energia geotermalna to ciepło uzyskiwane z wnętrza ziemi w postaci gorącej wody lub pary wodnej. Energia geotermalna jest użytkowana bezpośrednio jako ciepło grzewcze dla potrzeb komunalnych oraz w procesach produkcyjnych w rolnictwie, a także do wytwarzania energii elektrycznej (przy wykorzystaniu pary suchej albo solanki o wysokiej entalpii).

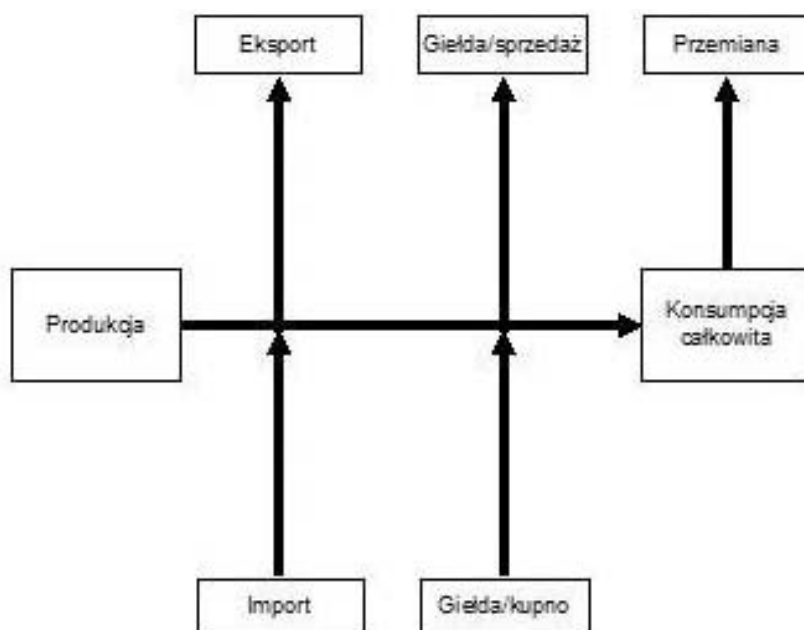
Stała biomasa to organiczny, niekopalny surowiec pochodzenia biologicznego, który jest wykorzystywany jako paliwo do wytwarzania ciepła lub generowania energii elektrycznej. Podstawowe rodzaje stałej biomasy to: drewno opałowe (biomasa leśna), biomasa rolnicza pochodząca z upraw energetycznych (drzewa szybko rosnące, byliny dwuliścienne, trawy wieloletnie, zboża uprawiane w celach energetycznych) oraz pozostałości organiczne z rolnictwa i ogrodnictwa (słoma, odchody zwierzęce, odpady z produkcji ogrodniczej itp.). Do grupy paliw stałych z biomasy zaliczany jest również węgiel drzewny.

Biogaz to gaz składający się głównie z metanu i dwutlenku węgla, uzyskiwany w procesie beztlenowej fermentacji biomasy. Rozróżnia się: gaz wysypiskowy (uzyskiwany w wyniku fermentacji odpadów na składowiskach), gaz z osadów ściekowych (wytwarzany w wyniku beztlenowej fermentacji szlamu Kanalizacyjnego) oraz pozostałe biogazy (otrzymywane np. w wyniku beztlenowej fermentacji odchodów zwierzęcych, odpadów w rzeźniach, browarach i z innej działalności w przetwórstwie rolno-spożywczym).



Rysunek 1.28. Przepływy w II grupie odnawialnych źródeł energii (Źródło: opracowanie własne)

Biopaliwa ciekłe, stosowane jako biokomponenty dodawane do paliw silnikowych wytwarzanych z ropy naftowej, są wytwarzane z surowców pochodzenia organicznego (z biomasy lub biodegradowalnych frakcji odpadów). Sprawozdawczością statystyczną objęte są: bioetanol, biodiesel, biometanol, biodimetyloeter, bio-ETBE (etylowy trzeciorzędny eter butylu wyprodukowany na bazie bioetanolu), bio-MTBE (metylowy trzeciorzędny eter butylu wyprodukowany na bazie biometanolu). Jako biopaliwa mogą być też wykorzystywane naturalne oleje roślinne.



Rysunek 1.29. Przepływy w III grupie odnawialnych źródeł energii (Źródło: opracowanie własne)

Statystyki dotyczące odnawialnych źródeł energii obejmują także paliwa odpadowe pochodzące z palnych odpadów przemysłowych i komunalnych, takich jak: guma, tworzywa sztuczne, odpady olejów i innych podobnych produktów. Mają one postać stałą lub ciekłą i zaliczane są do paliw odnawialnych lub nieodnawialnych. Odpady mogą ulegać biodegradacji lub też jej nie ulegać.

Odnawialne źródła energii charakteryzuje duża różnorodność jednostek, stosowanych w zależności od rodzaju surowca. Stosuje się w tym celu zarówno jednostki objętości i masy (np. drewno i jego odpady) lub objętości i energii (np. biogazy). Wielkość energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach wiatrowych, wodnych, słonecznych podaje się w kilo-, mega- i gigawatogodzinach (kWh, MWh, GWh). Zwykle wielkość wyprodukowanej energii elektrycznej podaje się w gigawatogodzinach [GWh], zaś moc wytwórczą elektrowni w megawatach energii elektrycznej [MWe]. Dla kolektorów słonecznych podawane są dodatkowo ich powierzchnie w tysiącach metrów kwadratowych [tys. m²].

1.6. Ryzyko występujące w sektorze paliw i energii

1.6.1. Zarządzanie ryzykiem

Zarządzanie ryzykiem (*risk management*) bywa przyrównywane do *zarządzania stanami niepewnymi* lub *controllingu strategicznego*, a także traktowane jako jedna z metod *zarządzania w warunkach zmiany*. Instytucje realizując w trakcie swej codziennej działalności procesy związane z zarządzaniem ryzykiem, często nawet nie uświadamiają sobie takowej potrzeby, przez co nie wykorzystują możliwości tkwiących w nowoczesnym zjawisku znanym jako *governance* (ład organizacyjny). Jednak sama świadomość potrzeby zarządzania ryzykiem nie oznacza jeszcze lepszego zarządzania ryzykiem w praktyce. Ryzyko wynikające z ewentualnej nieprawidłowej realizacji zadań nie obejmuje całości zagrożenia, gdyż także możliwości mogą być lub nie zostać owocnie wykorzystane.

W niektórych instytucjach można stosować stwarzające szanse sukcesu metody zarządzania przedsięwzięciami zwiększonego ryzyka (*venture management*). Na obecnym etapie rozwoju *społeczeństwa informacyjnego* niezbędne wydaje się poznanie metodologii zarządzania ryzykiem przez administrację publiczną wszystkich szczebli oraz wdrożenie jej narzędzi w proces kierowania państwem, a także organizacją międzynarodową, jaką jest Unia Europejska, by zagwarantować realizację celów, ochronę aktywów oraz wydajne, ekonomiczne i efektywne wykorzystanie zasobów. Równie ważne jest wdrożenie odpowiednich standardów zarządzania w administracji publicznej, by poszczególne państwa członkowskie były silnymi partnerami wspólnoty europejskiej.

Pierwsze wzmianki o zarządzaniu ryzykiem pojawiły się w literaturze amerykańskiej, gdzie traktowano je jako element zarządzania ubezpieczeniami (*risk insurance management*). W Europie zarządzanie ryzykiem pojawiło się jako metoda kształtowania polityki ryzyka w celu pokrycia go przez ubezpieczenie oraz stosowanie środków zapobiegania powstawaniu szkody, a następnie jako część zintegrowanego systemu zarządzania przedsiębiorstwem. Zarządzanie ryzykiem od kilku lat zyskuje na znaczeniu, przy czym wiele sygnałów wskazuje, że nie jest to jedynie moda, a rzeczywista potrzeba praktyków zarządzających nowoczesnymi organizacjami. Daje się także zaobserwować wzrost zainteresowania tą nową dziedziną wśród teoretyków. Można spodziewać się, że szybki rozwój zarządzania ryzykiem organizacji w krótkim czasie spowoduje wypracowanie i ujednoczenie narzędzi, metod i technik badawczych w tej nowej dziedzinie wiedzy.

W ostatnich latach obserwuje się coraz większe wykorzystanie technologii informatycznych, które spowodowały znaczny wzrost szybkości i ilości wymiany informacji między organizacją, a jej otoczeniem. Znacznie ułatwia to przeciwdziałanie sytuacjom kryzysowym, a także reagowanie – gdy zaistnieją. By możliwe były działania w czasie rzeczywistym, organizacja musi dysponować wypracowanymi, zweryfikowanymi i zatwierdzonymi procedurami zarządzania ryzykiem. Należy zaznaczyć, że aktualnie na arenie międzynarodowej **ryzyko postrzegane się jako możliwość zaistnienia zdarzenia, które będzie miało wpływ na realizację założonych celów**. Definicję tę, za *Glosariuszem międzynarodowych standardów profesjonalnej praktyki audytu wewnętrznego*²⁷⁾, podaje m.in. opubliko-

²⁷⁾ *International Standards for the Professional Practice of Internal Audit*, IIA, Altamonte Springs 2001.

wany w Polsce podręcznik poświęcony wdrażaniu systemu zarządzania ryzykiem w administracji publicznej²⁸⁾.

Ryzyko może mieć charakter negatywnego zagrożenia lub pozytywnej możliwości (szansy). Przykładem dobrze obrazującym istotę ryzyka jest inwestycja giełdowa. W dłuższej lub krótszej perspektywie czasowej może ona przynieść inwestorowi większy lub mniejszy zysk lub takową stratę. Posiadając wiedzę o mechanizmach giełdowych prawdopodobieństwo strat można minimalizować, zaś zysków maksymalizować (mówimy wówczas o optymalizacji ryzyka). Ryzyko towarzyszy praktycznie każdemu codziennemu działaniu. O ile każdy indywidualnie podejmuje ryzyko na własną odpowiedzialność, to dowódca musi uwzględniać ryzyko w aspekcie m.in. siły oddziaływania przeciwnika, warunków terenowych i klimatycznych pola walki, a także uzbrojenia, wyposażenia i wyszkolenia podległych żołnierzy. Często minimalizacja ryzyka staje się nieopłacalna i równa niepodejmowaniu żadnych działań, zaś większe ryzyko wiąże się z możliwością szybszej realizacji otrzymanych zadań i ograniczeniem strat własnych.

W 1981 r. S. Kaplan i B. Garrick przyjęli, że postrzegana przez obserwatora wielkość ryzyka jest względna, gdyż zależy od właściwości obserwatora lub uczestnika sytuacji zagrożenia i wiąże się zarówno z odczuwaną niepewnością, jak i z antycypowaną wielkością szkody.²⁹⁾ Badacze ci zdefiniowali ryzyko w postaci zbioru trójelementowego:

$$R = \{(s_i, p_i, x_i)\}$$

gdzie:

R – postrzegane ryzyko, s_i – scenariusz niepożądanego zdarzenia, p_i – prawdopodobieństwo zajścia zdarzenia określonego w scenariuszu, x_i – wielkość szkody, jaka może zaistnieć w związku z możliwością realizacji scenariusza s_i .

Ryzyka nie można utożsamiać z niepewnością. Niepewność związana jest ze zdarzeniem lub działaniem, które prawdopodobnie wpłynie na zdolność organizacji do realizacji stawianych przed nią celów, jednak przyszłe możliwe scenariusze i prawdopodobieństwa ich realizacji nie są znane. Natomiast z ryzykiem mamy do czynienia, gdy możliwe jest zidentyfikowanie wszystkich dostępnych alternatyw oraz da się oszacować prawdopodobieństwo ich wystąpienia.

Uwzględniając czynnik czasu, przed każdym działaniem (szczególnie zespołowym) należy dokonać analizy co może ewentualnie pójść nie tak, jak byśmy sobie tego życzyli, jakie jest prawdopodobieństwo zajścia niepomyślnego zdarzenia, jakie mogą być tego efekty oraz co należy zrobić, by wyeliminować zagrożenia. Z drugiej strony trzeba *a priori* określić pozytywne aspekty (sens) ponoszonego ryzyka i strat, a także oszacować możliwość korzystnego obrotu spraw i być na nie przygotowanym. Dodać należy, iż istnieje wiele kryteriów podziału ryzyka, w tym dwa podstawowe na: ryzyko systematyczne i specyficzne oraz ryzyko czyste i spekulacyjne.

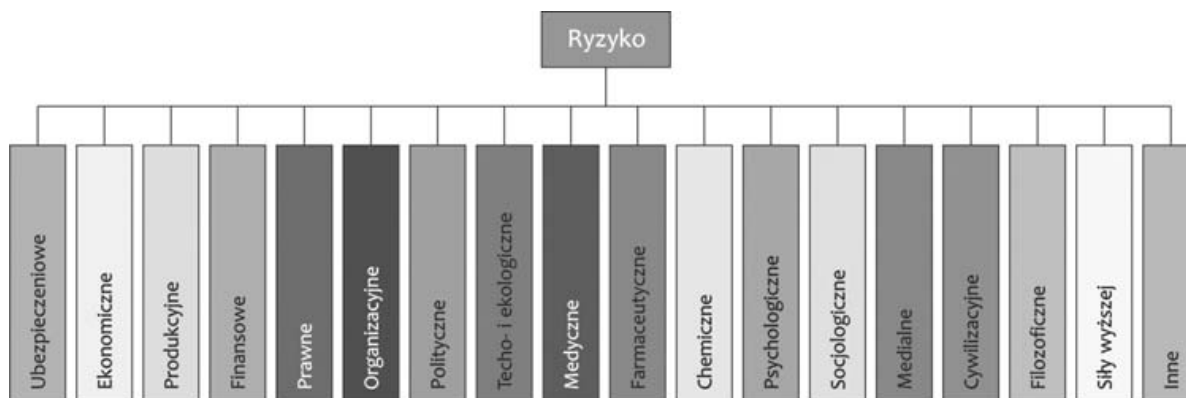
Ryzyko systematyczne odnosi się do ogółu członków organizacji, np. obywateli państwa, przez co nikt nie może go kontrolować jednoosobowo. Ryzyko to jest związane m.in. z siłami przyrody, ale także z warunkami wynikającymi z rynku globalnego. Przy-

²⁸⁾ B. Jennison, *Zarządzanie ryzykiem w sektorze publicznym*, Ministerstwo Finansów, Warszawa 2005, s. 6.

²⁹⁾ S. Kaplan, B.J. Garrick, *On the quantitative definition of risk*, Risk Analysis, nr 1/1981, s. 11-27.

kładowym źródłem ryzyka systematycznego mogą być zmiany międzynarodowej sytuacji polityczno-ekonomicznej lub krajowych regulacji w obszarze energetyki. Na poziom tego ryzyka mogą próbować wpływać: rządy i parlamenty państw lub organy struktur ponadnarodowych. *Ryzyko specyficzne* dotyczy indywidualnych decyzji członków organizacji i związane jest z przyszłymi zdarzeniami, które można częściowo przewidywać, choćby na podstawie danych historycznych ze zdarzeń minionych.

Podział na ryzyko czyste i spekulacyjne opiera się na wyodrębnieniu alternatyw. Jeśli jedyną możliwością alternatywną dla obecnego stanu jest wystąpienie straty, to mamy do czynienia z *ryzykiem czystym*. Ewentualne skutki ryzyka czystego można ograniczyć, ubezpieczając się m.in. od ryzyka utraty życia, zdrowia, pracy lub mienia. Przykładem ryzyka możliwego do ubezpieczenia jest np. ryzyko poniesienia strat w wyniku szkód wynikających z działalności górniczej. Na poziom ryzyka czystego zwykle ma wpływ sam fakt podjęcia decyzji o działaniu lub zaniechaniu działania, przy czym nie ma istotnego znaczenia, czy działanie lub zaniechanie nastąpiło w efekcie realizacji decyzji przełożonego, czy własnej, zbiorowej, czy indywidualnej. Jeżeli przyszłe zdarzenia mogą spowodować straty lub zyski, to sytuacja taka jest określana mianem *ryzyka spekulacyjnego*, które nie bywa przedmiotem ubezpieczenia. Ryzykiem tym obarczona jest większość podejmowanych decyzji, np. podczas codziennego kierowania przedsiębiorstwem. Gdy możliwość straty wynika z niedostosowania lub zawodności wewnętrznych procesów w organizacji, jej członków lub użytkowanych systemów technicznych, a także zdarzeń w zewnętrznym otoczeniu organizacji, to mamy do czynienia z *ryzykiem operacyjnym*. Aktualnie trwają szeroko zakrojone badania nad wypracowaniem narzędzi, metod i technik zarządzania ryzykiem operacyjnym w organizacji.



Rysunek 1.30. Typologia ryzyka (Źródło: opracowanie własne na podstawie: T.T. Kaczmarek, *Zarządzanie zdywersyfikowanym ryzykiem w świetle badań interdyscyplinarnych*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Warszawie, Warszawa 2003, s. 16-49)

Podjęto próbę zidentyfikowania i scharakteryzowania *ryzyka transdyscyplinarnego*, występującego w wielu dziedzinach i dyscyplinach³⁰⁾ (rys. 1.30). Interdyscyplinarne zarządzanie ryzykiem prowadzone jest dotychczas głównie przez różne instytucje prowadzące działalność finansową lub gospodarczą, np. banki, firmy ubezpieczeniowe, przedsiębiorstwa telekomunikacyjne, wobec swoich klientów

³⁰⁾ Por. T.T. Kaczmarek, *Zarządzanie zdywersyfikowanym ryzykiem w świetle badań interdyscyplinarnych*, Wyższa Szkoła Zarządzania i Marketingu w Warszawie, Warszawa 2003.

(pojedynczych ludzi, ich grup, bądź organizacji). Instytucje te jako cel zarządzania ryzykiem traktują: z jednej strony poprawę wyników finansowych firmy, a z drugiej zapewnienie takich warunków, aby firma nie ponosiła strat większych niż założone. Organizacje prowadzące dowolną działalność muszą skupiać uwagę zarówno na kontaktach zewnętrznych, ale także na ryzyku wynikającym z relacji wewnętrznych.

Ryzykiem można zarządzać we wszystkich obszarach działalności człowieka. Należy wszakże zauważyć, że pojmowanie zarządzania ryzykiem jako zarządzania ubezpieczeniem organizacji przed niebezpieczeństwem utraty zasobów nie wyczerpuje całości zagadnienia, gdyż ryzyko występuje we wszystkich procesach decyzyjnych organizacji. Stąd interdyscyplinarne zarządzanie ryzykiem winno polegać na stosowaniu jednolitego, logicznie uporządkowanego zbioru reguł i zasad w odniesieniu do prowadzonej przez organizację działalności.

1.6.2. Ryzyko na rynku energii elektrycznej i ciepłej

Produkcja ciepła i energii elektrycznej obarczone są szeregiem ryzyk. Realizacja przedsięwzięcia inwestycyjnego w zakresie ciepłownictwa wiąże się z następującymi ryzykami:

- *Ryzyko ukończenia projektu* – ma zasadnicze znaczenie w początkowych fazach realizacji projektu, zaś zanika po przekazaniu obiektu do eksploatacji – polega na przekroczeniu terminów i kosztów realizacji projektu, bądź wykonaniu ich niezgodnie z przyjętymi założeniami. Można je ograniczyć m.in. poprzez: przeprowadzenie starannej analizy techniczno-ekonomicznej inwestycji, uwzględnienie w budżecie inwestycji rezerw na prace nieprzewidziane, uzyskanie gwarancji należytego wykonania inwestycji, zabezpieczających inwestora przed stratami związanymi z nieterminową lub niewłaściwą realizacją inwestycji.
- *Ryzyko eksploatacji* – wiąże się ze zmianami, w stosunku do zakładanych, kosztów produkcji i wielkości sprzedaży ciepła (chłodu, sprężonego powietrza itd.). Na jego poziom wpływają m.in.: awarie techniczne urządzeń produkcyjnych i instalacji przesyłowych spowodowane błędami wykonawstwa, niską jakością zastosowanych urządzeń lub niewłaściwą obsługą i konserwacją, wzrost kosztów transportu i zakupu paliwa, ponad poziom, który został uwzględniony w taryfie na ciepło, zwiększone zużycie energii elektrycznej, wody i materiałów, bądź większe niż zakładano straty ciepła podczas przesyłu i dystrybucji.
- *Ryzyko zarządzania i działalności operacyjnej* – opisuje zdarzenia, które mogą mieć źródło w niewłaściwym zarządzaniu projektem oraz złej organizacji pracy i procesu produkcyjnego. Na jego poziom wpływają: kwalifikacje osób zarządzających projektem, wydajność pracy, organizacje pracy, mechanizmy kontrolne, prawidłowość obsługi maszyn i urządzeń. Można je ograniczyć poprzez podpisanie umowy o zarządzanie z firmą zewnętrzną, wybór doświadczonego operatora, posiadającego odpowiednią wiedzę i zaplecze oraz potencjał ekonomiczny, szkolenie pracowników oraz ubezpieczenie przedsięwzięcia od szkód związanych z niewłaściwą obsługą i konserwacją urządzeń.
- *Ryzyko inflacji* wpływa na projekt jako element prognozowania przepływów pieniężnych. W trakcie realizacji inwestycji projekt nie generuje przychodów, stąd w przypadku wzrostu cen dóbr inwestycyjnych powyżej założonego poziomu inflacji projekt będzie wymagał dodatkowego kapitału. Natomiast założenia dotyczące inflacji w fazie eksploatacji wpływają na koszt obsługi długu.

- *Ryzyko kursowe* powstaje wówczas, gdy strumienie pieniężne projektu (wpływy i wydatki) są denominowane w różnych walutach, co ma miejsce w przypadku podpisania umowy z dostawcą lub generalnym wykonawcą w obcej walucie, zaś realizacji przychodów z działalności operacyjnej (produkcja i sprzedaż ciepła) w walucie krajowej.
- *Ryzyko stóp procentowych* odgrywa rolę w przypadku projektów realizowanych w oparciu o kredyty ze zmienną stopą procentową. Wówczas wahania stóp procentowych mogą wpływać na wynik finansowy przedsięwzięcia.
- *Ryzyko finansowe*, obejmujące ryzyka: inflacji, kursowe oraz stóp procentowych, można ograniczyć poprzez: zagwarantowanie stałych stóp procentowych kredytów, ograniczenie wahań oprocentowania kredytu przez bank inwestujący przedsięwzięcie w zamian za wyższą prowizję, swapy procentowe i walutowe, opcje walutowe, kontrakty typu forward i futures.
- *Ryzyko rynkowe* – wiąże się ze zmianami zamożności i standardów życia mieszkańców, tempem zmian demograficznych, saldem przepływów migracyjnych, zmianami zapotrzebowania na ciepło związane z termomodernizacją budynków oraz konkurencją energetyki rozproszonej. Można je ograniczyć poprzez: monitorowanie rynku, podpisanie długoterminowych umów z odbiorcami ciepła oraz controlling kosztów.
- *Ryzyko zabezpieczeń i refinansowania* – szczególnie istotne w przypadku inwestycji w inne przedsiębiorstwo. Na poziom tego ryzyka wpływają: zmiany wartości zabezpieczeń na skutek zmieniającej się sytuacji makroekonomicznej, niestabilność prawa handlowego, spadek wartości poszczególnych elementów majątku przedsiębiorstwa, zmiany wartości gruntów stanowiących przedmiot zabezpieczenia.
- *Ryzyko polityczne* – związane ze zmianami otoczenia prawnego wynikające ze zmian w prawie krajowym i międzynarodowym, zmianami w polityce gospodarczej państwa oraz z działaniami regulacyjnymi regulatora krajowego. Można je ograniczyć poprzez: negocjacje z regulatorem taryf na ciepło, uwzględniając w inwestycji działania proekologiczne, bądź inwestując w urządzenia ochrony atmosfery.
- *Ryzyko siły wyższej*, która może wywołać czasową niezdolność przedsiębiorstwa do prowadzenia działalności, obejmuje m.in. wpływ: sił przyrody, takich jak powodzie, pożary, trzęsienia ziemi, konfliktów zbrojnych, aktów sabotażu, czy strajków. Ryzyka tego nie można ograniczyć i znajduje się ono w pełni poza kontrolą inwestora.

Ryzyka związane z produkcją energii elektrycznej są nieco inne i obejmują:

- *Ryzyko wahań cen hurtowych energii elektrycznej* – ceny hurtowe energii elektrycznej zależą od wielu czynników, w tym czynników rynkowych i regulacyjnych. Ponieważ koszty, związane głównie z wytwarzaniem energii elektrycznej, mają w znacznym stopniu charakter stały, nie da się ich obniżyć w okresach spadku cen energii elektrycznej.
- *Ryzyko przerwania dostaw paliwa* (węgla lub innego) – węgiel w rozwijających się gospodarkach jest podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej, w krajach rozwiniętych gospodarczo może to być ruda uranu lub toru, ropa naftowa, gaz ziemny, tzw. paliwa odnawialne (woda, wiatr, biomasa, energia słoneczna) itd. Każdorazowo jednak istnieje ryzyko nie zawarcia w odpowiednim czasie lub na wystarczające ilości paliw potrzebnych do kontynuacji procesów technologicznych produkcji prądu.
- *Ryzyko uzyskania świadectw pochodzenia* – wiąże się z koniecznością poniesienia kosztów opłat zastępczych w przypadku nieokazania odpowiedniej ilości świadectw do umorzenia.

- *Ryzyko przekroczenia limitów emisji dwutlenku węgla* – działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej jest uzależniona od poziomu przydzielonych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy, przydzielanych na podstawie wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.
- *Ryzyko związane z wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej* – wiąże się z niebezpieczeństwem w szczególności podczas transportu i rozładunku paliw, operowania ciężkim sprzętem, dostarczania energii elektrycznej do systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Pożary, wybuchy i awarie sieci stanowią nieodłączne ryzyko podczas pracy elektrowni.
- *Ryzyko konkurencji* – w związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej firmy produkujące ją, transportujące i dystrybuujące muszą się liczyć z narastającą konkurencją w tych sektorach i ewentualną utratą klientów.
- *Ryzyko wygaśnięcia lub cofnięcia posiadanych koncesji* – może wpływać na ograniczenie lub uniemożliwienie prowadzenia podstawowej działalności w zakresie wytwarzania, dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu nią, wymagającej uzyskania koncesji udzielanych przez lokalnego regulatora.
- *Ryzyko zmiany sytuacji ekonomicznej, politycznej i prawnej* – zależy od stanu gospodarki krajowej oraz regionalnej sytuacji ekonomicznej, w tym spadku produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkości i charakterystyki demograficznej populacji, a także rozwoju sektora usług i przemysłu.
- *Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego* – wiąże się ze zmianami prawa dotyczącego sektora energetycznego oraz potrzebą wypracowania jednolitej interpretacji prawa w ww. zakresie, w tym możliwością niekorzystnych rozstrzygnięć, które mogłyby mieć negatywny wpływ na prowadzoną działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

Energetyka jądrowa dotychczas nie jest objęta statystyką w Unii Europejskiej. Zgodnie z art. 8 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. Urz. UE nr L 304): „Komisja (Eurostat), we współpracy z sektorem energii jądrowej w UE, określa (...) zestaw rocznych statystyk dotyczących energii jądrowej, które będą gromadzone i rozpowszechniane od 2009 r., przy czym rok ten będzie pierwszym okresem sprawozdawczym. (...)”.

Rozwój energetyki jądrowej jest obarczony dużą niepewnością:

- *Ryzyko inwestycyjne* – koszt budowy elektrowni jądrowej wynosi 2-3 mld euro, co znajduje się poza zasięgiem większości inwestorów.
- *Ryzyko techniczne i technologiczne* – budowa elektrowni jądrowej trwa ponad 10 lat i dopiero po tym okresie musi ona przez 15-20 lat pracować bezawaryjnie, by zwróciły się koszty inwestycji.
- *Ryzyko zakończenia eksploatacji* – wyłączenie w przyszłości elektrowni jądrowej z eksploatacji wymagałoby będzie dodatkowych nakładów przez kolejne 50-100 lat.
- *Ryzyko przerwania dostaw paliwa* – dostawy i ceny uranu w okresie eksploatacji elektrowni jądrowej są przed jej uruchomieniem trudne do określenia, jednak w tym zakresie ryzyko znacznego wzrostu cen w stosunku do obecnych jest nieistotne, gdyż koszt zakupu uranu stanowi jedynie 5% ogólnego kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej.

- *Ryzyko polityczne* wynika z czynnika warunkującego rozwój technologii jądrowej w Europie od akceptacji społecznej.
- *Ryzyka eksploatacyjne* – występują, choć niezbyt duże takie zagrożenia jak: zanieczyszczenie radioaktywne środowiska naturalnego, rozprzestrzenianie paliwa jądrowego do produkcji broni jądrowej oraz terroryzm.

1.6.3. Ryzyko na rynku węgla

Na rynku węgla występują następujące ryzyka:

- *Ryzyko związane z sytuacją społeczno-ekonomiczną* – sytuacja finansowa przedsiębiorstw wydobywających i handlujących węglem jest uzależniona od sytuacji ekonomicznej w kraju i na świecie. Na wyniki finansowe mają wpływ m.in.: tempo wzrostu krajowego i światowego PKB, w tym w szczególności tempo wzrostu produkcji przemysłowej, zmiany kursów walutowych, poziom inflacji, stopa bezrobocia, polityka fiskalna państwa, zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz ciepłą i in.
- *Ryzyko polityki gospodarczej państwa wobec sektora górnictwa* to istotny czynnik mający wpływ na pozycję rynkową przedsiębiorstw rynku węgla, np. w zakresie restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstw górniczych.
- *Ryzyko kształtowania się cen surowców energetycznych* – wiąże się z trudnością precyzyjnego określenia przyszłych cen surowców energetycznych oraz surowców alternatywnych wobec węgla (ropa naftowa, gaz ziemny, źródła odnawialne) na rynkach światowych, a w konsekwencji na rynku krajowym.
- *Ryzyko wprowadzenia podatku akcyzowego na węgiel* – zgodnie z dyrektywą Rady 2003/96/WE z 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (wprowadzono m.in. minimalne stawki podatku akcyzowego) oraz dyrektywą Rady 2004/74/WE z 29 kwietnia 2004 r. zmieniającą dyrektywę 2003/96/WE w zakresie możliwości stosowania przez określone państwa członkowskie czasowych zwolnień lub obniżek poziomu opodatkowania na produkty energetyczne i energię elektryczną, na państwa członkowskie został nałożony obowiązek objęcia podatkiem akcyzowym węgla, gazu ziemnego i energii elektrycznej (Polska otrzymała okres przejściowy do 1.01.2012 r.).
- *Ryzyko zmian stóp procentowych* – ma istotne znaczenie dla firm, które zaciągnęły kredyty lub planują tą drogą finansować swój rozwój lub modernizację, gdyż wzrost stóp procentowych może spowodować wzrost kosztów finansowych, a tym samym wpłynąć negatywnie na osiągnięte wyniki finansowe.
- *Ryzyko specyfiki działalności w sektorze górnictwym* – działalność operacyjna przedsiębiorstw górniczych narażona jest na niebezpieczeństwa będące poza jej kontrolą, a wynikające ze specyfiki prowadzenia działalności w branży wydobywczej, w tym zdarzenia związane ze środowiskiem (m.in. awarie przemysłowe i technologiczne).
- *Ryzyko wystąpienia nieprzewidywalnych zdarzeń* – wiąże się z możliwością wystąpienia zdarzeń o charakterze nadzwyczajnym (m.in. zjawiska geotechniczne, katastrofy górnicze, pożary czy zalanie wyrobisk wodami dołowymi).
- *Ryzyko kursów walutowych* – sprzęt górniczy jest bardzo drogi i często kupowany za granicą, stąd płatności wówczas realizowane są w walucie różnej od narodowej. Istnieje więc ryzyko wynikające z możliwości niekorzystnego wpływu zmiany kursu na osiągnięte przez firmę wyniki finansowe.

- *Ryzyko oszacowania wielkości złóż* – określenie ilości oraz jakości zasobów węgla będącego w dyspozycji kopalni odbywa się zwykle na podstawie dokumentacji geologicznych i projektów zagospodarowania złóż. Aktualizacje, które mogą być obarczone błędem dotyczą: dokładniejszego rozpoznania złoża, stopnia jego wyeksploatowania i strat, zmiany granic złoża, w tym zmiany głębokości dokumentowanych zasobów lub przeklasyfikowania zasobów.
- *Ryzyko uruchomienia nowych złóż* – związane jest z koniecznością zapewnienia przyszłych możliwości wydobywczych poprzez dostęp do nowych zasobów węgla oraz dotyczy ewentualnego ograniczenia lub zaniechania działań zmierzających do pozyskania i eksploatacji nowych złóż, bądź wystąpienia nieprzewidzianych trudności o charakterze formalno-prawnym lub technicznym.
- *Ryzyko techniczne i technologiczne* – wydobywanie węgla podlega ostrym reżimom technicznym i technologicznym, mogą więc występować różne przestoje spowodowane przez planowane i nieplanowane (np. awarie) przerwy techniczne. Nieplanowe przestoje spowodowane poważnymi awariami mogą mieć wpływ na wolumen produkcji i sprzedaży oraz możliwość terminowej realizacji dostaw do odbiorców.
- *Ryzyko awarii systemów informatycznych* – ewentualna utrata danych związana z awarią systemów komputerowych może negatywnie wpłynąć na bieżącą działalność firmy i tym samym wpłynąć na jej wyniki finansowe.
- *Ryzyko utrzymania i pozyskania zasobów ludzkich* – potrzeby kadrowe uzależnione są od zdolności wydobywczych przedsiębiorstwa i planowanego ich wzrostu lub obniżenia. Osoby zatrudnione w przedsiębiorstwach górniczych muszą posiadać określone kwalifikacje, stąd planowane zatrudnienie wiąże się z ewentualnymi trudnościami w pozyskaniu odpowiedniej kadry pracowniczej, co może negatywnie wpłynąć na działalność operacyjną, w tym na wielkość wydobycia oraz koszty produkcji.
- *Ryzyko kluczowych odbiorców* – wynika ze sprzedaży dużych partii produkowanego węgla do stosunkowo nielicznej grupy kontrahentów, stąd ewentualne ograniczenie lub zakończenie współpracy z jednym z kluczowych odbiorców lub też pogorszenie się sytuacji finansowo-ekonomicznej któregośkolwiek z nich mogłoby wywrzeć negatywny wpływ na wyniki finansowe osiągnięte przez przedsiębiorstwo.
- *Ryzyko konkurencji* – przedsiębiorstwa na rynku węgla narażone są na konkurencję cenową ze strony innych producentów. Czynnikiem ryzyka są w tym przypadku procesy konsolidacyjne w branży wydobywczej (konsolidacja pionowa i pozioma w ramach wielkich grup energetycznych) oraz parametry jakościowe produkowanego węgla w stosunku do węgla wydobywanego w innych regionach kraju i świata.
- *Ryzyko silnej pozycji związków zawodowych* – w niektórych krajach w sektorze górnictwa węgla związki zawodowe zajmują znaczącą pozycję i odgrywają ważną rolę w kształtowaniu polityki kadrowo-płacowej, wymuszając często, poprzez działania protestacyjne, renegocjacje polityki płacowej. Wywołuje to ryzyko wzrostu kosztów wynagrodzeń, co może negatywnie wpływać na wyniki finansowe osiągnięte przez przedsiębiorstwo.
- *Ryzyko niewypłacalności klientów* – związane jest z ogólnym poziomem bieżących należności od odbiorców oraz ewentualną niewypłacalnością kontrahentów.
- *Ryzyko transakcji z podmiotami powiązanymi* – transakcje te mogą zostać poddane badaniu przez organy podatkowe, czy są zawierane na warunkach rynkowych.

- *Ryzyko wysokich kosztów stosowanych technologii* – wiąże się ze stosowaniem wysoce specjalistycznych maszyn i urządzeń, produkowanych jedynie przez kilku producentów na świecie oraz ryzykiem nieprzewidzianego wzrostu cen.
- *Ryzyko likwidacji zakładu górniczego* – przedsiębiorstwa górnicze tworzą fundusze likwidacji, których wielkość może okazać się niewystarczająca do pokrycia w przyszłości kosztów likwidacji. Wówczas firma będzie zobowiązana do dopłaty niezbędnej części brakujących środków.
- *Ryzyko rekultywacji terenów i usunięcia szkód* – dotyczy obowiązku rekultywacji terenów pogórnich i usuwania szkód górniczych wynikających z wpływu prowadzonej eksploatacji górniczej na obiekty budowlane oraz grunty rolne. Np. skutkiem osiadania powierzchni terenu górniczego jest pozorne podniesienie się zwierciadła wód gruntowych i powstawanie lokalnych podtopień gruntów.
- *Ryzyko prowadzenia restrykcyjnej polityki klimatycznej* – od 2013 r. firmy będą zmuszone kupować pozwolenia do emisji w otwartych przetargach, co będzie stwarzać duże trudności w zakresie konkurencyjności elektroenergetyki opartej na węglu oraz w podejmowaniu inwestycji w nowe moce wytwórcze, co skutkować będzie ograniczeniem popytu na węgiel w ogóle, w tym w szczególności na węgiel gorszej jakości.
- *Ryzyko nowych inwestycji* – podmioty prowadzące działalność w zakresie wydobycia węgla realizują inwestycje zgodnie z przepisami o sektorowych zamówieniach publicznych, co na skutek protestów i odwołań, bądź unieważniania przetargów może w znaczący sposób opóźnić rozpoczęcie inwestycji oraz skutkować wzrostem jej kosztów.
- *Ryzyko ubezpieczeniowe* – niektóre ryzyka związane z działalnością górniczą, takie jak wstrząsy górotworu, nie są ubezpieczone, nie można także zagwarantować, że ubezpieczenie ryzyk okaże się wystarczające do pokrycia wszelkich ewentualnych strat lub zobowiązań.
- *Ryzyko zmian regulacji prawnych w zakresie pozwoleń na korzystanie ze środowiska* – działalność przedsiębiorstw górniczych w znaczący sposób oddziałuje na środowisko, co wymaga posiadania określonego pozwolenia na korzystanie ze środowiska naturalnego oraz przestrzegania określonych przepisami prawa standardów korzystania ze środowiska, w tym np. wymagań dotyczących emisji substancji i hałasu do powietrza, prowadzenia gospodarki wodno-ściekowej, gospodarowania wytworzonymi odpadami oraz wykorzystania zasobów naturalnych. Dostosowanie działalności do nowych przepisów oraz konieczność uzyskania nowych pozwoleń może mieć wpływ na działalność operacyjną firmy i wymagać poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych.
- *Ryzyko związane z zagospodarowaniem odpadów* – wzrost wydobycia węgla wiąże się ze wzrostem ilości wytwarzanych odpadów wydobywczych, co często wymaga przeprowadzenia zmian w lokalnym miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, a proces inwestycyjny wiąże się z dokonaniem wielu uzgodnień oraz uzyskaniem decyzji i zgód na budowę i eksploatację składowiska.
- *Ryzyko zmiany przepisów podatkowych* – przepisy te mogą podlegać zmianom, wskutek czego wiąże się z nimi pewna nieprzewidywalność, gdyż niektóre transakcje przeprowadzane obecnie lub planowane na przyszłość, w tym transakcje z podmiotami powiązаныmi, mogą zostać zakwestionowane do celów podatkowych przez właściwe władze skarbowe.

- *Ryzyko utworzenia nowych wyrobisk górniczych* – klasyfikacja wyrobisk górniczych w księgach rachunkowych kopalni dokonywana jest w oparciu o przeznaczenie poszczególnych wyrobisk, które ewidencjonowane są jako środki trwałe lub bezpośrednio w koszty operacyjne w momencie ich poniesienia. Nie można wykluczyć odmiennej kwalifikacji tego typu kosztów dla celów podatku dochodowego od osób prawnych dokonanej przez firmę oraz urząd skarbowy.
- *Ryzyko zmiany prawa, bądź jego interpretacji lub stosowania* – przepisy prawa mogą ulegać zmianom na korzyść przedsiębiorców, lecz mogą także powodować negatywne skutki. Zmieniające się przepisy prawa lub różne jego interpretacje, w tym w odniesieniu do prawa podatkowego, prawa geologicznego i górniczego, prawa działalności gospodarczej, prawa pracy i ubezpieczeń społecznych oraz prawa z zakresu papierów wartościowych mogą wywołać negatywne konsekwencje dla przedsiębiorstwa górniczego.

1.6.4. Ryzyko na rynku gazu ziemnego

Czynniki ryzyka dotyczące rynku gazu i jego otoczenia są następujące:

- *Ryzyko wahań cen* – uzależnione są one od wielu czynników zewnętrznych, których nie sposób kontrolować na rynkach międzynarodowych. W kontraktach importowych wynikają głównie z cen produktów ropopochodnych, które kształtują m.in.:
 - globalne i regionalne trendy rozwojowe zarówno gospodarcze, jak i polityczne w regionach zasobnych w surowce energetyczne;
 - zmiany w zakresie globalnego i regionalnego popytu oraz podaży;
 - ceny alternatywnych paliw, które wpływają na warunki finansowe realizacji umów dostaw gazu.
 Precyzyjna prognoza zmian cen gazu ziemnego obarczona jest wysokim ryzykiem błędu. Niskie ceny mogą obniżyć ilość dostępnego gazu ziemnego, którego wydobycie będzie ekonomicznie uzasadnione oraz obniżyć opłacalność planowanych projektów rozwojowych.
- *Ryzyko kursowe* – przychody europejskie firmy gazowe uzyskują w euro, bądź w walutach narodowych, zaś duża część zobowiązań za dostawy surowca musi być pokrywana w walucie międzynarodowej, jaką jest dolar. Dotyczy to głównie gazu z importu oraz umów kredytowych denominowanych w walucie amerykańskiej.
- *Ryzyko konkurencji* obejmuje:
 - *Ryzyko występowania konkurencyjnych dostawców gazu* – wiąże się z działalnością na rynku europejskim niezależnych dostawców gazu ziemnego, których działalność koncentruje się głównie na dystrybucji gazu wśród wielkich odbiorców przemysłowych. Polityka korporacyjna dużych odbiorców przemysłowych, a także bezpieczeństwo energetyczne wszystkich państw wymaga zapewnienia co najmniej dwóch niezależnych dostawców gazu ziemnego.
 - *Ryzyko konkurencji na rynku poszukiwań i wydobycia gazu* – dotyczy działalności poszukiwawczej oraz eksploatacji i rozwoju nowych złóż gazu ziemnego firm międzynarodowych, które po uzyskaniu stosownych koncesji mogą pojawić się w każdym kraju Unii Europejskiej zwłaszcza, gdy posiadają silną pozycję na rynku oraz odpowiednie zasoby finansowe.

- *Ryzyko konkurencji w zakresie dystrybucji* – zgodnie z zaleceniami Komisji Europejskiej, w każdym kraju Wspólnoty działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji paliw gazowych prowadzą różne (min. dwa) przedsiębiorstwa posiadające własną infrastrukturę przesyłową. W większości krajów dotyczy to także połączeń transgranicznych.
- *Ryzyko związane z nieprzewidywanymi zdarzeniami* – działalność prowadzona jest zwykle w oparciu o tysiące km gazociągów, w tym wysokiego ciśnienia, tłoczenie gazu, podziemne magazyny gazu ziemnego oraz kopalń wydobywających gaz ze złóż. Działalność w zakresie poszukiwań, pozyskania, przesyłu, dystrybucji oraz magazynowania gazu ziemnego wiąże się z podatnością na klęski żywiołowe, które mogą spowodować wyciek gazu, wybuchy, pożar, uszkodzenie wyposażenia, utratę kontroli nad odwiertem lub podziemnym magazynem gazu, które z kolei mogą powodować uszkodzenie szybów i zaplecza produkcyjnego oraz wyrządzić szkody stronie trzeciej lub środowisku naturalnemu. Działalność mogą także zakłócić takie zdarzenia, jak: atak terrorystyczny, katastrofy naturalne i epidemie. Straty mogą dotyczyć nieruchomości, ruchomości, aktywów finansowych i kluczowych pracowników.
- *Ryzyka związane z działalnością operacyjną* – eksploatowane złoża występują na różnych głębokościach i cechują się zmiennym składem chemicznym. W związku z tym, występują w nich wysokie i bardzo wysokie ciśnienia, a w niektórych domieszki siarkowodoru, co stwarza wysokie ww. zagrożenia. Podobne zagrożenia występują przy wierceniu otworów poszukiwawczych, rozpoznawczych i eksploatacyjnych, gdyż często są w nich przewiercane pokłady o anormalnie wysokich ciśnieniach, zawierające zasolone wody, ropę naftową lub siarkowodor.
- *Ryzyko związane z realizacją programu inwestycyjnego* – zwiększenie wydobycia gazu ziemnego wiąże się z ponoszeniem kosztów na udokumentowanie nowych złóż, rozbudowę pojemności podziemnych magazynów oraz innych umożliwiających wzrost sprzedaży. Nigdy nie ma pewności, że osiągnięte zostaną założone cele w wyniku realizacji planowanych inwestycji.
- *Ryzyko związane z oszacowaniem wielkości złóż* – dane w zakresie zasobów gazu ziemnego mają charakter szacunkowy i rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu w stosunku do dokonanych szacunków. Wiele z czynników, założeń i zmiennych wymaganych dla szacowania zasobów złóż może być obarczona błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu, technologii, pomiarów możliwych do zastosowania przy poszukiwaniu i dokumentowaniu zasobów złóż. Stąd zasoby złóż oszacowane w oparciu o wyniki badań sejsmicznych, wierceń, testów produkcyjnych podlegają weryfikacji w wyniku eksploatacji złóż i mogą okazać się mniejsze.
- *Ryzyko związane z pozyskaniem nowych i spadkiem posiadanych zasobów* – w wyniku eksploatacji zasoby złóż ulegają zmniejszeniu o wielkości wydobytego gazu ziemnego. Dodatkowo zdolność (wielkość) wydobycia ze złóż eksploatowanych spada wraz z upływem czasu od rozpoczęcia eksploatacji. Możliwości wydobywcze uzależnione są więc w znacznym stopniu od odkrywania i pozyskiwania nowych złóż, aby równoważyć spadek wydobycia.
- *Ryzyko przerw w dostawach gazu z importu* – największym dostawcą gazu do Unii Europejskiej jest rosyjski Gazprom, który coraz częściej, z różnych przyczyn (politycznych, technicznych, a czasem niedokreślonych) przykręca kurek z gazem. Stąd bardzo ważne dla bezpieczeństwa energetycznego, o czym już wspo-

mniano powyżej, jest zapewnienie alternatywnych źródeł dostaw. Wielokrotnie już się zdarzało, że w przypadku problemów z dostawami gazu z importu lokalni dostawcy krajowi nie byli w stanie zaspokoić zapotrzebowania na gaz dostawami miejscowymi.

- *Ryzyko związane z systemami informatycznymi* – w XXI wieku kadra kierownicza firm gazowych nie może zostać pozbawiona dostępu w procesie decyzyjnym do informacji w czasie rzeczywistym. Niezbędne są zintegrowane systemy zarządzania oraz systemy wspomagające procesy biznesowe. Systemy te z kolei podatne są na ataki cyberterrorystów, w związku z czym pochłaniają wysokie nakłady na zabezpieczenie kryptograficzne gromadzonych, przetwarzanych i przesyłanych informacji.
- *Ryzyko polityczne i gospodarcze* – na stan rynku gazu wpływ wywiera zarówno stan gospodarki w danym kraju, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna. Ww. czynniki obejmują, m.in.: poziom PKB, inflację, bezrobocie, wielkość i charakterystykę demograficzną populacji oraz rozwój sektora usług i przemysłu. Niekorzystne zmiany jednego lub kilku z powyższych czynników mogą mieć negatywny wpływ na – głównie lokalny, ale także międzynarodowy – rynek gazu.
- *Ryzyko zmiany popytu na gaz* – wynika z ograniczonych możliwości trafnych oszacowań zapotrzebowania odbiorców, co przenosi się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wielkość i zakres usług przesyłowych.
- *Ryzyko związane ze zmianami przepisów prawa* – w niektórych krajach Wspólnoty częste nowelizacje, niespójność oraz brak jednolitej interpretacji przepisów prawa pociągają za sobą ryzyko związane z otoczeniem prawnym, w jakim firmy gazowe prowadzą działalność. Zmiany prawa rodzą ryzyka związane z dostosowaniem się do tych przepisów, potencjalne ograniczenie zakresu działania lub powstania większych kosztów i mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność oraz sytuację finansową firm sektora gazowego.
- *Ryzyko związane z koncesjami* – działalność prowadzona przez spółki sektora gazowego wymaga posiadania określonych koncesji, których zyskiwanie oraz utrzymanie jest istotnym czynnikiem mającym wpływ na działalność operacyjną. Żadna firma gazowa niedotrzymująca zobowiązań nie może być pewna, że koncesje zostaną jej przedłużone, a także nikt nie jest w stanie zapewnić ją, że uzyska nowe koncesje niezbędne do rozwoju.

1.6.5. Ryzyko na rynku ropy naftowej

Z działalnością na rynku ropy naftowej wiążą się następujące ryzyka:

- *Ryzyko związane z ogólną sytuacją makroekonomiczną* – sytuacja finansowa przedsiębiorstw naftowych jest uzależniona od sytuacji ekonomicznej w Europie i na świecie, a na ich wyniki finansowe wpływ mają: tempo wzrostu PKB, poziom inflacji, stopa bezrobocia oraz wysokość dochodów osobistych ludności, polityka fiskalna i monetarna państwa, rozwój infrastruktury drogowej oraz rozwój sektora usług i handlu detalicznego.
- *Ryzyka związane z przyszłymi regulacjami prawnymi* – na działalność oraz wyniki finansowe firm naftowych wpływają zarówno wewnętrzne – regulacje prawa danego kraju, jak i zewnętrzne – regulacje Unii Europejskiej odnoszące się do takich zagadnień, jak zapasy obowiązkowe, normy jakości produktów, ochrona środowiska, magazynowanie paliw, stacje paliw i rurociągi, konkurencja.

- *Ryzyko związane z obowiązkowymi zapasami paliw ciekłych* – podmioty wytwarzające, przetwarzające lub importujące paliwa ciekłe, podlegają obowiązkowi tworzenia i utrzymywania obowiązkowych zapasów paliw ciekłych, na 90 dni ich średniej dziennej wewnętrznej konsumpcji.
- *Ryzyko dostosowania do przyszłych wymogów dotyczących ochrony środowiska* – zaostrzenie regulacji dotyczących ochrony środowiska może zwiększyć koszty funkcjonowania przedsiębiorstw naftowych poprzez konieczność przeprowadzenia działań proekologicznych mających na celu dostosowanie działalności poszczególnych firm do przedmiotowych norm.
- *Ryzyko związane z emisjami gazów cieplarnianych* – przedsiębiorstwa naftowe mogą być ujmowane w krajowych planach alokacji uprawnień do emisji CO₂, podlegających zatwierdzeniu przez Komisję Europejską. Od 2013 r. firmy będą zmuszone do dokonywania zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.
- *Ryzyka prawno-podatkowe* – częste zmiany przepisów dotyczących podatków utrudniają działalność gospodarczą, a ich nieprzestrzeganie może być przyczyną nałożenia wysokich kar.
- *Ryzyko rynkowe* – obejmuje przede wszystkim ryzyko zmiany marży rafinerijnej, kursów wymiany walut i stóp procentowych.
- *Ryzyko walutowe* – głównym jego źródłem jest import surowców, eksport produktów oraz sprzedaż indeksowana do walut oraz kredyty dewizowe.
- *Ryzyko kredytowe* – związane z niepewnością odnośnie wypłacalności partnerów handlowych i finansowych.
- *Ryzyko związane z kosztami inwestycji* – łączne rzeczywiste koszty inwestycji mogą ulec zwiększeniu w stosunku do zakładanych.
- *Ryzyko nowych instalacji rafineryjnych* – wiąże się z koniecznością zapewnienia rynków zbytu dla produktów wytwarzanych przez nowe instalacje rafinerijne.
- *Ryzyko technologiczne* – związane jest z możliwością awarii głównych instalacji rafineryjnych, tj. technologii: odasfaltowania, IGCC oraz łagodnego hydrokrakingu MHC oraz ewentualną koniecznością modyfikacji technologii.
- *Ryzyko konkurencji* – możliwość utraty pozycji na rynku na rzecz firm konkurujących. Dotyczy zarówno działalności transportowej, rafinerijnej, petrochemicznej, jak i dystrybucyjnej, w tym sprzedaży detalicznej paliw i innych produktów rafineryjnych.
- *Ryzyko przejęcia* – wiąże się z ryzykiem organizacyjnym, prawno-podatkowym oraz finansowym, które mogą mieć negatywny wpływ na działalność firm na rynku ropy naftowej, wiążący się postawieniem ich w stan upadłości obejmujący likwidację majątku.
- *Ryzyko uzależnienia od jednego dostawcy ropy naftowej* – wiąże się z koniecznością przetwarzania wyłącznie, lub prawie w całości ropy naftowej pochodzącej ze źródeł jednego dostawcy, co może skutkować przerwaniem dostaw.
- *Ryzyko uzależnienia od jednego operatora rurociągów lub magazynów* – występuje, gdy odbiorca wykorzystuje infrastrukturę jednego operatora w zakresie transportu oraz/lub składowania ropy naftowej. Może on wówczas korzystać ze swojej pozycji monopolistycznej i dyktować ceny na transport ropy lub za wykorzystanie zdolności magazynowych do przechowywania zapasów surowca.
- *Ryzyko utraty bądź odmowy ponownego przyznania koncesji* – w państwach UE obowiązują koncesje w zakresie prowadzenia większości rodzajów działalności gospodarczej na rynku ropy naftowej, które zwykle są wydawane na czas określony, a następnie wygasają, nie gwarantując koncesjonariuszom ponownego udzielenia koncesji po upływie okresu, na który zostały pierwotnie udzielone.

- *Ryzyko zanieczyszczenia środowiska* – wiąże się z zanieczyszczaniem gruntu, wody i powietrza oraz z ponoszeniem kosztów zapobiegania oraz ewentualnego oczyszczania środowiska.
- *Ryzyko awarii* – ze względu na bezpośredni dostęp do substancji niebezpiecznych występuje duże ryzyko wystąpienia awarii, w tym w szczególności emisji, pożaru lub eksplozji, powstałych w trakcie procesu przemysłowego, magazynowania lub transportu.

1.6.6. Ryzyko na rynku odnawialnych źródeł energii

Działalność na rynku odnawialnych źródeł energii obejmuje m.in. następujące ryzyka:

- *Ryzyko administracyjne* – wiąże jest z możliwością nieuzyskania lub wystąpienia opóźnień w uzyskaniu prawomocnych decyzji wymaganych przez przepisy prawne związane z ochroną środowiska.
- *Ryzyko związane z ochroną środowiska* – wynika z konieczności posiadania zezwoleń prawnych na korzystanie ze środowiska naturalnego. Do pozwoleń takich należą np.:
 - pozwolenie na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza;
 - pozwolenie wodno-prawne na pobór wód powierzchniowych lub podziemnych;
 - pozwolenie wodno-prawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi;
 - pozwolenie na wytwarzanie odpadów lub decyzja zatwierdzająca program gospodarki odpadami niebezpiecznymi. Brak ww. pozwoleń skutkuje niemożnością rozpoczęcia działalności eksploatacyjnej.
- *Ryzyko zmiany tendencji rynkowych* – wiąże się z możliwością szybszego wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zestawieniu z kosztami wytworzenia energii ze źródeł konwencjonalnych. Może wpływać negatywnie na możliwości rozwoju rynku OZE.
- *Ryzyko zmian w otoczeniu prawnym* – częste zmiany przepisów prawa regulujących prowadzenie działalności gospodarczej wywołać mogą niestabilność na rynku odnawialnych źródeł energii. Promowanie jednych technologii odnawialnych skutkować będzie mniejszą atrakcyjnością innych technologii. Negatywne zmiany mogą wywołać zmiany katalogu odnawialnych źródeł energii – np. nieuznanie biomasy leśnej jako OZE lub wprowadzenie ograniczeń w wykorzystaniu odpadów z produkcji rolnej i zwierzęcej do produkcji biogazu.
- *Ryzyko walutowe* – związane z zakupem technologii na rynku międzynarodowym. Może ono zostać ograniczone poprzez zaciągnięcie zobowiązań kredytowych w walucie, w której odbywa się sprzedaż produktów.
- *Ryzyko dostępu do surowca* – ograniczenie dostępu surowca do produkcji może skutkować wzrostem ceny energii odnawialnej, a tym samym zagrozić podstawom funkcjonowania przedsiębiorstw produkujących energię z OZE.
- *Ryzyko uzależnienia od głównych dostawców* – niska dywersyfikacja ryzyka dostaw surowca, skutkuje wyższym poziomem cen oferowanych przez pośredników oraz wyższym kosztem pozyskiwania surowca w przypadku biomasy.
- *Ryzyko uzależnienia od głównych odbiorców* – w niektórych krajach wybór odbiorcy energii od przedsiębiorstwa ją produkującego jest utrudniony, co wymusza zawieranie wieloletnich umów na jej odbiór, stąd w skrajnych przypadkach może prowadzić do upadłości podmiotu produkującego lub odbierającego energię.

- *Ryzyko sezonowości sprzedaży i zakupu surowca* – dotyczy głównie sezonowości zakupu surowców rolnych do produkcji energii z biomasy, i wiąże się z płatnościami w innym okresie niż jest realizowana produkcja.
- *Ryzyko zmian w prawie wodnym i ochrony środowiska* – może mieć wpływ na rozwój projektów hydroenergetycznych.
- *Ryzyko przeszacowania wartości rynku* – np. tempo budowy biogazowni jest uzależnione od uwarunkowań ekonomicznych i prawnych w zakresie energetyki odnawialnej w poszczególnych państwach członkowskich.
- *Ryzyko protestów organizacji ekologicznych* – mogą dotyczyć np. termicznej utylizacji odpadów komunalnych i w niektórych przypadkach uniemożliwiać realizację planów inwestycyjnych.
- *Ryzyko koniunktury gospodarczej* – zmniejszenie tempa wzrostu gospodarczego w danym kraju może wynikać z pogorszenia koniunktury gospodarczej w Europie i na świecie. W efekcie w okresie dekonunktury może nastąpić pogorszenie sytuacji finansowej przedsiębiorstw produkujących energię odnawialną.

* * *

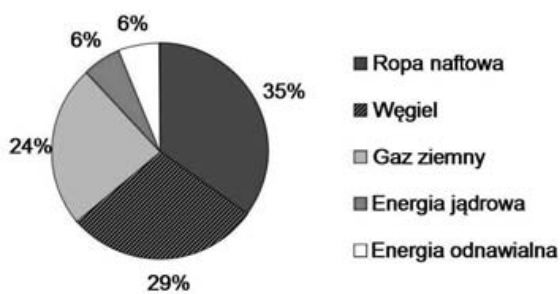
Z dokonanego przeglądu dostępnych metod badawczych wynika, że do oceny stanu zasobów i zapasów, a także poziomu produkcji, eksportu, importu i zużycia paliw i energii niezbędne jest wykorzystanie metod statystycznych. Sprawozdawczość statystyczna w najbardziej wymierny sposób pozwala oszacować kwestie bezpieczeństwa energetycznego. Wykorzystywanie różnych metod statystycznych w sektorze paliwowo-energetycznym prowadzi jednak do publikowania rozbieżnych danych. Stosowanie jednolitej metodologii wymagałoby wdrożenia jednakowych formularzy statystycznych, przyjęcia tożsamyh procedur i mechanizmów raportowania, w tym czasookresu przeprowadzania badań oraz sporządzania sprawozdań, jak również ograniczenia rozbieżności w stosowaniu jednostek miar. Nie ma jednak wymogu, by inne organizacje międzynarodowe stosowały statystykę energetyczną identyczną z prowadzoną w Unii Europejskiej.

Z dogłębnej analizy ryzyk występujących na poszczególnych rynkach energetycznych wynika, że są one podobnie postrzegane, a różnią się jedynie stopniem intensywności oraz sposobem rozłożenia akcentów. Przedstawione czynniki ryzyka nie są jedynymi, które mogą dotyczyć działalności na rynkach paliw i energii. W przeszłości mogą pojawić się zarówno czynniki ryzyka trudne do przewidzenia w chwili obecnej, np. o charakterze losowym, jak również czynniki ryzyka, które nie są istotne w chwili obecnej a mogą okazać się istotne w przyszłości. Należy podkreślić, że spełnienie się któregokolwiek z wymienionych czynników ryzyka może mieć istotny negatywny wpływ na prowadzoną w tym zakresie działalność gospodarczą w danym państwie członkowskim Unii Europejskiej lub w całej Wspólnocie.

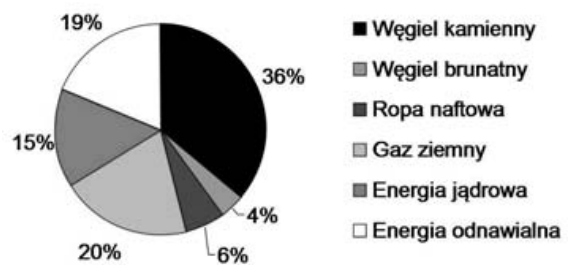
Rozdział 2. Światowe zasoby energetyczne

2.1. Globalny energy mix

Jak wynika z dostępnych danych za 2006 r. (rys. 2.1) największe zapotrzebowanie na pierwotne źródła energii na świecie zgłaszane jest na ropę naftową, a jej udział przekracza jedną trzecią całego zapotrzebowania w tym zakresie. Węgiel znajduje się na drugim miejscu, a gaz ziemny na trzecim, przy czym zaspokajają one odpowiednio 29% i 24% światowych potrzeb energetycznych. Najmniejszy udział w energii pierwotnej posiadają: energia jądrowa i energia odnawialna. W obecnej dekadzie daje się zauważyć najszybszy trend wzrostowy energii odnawialnej.



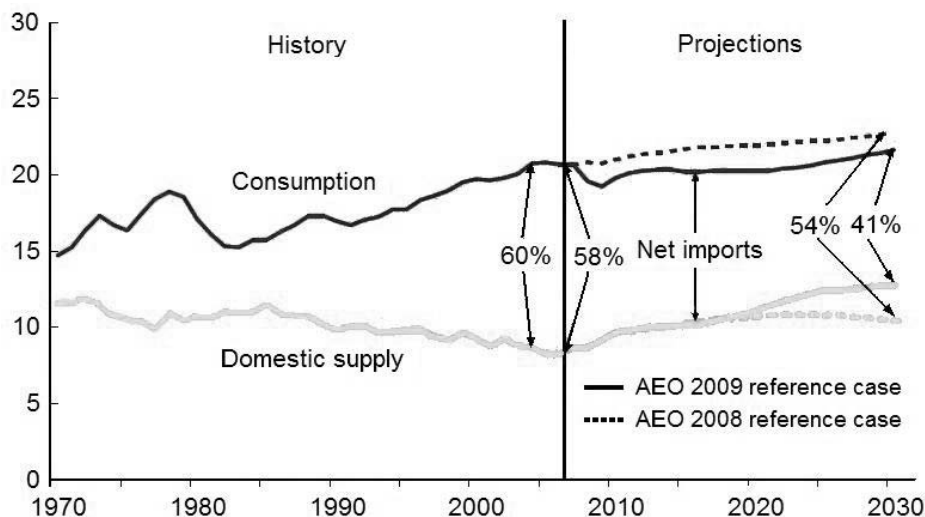
Rysunek 2.1. Struktura zużycia energii pierwotnej na świecie (2006) (Źródło: opracowanie własne, na podstawie: BP Statistical Review of World Energy, BP, Londyn 2008)



Rysunek 2.2. Źródła energii elektrycznej na świecie (2006) (Źródło: opracowanie własne, na podstawie: Coal industry cross Europe 2008, Eurocoal, Bruksela 2008)

Energia elektryczna dotychczas w 40% produkowana była w elektrowniach i elektrociepłowniach węglowych (rys. 2.2). Węgiel brunatny odgrywał na świecie w powyższym względzie dziewięciokrotnie mniejszą rolę niż węgiel brunatny.

Największym konsumentem energii na świecie są Stany Zjednoczone. USA są jednocześnie największym światowym importerem surowców energetycznych, w tym m.in. paliw płynnych (rys. 2.3).



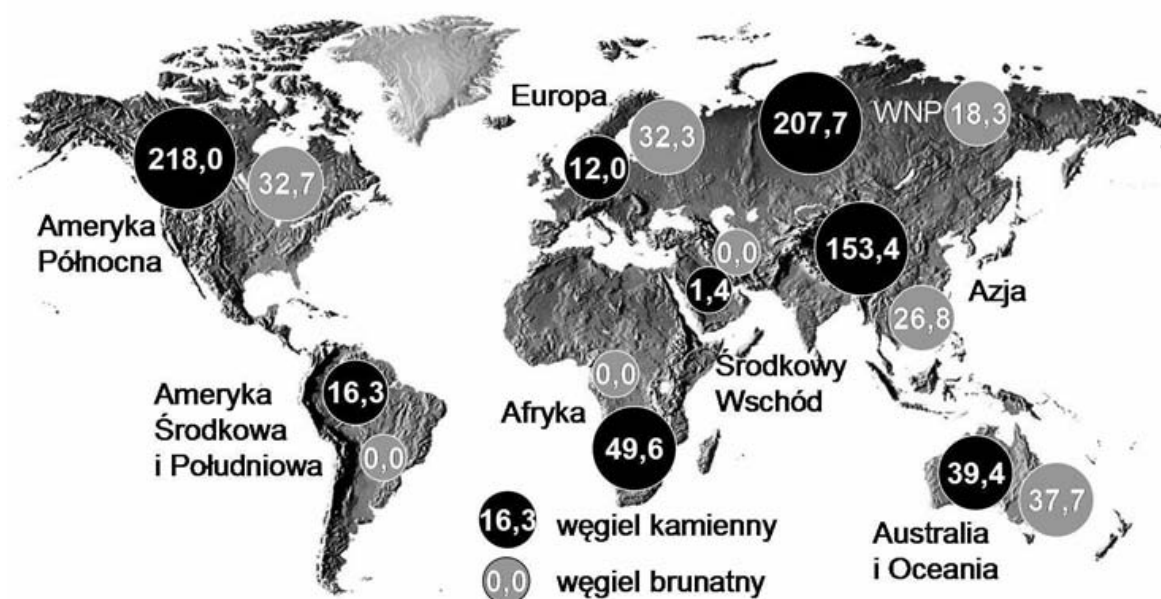
Rysunek 2.3. Zależność USA od importu paliw płynnych [w mln b/d] (2008) (Źródło: EIA)

2.2. Węgiel kamienny i brunatny

2.2.1. Światowe zasoby węgla

Węgiel jest podstawowym składnikiem paliw stałych (pierwotnych i pochodnych). Najważniejszą grupę paliw stałych stanowią węgle kamienne i brunatne. Węgiel kamienny przeznaczony do celów energetycznych podzielony został na typy, klasy i sortymenty. Typy węgla (wyrażone liczbą dwucyfrową, z których pierwsza oznacza rodzaj paliwa, a druga stopień uwęglenia zależny od zawartości części lotnych, zdolności spiekania i destylacji) charakteryzują jego przydatność technologiczną, zaś klasy – wartość opałową (wyrażoną w MJ/kg) i zawartość popiołu (wyrażoną w procentach). Węgiel kamienny wszystkich typów i klas dzielony jest na sortymenty (zwykle oznaczane symbolem), zależne od wymiarów ziaren. Klasyfikacja węgla brunatnego także przewiduje podział na (podobnie wyrażane) typy, klasy i sortymenty, przy czym pierwsza cyfra wyróżnika typu wskazuje najniższą zawartość wilgoci całkowitej w węglu w stanie roboczym (przeliczoną na stan bezpopiołowy), zaś druga – najniższą wydajność smoły wytłowej, przeliczoną na stan suchy i bezpopiołowy³¹).

Globalne zasoby węgla są obfite – szacuje się je łącznie na 8 710 mld tce³²), z których dotychczas wydobyto dopiero ok. 3%. Potwierdzone rezerwy węgla wg Eurocoal wynoszą 726 mld tce³³), zaś wg WEC – zgodnie z danymi publikowanymi przez poszczególne państwa (rys. 2.4) – łączne potwierdzone zasoby węgla sięgają prawie 850 mld t³⁴) i są większe od rezerw ropy naftowej oraz gazu ziemnego.



Rysunek 2.4. Potwierdzone zasoby węgla na świecie, w 2005 r. [w mld t] (Źródło: opracowanie własne, na podstawie: 2007 Survey of Energy Resources, WEC, Londyn 2007)

³¹) Stan suchy i bezpopiołowy oznacza paliwo pozbawione wilgoci i popiołu.

³²) tce – tona ekwiwalentu węgla (paliwo o kaloryczności 7 000 kcal/kg), równowartość: 1,33 t węgla kamiennego na rynku krajowym, 1,01 t węgla kamiennego na rynku międzynarodowym, lub 3,45 t krajowego węgla brunatnego.

³³) *Coal industry across Europe 2008*, Eurocoal, Bruksela 2008, s. 3.

³⁴) *2007 Survey of Energy Resources*, World Energy Council, Londyn 2007, s. 11.

Ok. 83% to zasoby węgla kamiennego, w tym antracytu, a 17% węgla brunatnego, które są rozmieszczone na wszystkich kontynentach. Pokłady węgla, których wydobycie jest ekonomicznie uzasadnione występują w ponad 70 krajach świata. Dane z 2005 r. w porównaniu z szacunkami z 2002 r. wskazują, że globalne zasoby węgla zmniejszają się. Wg WEC w powyższym okresie zmniejszyły się o 61,5 mld t (6,8%) do poziomu 847,5 mln t. Jest to wynikiem nałożenia się wielu czynników, m.in.: wydobycia oraz coraz bardziej precyzyjnego rozpoznania złóż. Potwierdzone zasoby węgla, przy aktualnym zapotrzebowaniu, wystarczyłyby na kolejnych 150 lat.

Największe potwierdzone złoża węgla kamiennego (tabela 2.1) znajdują się w:

- Ameryce Północnej: USA, Kanada, Meksyk,
- Wspólnocie Niepodległych Państw: Rosja, Ukraina, Kazachstan,
- Azji: Chiny, Indie, Indonezja,
- Afryce: RPA, Zimbabwe, Mozambik,
- Ameryce Południowej: Brazylia, Kolumbia, Chile,
- Europie: Polska, Czechy, Hiszpania,
- innych regionach świata (Australia i Oceania oraz Środkowy Wschód): Australia, Nowa Zelandia, Iran.

Największe na świecie rezerwy węgla kamiennego zlokalizowano w Stanach Zjednoczonych (97% zasobów Ameryki Północnej). Rozpoznano je w 38 stanach, głównie na zachodzie USA (47%), w tym w szczególności w stanach: Motana i Wyoming. Inne zasobne w węgiel kamienny regiony USA to: Region Centralny (32% – przede wszystkim Illinois i Kentucky) oraz Region Apalachów (21% – Zachodnia Wirginia, Pensylwania i Ohio).

Kanadyjskie rezerwy są zlokalizowane głównie w zachodnich prowincjach: Saskatchewan, Alberta i Kolumbia Brytyjska. Niewielkie pokłady występują na wschodzie kraju w Nowej Szkocji i Nowym Brunszwiku. Ok. 95% produkcji koncentruje się na zachodzie, głównie w prowincji Alberta. 40% wydobycia jest eksportowane, w tym zwłaszcza węgiel koksowy z Kolumbii Brytyjskiej, natomiast niektóre prowincje, jak np. Ontario i Nowa Szkocja, węgiel importują.

Jedne z największych na świecie złóż węgla kamiennego znajdują się w Indiach. Główne jego pokłady, z których 17% to węgiel koksowy, zlokalizowane są we wschodniej połowie kraju, od Andra Pradesh, wzdłuż wybrzeża Oceanu Indyjskiego, po Arunachal Pradesh. Ponad 75% rezerw leży we wschodnich stanach: Chhattisgarh, Jharkhand, Orissa i Zachodni Bengal. Węgiel indonezyjski wykazuje niskie wartości opałowe. Wydobywany jest w kopalniach odkrywkowych na wyspach Kalimantan i Sumatra. Zasoby węgla kamiennego w Chinach występują w różnych regionach kraju, ale 3/4 złóż, których wydobycie jest ekonomicznie uzasadnione, znajdują się na północy i północnym wschodzie w prowincjach: Shanxi, Shaanxi i Mongolia Wewnętrzna.

Rosyjskie rezerwy węgla kamiennego rozmieszczone są na znacznym obszarze kraju, w licznych zagłębiach, w tym: Moskiewskim, Donieckim (Donbasie), którego

Tabela 2.1. Rezerwy węgla kamiennego w wybranych krajach na świecie, w 2007 r.

Kraj	Węgiel kamienny [w mld t]	Udział globalny [w %]
USA	112,3	23,4
Indie	90,1	18,8
Chiny	62,2	13,0
Rosja	49,1	10,2
RPA	48,8	10,2
Australia	38,6	8,0

Źródło: EIA.

większość znajduje się na terytorium Ukrainy, Peczerskim (Workuta), Irkuckim, Kuźnieckim (Kuzbasie), Leny, Południowo-Jakuckim i Tunguskim. Największe złoża, których wydobywanie jest ekonomicznie uzasadnione, występują w zagłębiach: Peczerskim i Kuźnieckim. Na Ukrainie większość złóż zlokalizowana jest w Zagłębiu Donieckim na wschodzie kraju – w znacznej części jest to węgiel koksowy. W Kazachstanie największe Zagłębie Karaganda zlokalizowane jest w centrum kraju. Dostępne do eksploatacji pokłady węgla znajdują się także w Zagłębiu Ekibastuskim w okolicach Pawłodaru. Ok. 30% urobku eksportowane jest do Rosji i Ukrainy.

W RPA pokłady węgla kamiennego występują w trzech regionach: w centrum i na północy prowincji Mpumalanga (dawny Transvaal), na północy kraju w Zagłębiu Karoo i na północnym wschodzie w okolicach Cape. Australia posiada bogate złoża węgla kamiennego, którego 75% wydobywa w kopalniach odkrywkowych, a jedynie 25% w kopalniach głębinowych. Główne jego zasoby leżą w Nowej Południowej Walii i Queenslandzie, w szczególności w zagłębiach Sydney i Bowen. Mniejsze zasoby, ale lokalnie ważne, znajdują się w Australii Zachodniej, Australii Południowej i na Tasmanii.

Światowy wzrost wydobywania w latach 2001-2006 (tabela 2.2) prawie w całości wynikał ze wzrostu wydobywania w Chinach. Stały wzrost wydobywania następował także w: Indiach (poza 2004 r.), Australii (poza 2003 r.), Indonezji (poza 2004 r.) i Rosji (od 2002 r.). W USA obserwowano w analizowanym okresie dwie tendencje: spadek produkcji węgla kamiennego w latach 2001-2003 oraz wzrost wydobywania w latach 2004-2006. Spośród pierwszej dziesiątki państw, systematyczny spadek wydobywania następował jedynie w Polsce.

Tabela 2.2. Produkcja węgla kamiennego na świecie (2001-2006)

Kraj	Wydobycie w latach [w mln t]					
	2001	2002	2003	2004*	2005	2006**
Chiny	960,5	1 045,0	1 350,0	1 555,2	2 225,6	2 482,0
USA	927,9	920,2	895,5	936,1	950,8	990,0
Indie	320,3	335,4	340,0	337,3	397,7	427,0
Australia	256,0	263,1	259,8	298,0	300,7	309,0
RPA	223,0	218,8	238,1	242,2	239,9	244,0
Rosja	168,0	155,0	175,0	209,9	221,7	233,0
Świat	3 503,0	3 555,4	3 883,0	4 220,0	4 972,7	5 370,0

Źródło: EUROCOAL (*Źródło: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V, Zahlen zur Kohlenwirtschaft, Heft Nr 153/2006, **Źródło: WCI).

Konsumpcja węgla kamiennego w ostatnich latach gwałtownie rośnie. Wynika to m.in. z dynamicznego rozwoju gospodarek takich krajów jak: Chiny, Indie, Rosja i Brazylia. Przewiduje się, że światowe zapotrzebowanie na węgiel wzrastało będzie średniorocznie o 1,6%, by osiągnąć w 2030 r. poziom 4 441 mln toe³⁵⁾. Ok. 70% tego wzrostu będzie pochodziło z krajów rozwijających się, przy czym naj-

³⁵⁾ toe – tona ekwiwalentu ropy naftowej (paliwo o kaloryczności 10 000 kcal/kg), równowartość: 1,90 t węgla kamiennego na rynku krajowym, 1,55 t węgla kamiennego na rynku międzynarodowym, lub 4,93 t krajowego węgla brunatnego.

większy wzrost (86%) nastąpi w rozwijającej się Azji. W 2030 r. zapotrzebowanie Chin ma sięgać ok. 30% światowego wydobycia, zaś w Indiach wzrastając co roku o 3,3%, w analizowanym przedziale czasu podwoi się.

Znaczny wzrost zużycia węgla jest wyzwaniem dla światowego systemu transportowego, gdyż ok. 90% eksportu węgla (tabela 2.3) odbywa się drogą morską.

Tabela 2.3. Eksport węgla kamiennego na świecie (2001-2006)

Kraj	Eksport w latach [w mln t]					
	2001	2002	2003	2004*	2005*	2006**
Australia	194,0	204,0	216,0	225,0	233,0	231,0
Chiny	91,0	84,0	94,0	87,0	72,0	63,0
Indonezja	67,0	76,0	86,0	105,0	117,0	129,0
RPA	70,0	69,0	72,0	68,0	69,0	69,0
USA	44,0	36,0	32,0	44,0	45,0	45,0
Kolumbia	37,0	36,0	41,0	50,0	53,0	60,0
Rosja	33,0	40,0	49,0	66,0	69,0	92,0
Kanada	30,0	27,0	25,0	26,0	28,0	28,6
Świat	603,0	613,0	664,0	713,0	732,0	744,0

Źródło: EUROCOAL (*Biuletyn Górniczy nr 9-10/ 2006, **WCI).

Największym eksporterem węgla kamiennego na świecie jest Australia, która rocznie eksportuje ponad 200 mln t. Australijski węgiel koksowy rozprowadzany jest po całym świecie, zaś węgiel energetyczny do: Japonii, Korei Południowej, Tajwanu, Indii i Unii Europejskiej. Druga obecnie Indonezja, w latach 2001-2006 podwoiła wolumen swojego eksportu i od 2004 r. eksportuje ponad 100 mln t. Węgiel eksportowany jest do: Japonii, Tajwanu, Indii, Korei Południowej, Unii Europejskiej i USA. W wyniku gwałtownego (o ponad 60%) zwiększenia wolumenu swojej sprzedaży w latach 2004-2006, trzecie miejsce na świecie wśród eksporterów węgla zajmuje Rosja (w 2006 r. ponad 90 mln t). RPA, pomimo wzrastającego zapotrzebowania wewnętrznego, utrzymuje eksport na stabilnym poziomie. Głównym jego odbiorcą jest Unia Europejska oraz Izrael, Indie i Maroko.

Chiny zmniejszają eksport ze względu na gwałtowny rozwój swojej gospodarki i zapotrzebowanie wewnętrzne. Coraz częściej występują także w roli importera – w rejonach przemysłowych oddalonych od miejsc wydobycia sprowadza się węgiel z krajów sąsiednich (z Wietnamu, Korei Północnej, Mongolii, a także z Rosji). Kolumbia znaczne ilości węgla eksportuje do USA, choć dominującą rolę odgrywa eksport do Unii Europejskiej. Inne kierunki sprzedaży węgla to Izrael i Kanada. Stany Zjednoczone, choć same importują węgiel, to także eksportują go do: Kanady, Unii Europejskiej i Brazylii. Podobnie sytuacja wygląda w Kanadzie, której węgiel trafia do: Japonii, Unii Europejskiej i Korei Południowej. O ile w amerykańskim eksporcie węgiel koksowy stanowi 49%, to w kanadyjskim ok. 90%.

Należy dodać, że najwięksi odbiorcy węgla koksowego na świecie to: Chiny, Japonia, USA, Rosja i Korea Południowa. Nieco mniejsze ilości surowca niezbędnego do produkcji stali importują: Niemcy, Ukraina, Indie, Brazylia i Włochy.

Największe potwierdzone złoża węgla brunatnego (tabela 2.4) znajdują się w:

- Australii i Oceanii: Australia, Nowa Zelandia,
- Ameryce Północnej: USA, Kanada,
- Europie: Serbia, Niemcy,
- Azji: Chiny, Indie,
- Wspólnocie Niepodległych Państw: Rosja, Kazachstan.

Tabela 2.4. Rezerwy węgla brunatnego w wybranych krajach na świecie w 2005 r.

Kraj	Węgiel brunatny [w mld t]	Udział globalny [w %]
USA	130,5	30,7
Rosja	107,9	25,4
Chiny	52,3	12,3
Australia	39,9	9,4

Źródło: EIA.

stępują największe nie eksploatowane pokłady, których wielkość nie została jeszcze precyzyjnie określona. Chińskie pokłady węgla brunatnego, leżące na północnym wschodzie, mimo iż stanowiące jedynie 16% potwierdzonych złóż węgla zlokalizowanych w tym kraju, należą do największych w Azji. Węgiel brunatny w Indiach występuje głównie w południowym Stanie Tamil Nadu. Najbogatsze pokłady węgla brunatnego w Australii zlokalizowane zostały w Stanie Victoria. Mniejsze złoża występują w Australii Zachodniej, Australii Południowej i na Tasmanii.

Pięć krajów wydobywających największe ilości węgla brunatnego: Niemcy, Chiny, USA, Rosja i Australia dostarcza łącznie (tabela 2.5) ponad 53% światowej produkcji tego surowca.

Tabela 2.5. Produkcja węgla brunatnego na świecie w latach 2001-2006

Kraj	Wydobycie w latach [w mln t]					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Niemcy	193,3	200,4	197,4	200,5	196,1	194,4
Rosja	91,8	81,6	87,7	76,3	81,2	81,7
USA	80,0	82,5	86,4	83,5	83,9	84,2
Grecja	73,1	77,7	75,3	77,2	76,5	72,4
Australia	71,6	75,6	74,3	75,6	78,0	78,5
Turcja	65,7	56,9	50,9	48,2	60,9	67,2
Polska	65,6	64,2	67,2	67,5	67,9	67,1
Chiny	58,3	69,3	74,5	87,3	97,8	100,7
Świat	951,7	961,0	974,4	978,5	1 001,6	1 006,4

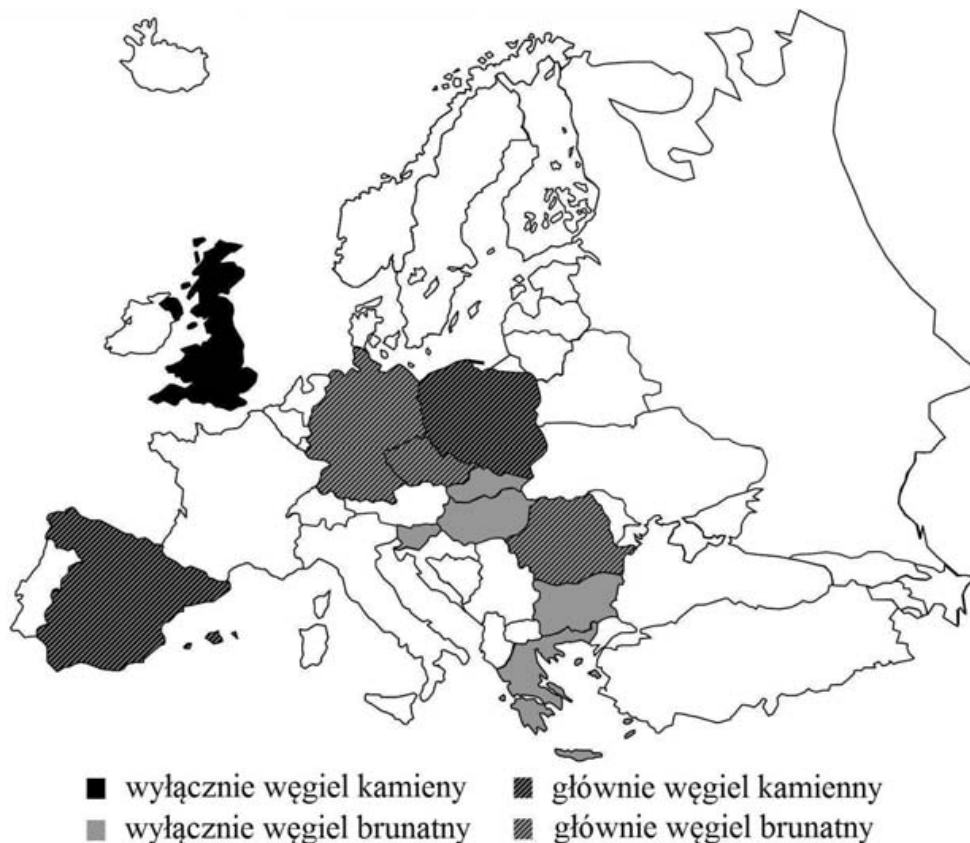
Źródło: EIA.

Od wielu lat obserwuje się systematyczny wzrost światowego wydobycia węgla brunatnego (w 2006 r. wynosiło ponad 1 mld t). Prawie w całości wynika on ze wzrostu wydobycia w Chinach, w których produkcja od 2001 r. systematycznie rosła i prze-

kracza już 100 mln t/rok. Chiny w okresie 2001-2006 wybiły się z ósmego miejsca na drugie, ale ich produkcja, mimo iż wzrosła najbardziej, sięga jedynie nieco ponad połowę wydobycia i zużycia węgla brunatnego w Niemczech (2006 r.: 100 mln t wobec ponad 190 mln t).

2.2.2. Wydobycie węgla w państwach członkowskich Unii Europejskiej

Jedynie ok. 5% złóż węgla znajduje się na terenie Unii Europejskiej (rys. 2.5). Rozmieszczone są one w kilkunastu krajach, przy czym w pięciu występują zarówno złoża węgla kamiennego, jak i brunatnego. Rynek węgla jest rynkiem otwartym, nie regulowanym – w przeciwieństwie od rynków gazu ziemnego i energii elektrycznej – przez regulatora unijnego, bądź krajowego, od lat znajdującym się pod wpływem lobby politycznych i karteli węglowych oraz silnie zmonopolizowanym.



Rysunek 2.5. Kraje wydobywające węgiel w Unii Europejskiej w 2007 r. (Źródło: T. Leszczyński, *Węgiel nośnikiem energii w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 1/2009, s. 51.)

Po rozszerzeniu Unii Europejskiej w 2004 i 2007 r. wzrosło ekonomiczne znaczenie węgla, gdyż do Wspólnoty przystąpiły kraje, w których energetyce surowiec ten odgrywa wiodącą rolę. W 2006 r. węgiel (kamienny i brunatny łącznie) miał blisko 29% udziału w strukturze źródeł energii Unii Europejskiej. Węgiel odgrywa także znaczącą rolę w dywersyfikacji źródeł energii w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Hiszpanii. Wydobycie węgla kamiennego w latach 2001-2006 w największych krajach Wspólnoty systematycznie malało (tabela 2.6). Aktualnie we Francji i Włoszech węgla kamiennego nie wydobywa się.

Tabela 2.6. Produkcja węgla kamiennego w największych państwach Unii Europejskiej (2001-2006)

Kraj	Wydobycie w latach [w mln t]					
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Francja	2,0	1,5	1,1	–	–	–
Hiszpania	14,2	13,3	12,7	12,3	12,2	11,6
Niemcy	30,7	29,2	28,8	29,1	28,0	23,8
Polska	103,9*	103,7*	102,5*	99,2*	97,9	94,4
Wielka Brytania	32,5	29,5	28,2	25,1	20,6	19,0
Włochy	0,0**	0,2	0,2	0,1	0,1	–

* Polska przystąpiła do Unii Europejskiej 1.05.2004 r.

** Produkcja węgla we Włoszech w niektórych latach nie przekraczała kilkudziesięciu tys. ton.

Źródło: EUROCOAL.

W Wielkiej Brytanii, w ramach restrukturyzacji górnictwa, w poprzedniej dekadzie finansowane było ograniczanie zdolności produkcyjnych górnictwa, pokrycie strat operacyjnych kopalń, świadczenia osłonowe z tytułu ograniczania zatrudnienia oraz usuwanie skutków eksploatacji górniczej. Podobne tendencje można było zaobserwować w Niemczech i Hiszpanii. W Niemczech produkcja węgla jest dodatkowo subwencjonowana przez państwo poprzez pokrywanie różnicy pomiędzy kosztami produkcji i rynkową ceną zbytu. Rząd Federalny (2/3) oraz Rząd Północnej Nadrenii-Westfalii (1/3) na dofinansowanie górnictwa przeznaczają 2,5 mld euro rocznie. Stopniowe ograniczanie zdolności produkcyjnych górnictwa niemieckiego skutkuje w ostatnich kilku latach spadkiem zatrudnienia o ok. 5 tys. osób rocznie. W Hiszpanii rząd także pokrywa straty operacyjne kopalń, ogranicza zdolności produkcyjne oraz wypłaca świadczenia socjalne dla górników odchodzących z likwidowanych kopalń. Ponadto jeszcze do niedawna pokrywane były koszty związane z przechodzeniem z systemu cen regulowanych do cen wolnorynkowych oraz część kosztów transportu z kopalń do elektrowni, pomoc dla gmin górniczych, a nawet składowania węgla w elektrowniach. Francja w 2004 r. zakończyła wydobycie węgla, podobnie jak inne kraje w ostatniej dekadzie XX w.: Belgia (1992 r.) i Portugalia (1994 r.), bądź znacznie wcześniej (w 1974 r.) Holandia.

Na pokrycie zapotrzebowania wewnętrznego państwa Unii Europejskiej importują ponad 200 mln tce węgla kamiennego rocznie³⁶⁾. Jest on sprowadzany głównie z: RPA, Australii, Kolumbii, Rosji i Ukrainy. Import węgla w największych krajach Wspólnoty w latach 2001-2006, podobnie jak w całej Unii Europejskiej, wzrósł o prawie 30%. Największym importerem węgla w latach 2005-2006 była Wielka Brytania (tabela 2.7). Od 2002 r. zwiększała ona wolumen swego importu, przy czym najbardziej w 2005 r. ze względu na spadek krajowego wydobywania oraz duży wówczas wzrost cen gazu ziemnego.

Podobnie jak w Wielkiej Brytanii, we Francji, Hiszpanii, Niemczech, Polsce i Włoszech w latach 2001-2006 import węgla systematycznie wzrastał. Włochy, dążąc do obniżenia cen energii, przestawiają wiele swoich elektrowni ze spalania oleju opałowego na wykorzystanie węgla. Większość importowanego węgla do Polski pocho-

³⁶⁾ Państwa Unii Europejskiej importują wyłącznie węgiel kamienny.

Tabela 2.7. Import węgla kamiennego w największych państwach Unii Europejskiej (2001-2006)

Kraj	Import w latach [w mln t]					
	2001	2002	2003	2004*	2005	2006
Francja	14,5	17,8	18,5	19,3	19,9	20,7
Hiszpania	18,9	24,5	20,0	24,3	24,8	27,0
Niemcy	33,4	33,1	35,2	39,1	38,2	45,8
Polska	1,9	2,7	2,6	2,4	3,4	5,2
Wielka Brytania	35,5	28,7	32,5	36,1	44,0	49,0
Włochy	19,5	18,8	20,7	25,5	24,2	26,0

Źródło: EUROCOAL (*Źródło: Biuletyn Górniczy nr 9-10/ 2006).

dziła z Rosji i Czech. W zdecydowanej większości był to węgiel energetyczny. Z uwagi na regulacje unijne, Polska nie może stosować innych narzędzi ochrony swojego rynku poza konkurencją cenową, stąd z rozwoju dotychczasowych tendencji należy się spodziewać, że import w kolejnych latach będzie wzrastał.

Państwa Unii Europejskiej w 2007 r. (tabela 2.8):

- wyprodukowały 152,9 mln t węgla kamiennego,
- importowały 229,6 mln t węgla kamiennego, czyli o połowę więcej niż wydobyły na swoim terytorium.
- pozyskały 441,3 mln t węgla brunatnego.

Węgiel kamienny jest obecnie wydobywany jedynie w sześciu krajach Unii Europejskiej. Są to wg wielkości wydobywania: Polska, Niemcy, Wielka Brytania, Czechy, Hiszpania i Rumunia. Węgiel brunatny jest wydobywany w dziesięciu państwach Unii Europejskiej. Wg wielkości wydobywania są to: Niemcy, Grecja, Polska, Czechy, Rumunia, Bułgaria, Węgry, Hiszpania, Słowenia i Słowacja.

Większość rezerw węgla brunatnego w Bułgarii zlokalizowana jest w centrum (złóże Maritsa) lub zachodzie kraju (Sofia, Bobovdol). Większość zasobów węgla kamiennego Republiki Czeskiej leży w Zagłębiu Górnośląskim, największym zagłębiu węgla kamiennego w Europie, którego część (1/6) leży na jej terytorium w rejonie Ostrava-Karvina. Złóża węgla brunatnego zlokalizowane są: w północnej Bohemii, w pobliżu miasta Sokolov oraz w południowych Morawach. Greckie złoża węgla brunatnego są zlokalizowane na północy kraju w Ptolemais-Amyntheon, Florinie i w Leasosona, a także na południe od Megalopolis. Zasoby węgla kamiennego w Rumunii leżą w jednym regionie, zwanym Jiu Vallej, w którym przemysł górniczy rozwijany jest przez narodową kampanię węgla kamiennego Petrosani eksploatującą siedem kopalń: Leona, Petrila, Livezeni, Vulcan, Paroseni, Uricani i Lupeni. Rezerwy rumuńskiego węgla brunatnego są usytuowane na południu kraju w zagłębiu Oltenia. W Oltenii i Ploesti funkcjonują dwie kompanie węglowe, które wydobywają węgiel brunatny w kopalniach odkrywkowych zlokalizowanych w miejscowościach: Rovinari, Rosia, Pesteană, Pînoasa, Motru, Berbești i Mehedinti. We wschodniej Słowacji występuje węgiel kamienny, który jednak nie jest pozyskiwany. Węgiel brunatny wydobywany jest przez trzy kompanie z kilku złóż zlokalizowanych w centralnej, południowej i zachodniej części kraju. Kompania umiejscowiona blisko Prievidza wydobywa węgiel z dwóch złóż (Handlova i Novaky) leżących w regionie Hornej Nitry. Druga kompania mająca swą

Tabela 2.8. Produkcja i import węgla w Unii Europejskiej w 2007 r. [w mln t]

Kraj	Produkcja węgla kamiennego	Produkcja węgla brunatnego	Import węgla kamiennego
Austria	–	–	4,0
Belgia	–	–	8,0
Bułgaria	–	28,4	1,0
Czechy	13,1	49,3	2,5
Cypr	–	–	–
Dania	–	–	8,0
Estonia	–	–	–
Finlandia	–	–	7,0
Francja	–	–	18,2
Grecja	–	65,8	0,8
Holandia	–	–	13,0
Hiszpania	11,0	8,2	24,9
Irlandia	–	–	3,0
Litwa	–	–	–
Luksemburg	–	–	–
Łotwa	–	–	–
Malta	–	–	–
Niemcy	21,0	180,4	45,9
Polska	87,4	57,4	5,8
Portugalia	–	–	5,5
Rumunia	2,5	35,1	4,0
Słowacja	–	2,2	5,3
Słowenia	–	4,7	0,1
Szwecja	–	–	3,2
Węgry	–	9,8	2,0
Wielka Brytania	17,0	–	42,8
Włochy	–	–	24,6
Unia Europejska	152,9	441,3	229,6

Źródło: EUROCOAL.

siedzibę w okolicach Velkiego Kritsu wydobywa surowiec na południu kraju ze złoża Modry Kamen. Kolejna spółka wydobywa węgiel blisko Holic, czyli w okolicach swojej siedziby. Słowenia dysponuje dwoma głęboko położonymi złożami węgla brunatnego: w Valenje na północy kraju oraz blisko Trbovlje w centrum kraju. Jedna z dwóch funkcjonujących tam kopalni (w Trbovlje) jest aktualnie poddawana procesowi stopniowego zamykania. Rezerwy węgla brunatnego na Węgrzech są skoncentrowane w regionie Transdanubia oraz na północy i na północnym-wschodzie kraju.

Wszystkie kraje unijne wydobywające węgiel (zarówno kamienny, jak i brunatny) część swojego zapotrzebowania pokrywają importem węgla kamiennego. Spośród państw nie posiadających aktualnie rozwiniętego górnictwa węglowego surowiec importują głównie: Włochy, Francja i Holandia (24,3% importu Unii Europejskiej –

dla porównania wydobywające węgiel: Niemcy, Wielka Brytania i Hiszpania kupują łącznie 49,5% importowanego surowca). Ponadto stosunkowo niewielkie ilości węgla sprowadzają: Belgia, Dania, Finlandia, Portugalia, Austria, Szwecja i Irlandia.

W 2007 r. Niemcy były największym importerem węgla w Unii Europejskiej i największym importerem węgla koksowego na świecie. Największymi dostawcami węgla do Niemiec są kraje: WNP, RPA i Polska.

Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynoszą w Polsce 13 629 mln t. Pozabilansowe zasoby tego surowca wynoszą 4 601 mln t, zaś zasoby przemysłowe – 1 414 mln t. Najważniejsze złoża węgla brunatnego (57% wydobycia) zlokalizowane jest w Bełchatowie.

Wydobycie węgla kamiennego w 2007 r. wyniosło w Polsce 87,4 mln t i było o 6,9 mln t mniejsze niż w 2006 r. Wyeksportowano 11,7 mln t węgla, którego cały wolumen skierowany został do państw Unii Europejskiej, w tym do: Niemiec – 4,7 mln t, Czech – 2,4 mln t, Austrii – 1,8 mln t, Słowacji – 0,6 mln t, Danii i Francji – po 0,4 mln t, Finlandii, Szwecji i Wielkiej Brytanii – po 0,3 mln t, Irlandii i Węgier – po 0,2 mln t oraz Włoch – 0,1 mln t. Jednocześnie do Polski zostało sprowadzone 5,8 mln t węgla, w tym z: Rosji – 3,1 mln t, Czech – 1,9 mln t, Ukrainy i Kolumbii – po 0,2 mln t, Kazachstanu – 0,1 mln t oraz ok. 0,3 mln t z innych krajów. Rok 2008 nie został jeszcze dokładnie podsumowany, ale wstępne dane wskazują, że eksport sięgał 7 mln t, zaś import przekroczył 10 mln t, co wskazywałoby, iż po raz pierwszy w historii import węgla do Polski przekroczył eksport tego surowca energetycznego z naszego kraju.

W związku z jedną z największych w Unii Europejskiej produkcją węgla (największą w zakresie węgla kamiennego) oraz takimże jego zużyciem, występują w Polsce znaczne problemy z utylizacją odpadów górniczych. Odprowadzane ścieki z odwadniania zakładów górniczych zanieczyszczają wody powierzchniowe, a elektrownie i elektrociepłownie emitują pyły oraz gazy cieplarniane do atmosfery. Wskutek eksploatacji górniczej deformowana jest powierzchnia terenu oraz infrastruktura naziemna, a także hałas o nadmiernym poziomie emitowany jest do środowiska.

Zatrudnienie w sektorze węgla kamiennego w 2007 r. w państwach Unii Europejskiej wyniosło łącznie 192,9 tys. pracowników. Większość z nich, gdyż aż 61,8% zatrudniona była w Polsce (119,3 tys.), podczas gdy polscy górnicy wydobyli 57,2% węgla wydobytego w Unii Europejskiej. Dwa kraje zatrudniały górników węgla kamiennego, mimo iż w 2007 r. surowca tego nie wydobywały: Bułgaria – 4,9 tys. i Węgry – 0,1 tys. W krajach Wspólnoty największą wydajność w przeliczeniu na jedną osobę zatrudnioną w górnictwie węgla kamiennego mieli wówczas górnicy w: Wielkiej Brytanii – 3,15 tys. t/osobę, Hiszpanii – 1,72 tys. t/osobę i Czechach – 1,09 tys. t/osobę, a najniższą w: Rumunii – 0,21 tys. t/osobę, Niemczech – 0,67 tys. t/osobę i Polsce – 0,73 tys. t/osobę.

Zatrudnienie w sektorze węgla brunatnego w 2007 r. w państwach Unii Europejskiej wyniosło łącznie 85,15 tys. pracowników. Znaczna liczba z nich, gdyż ok. 21,14% zatrudniona była w Polsce (18,0 tys.), podczas gdy polscy górnicy wydobyli 13,0% węgla wydobytego w Unii Europejskiej. W krajach Wspólnoty w 2007 r. największą wydajność w przeliczeniu na jedną osobę zatrudnioną w górnictwie węgla brunatnego mieli górnicy w: Grecji – 14,00 tys. t/osobę, Niemczech – 10,61 tys. t/osobę i Czechach – 3,76 tys. t/osobę, a najniższą w: Słowacji – 0,51 tys. t/osobę, Słowenii – 2,19 tys. t/osobę i Rumunii – 2,44 tys. t/osobę.

2.2.3. Nowe technologie węglowe

Rozwój górnictwa węgla kamiennego i brunatnego służy zwiększeniu światowego bezpieczeństwa energetycznego, w tym zmniejszeniu zależności od ropy naftowej. Trwają intensywne badania nad rozwojem technologii węglowych gwarantujących ultra-czyste paliwo dla transportu, użytku w gospodarstwach domowych oraz w elektrowniach. Wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla ma minimalizować emisję gazów cieplarnianych w procesie spalania. Produkcja paliw syntetycznych z węgla, rozwijana już w latach 50-tych XX w., ponownie została uruchomiona. Projekty są podejmowane, bądź planowane w wielu krajach na całym świecie, np. w: USA, Chinach, RPA, Australii, Indonezji, Indiach i Niemczech, a także w Polsce.

Zgodnie z przyjętymi założeniami drugiego pakietu energetycznego, węgiel do 2020 r. pozostanie jednym z podstawowych źródeł energii w Unii Europejskiej oraz ważną alternatywą dla gazu ziemnego i ropy naftowej. Wynika to z faktu, iż jest on dostępny w wielkich ilościach od licznych dostawców na całym świecie i może być bardzo łatwo magazynowany. W bieżącym wieku obserwowany jest w skali globalnej wzrost produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego. Wyższa emisja dwutlenku węgla (CO_2) podczas spalania węgla, w porównaniu do innych surowców energetycznych, stanowi jednak główną przeszkodę w jego dalszym wykorzystywaniu do celów energetycznych. Niezbędne są wysokowydajne instalacje przechwytywania i składowania gazów cieplarnianych (*CCS* – od *carbon capture and storage*), nad którymi badania są już bardzo zaawansowane. Rozwój technologii *CCS* w Unii Europejskiej i innych regionach jest uzależniony od przyjęcia odpowiednich regulacji prawnych, ceny węgla oraz dostępności nowych technologii i procesów. Komisja Europejska w ww. pakiecie energetycznym stwierdza, że standardy emisji CO_2 winny być wprowadzone tylko wówczas, gdy zachęty wprowadzane programem handlu emisjami okażą się niewystarczające. Do 2015 r. Komisja Europejska przewiduje uruchomienie 12-tu nowoczesnych testowych instalacji energetycznych oraz zobowiązanie grupy najbogatszych państw świata G8 do uruchomienia na całym świecie do 2020 r. 20-tu instalacji pokazowych, które będą wspierały powyższy system zachęt. Jednocześnie zapowiadane jest całkowite odejście w przyszłości od węgla przy wytwarzaniu prądu elektrycznego – tzw. *dekarbonizacja energetyki* (do 2050 r.). Stopniowa rezygnacja z węgla ma odegrać kluczową rolę w redukcji *efektu cieplarnianego* – zwiększyć skuteczność przeciwdziałania zmianom klimatycznym na świecie.

Jedną z zaawansowanych technologii (tabela 2.9), która może przynieść liczne korzyści podczas wykorzystywania węgla w energetyce jest zgazowanie węgla połączone z produkcją energii elektrycznej (*IGCC* – *Integrated Gasification Combined Cycle*) – z węgla, zamiast jego spalania, wytwarzany jest syntetyczny wodór oraz tlenek węgla. Średniokaloryczny gaz wytwarzany w generatorach parowo-tlenowych wykorzystywany jest w turbinach gazowych do generowania energii elektrycznej, zaś wytworzona para wodna stosowana jest w drugim obiegu turbiny. Nie tylko wzrasta efektywność redukcji CO_2 , ale także znacznie zredukowana jest emisja innych gazów cieplarnianych, nawet w porównaniu do zaawansowanych technologii konwencjonalnych, w tym NO_x o 33% ($< 60 \text{ mg/m}^3$), zaś SO_x o 75% ($< 10 \text{ mg/m}^3$). Technologia *IGCC*, w stosunku do elektrowni konwencjonalnych, pozwala zmniejszyć o 30-40% zużycie wody oraz o 90% emisję rtęci.

Tabela 2.9. Wdrażane na świecie projekty proklimatyczne

Nazwa projektu	Lokalizacja	Wydajność [w MW]	Planowane uruchomienie	Uwagi
ZeroGen	Australia	50	2010	Połączenie technologii IGCC i CCS – magazynowanie CO ₂ w kawernach solnych
Hydrogen Energy – BP & Rio Tonto	Australia	500	po 2014	Pierwszy projekt z paliwem wodorowym, umożliwi wychwytywanie i transport ok. 4 mln t CO ₂ rocznie w formacjach geologicznych pod pokładami zagłębia Perth
SaskPower	Kanada	300	2012	Zastosowanie technologii wychwytywania CO ₂ po spaleniu węgla brunatnego – projekt przewiduje wychwytywanie ok. 8 000 t CO ₂ na dobę
GreenGen	Chiny	250	2018	Połączenie technologii IGCC i CCS
Dynamis – Hypogen	Europa	250	2012	Wytwarzanie energii z wykorzystaniem paliwa wodorowego oraz zarządzaniem CO ₂
RWE (1)	Niemcy	400 – 450	2014	Zastosowanie technologii IGCC oraz użycie wodoru jako źródła energii lub do produkcji paliw syntetycznych – CO ₂ będzie magazynowany w opróżnionych złożach gazu lub kawernach solnych
Vattenfall	Niemcy	250	2020	Technologia CCS
Progressive Energy	Wielka Brytania	800	2011	Połączenie technologii IGCC i CCS – wychwytywanie ok. 5 mln t CO ₂ rocznie, projekt obejmuje użycie węgla lub ropy naftowej, z możliwością uwzględnienia biomasy
Powerfuel	Wielka Brytania	900	po 2012	Połączenie technologii IGCC i CCS
E.ON (1)	Wielka Brytania	450	po 2012	Zastosowanie w I fazie technologii IGCC w istniejącej elektrowni gazowej, a następnie w II fazie zastosowanie technologii CCS
E.ON (2)	Wielka Brytania	2×800	2015	Rozbudowa istniejącej elektrowni gazowej o dwa nowe superkrytyczne bloki 800 MW
RWE nPower (2)	Wielka Brytania	1 000	2016	Rozwój technologii superkrytycznej w połączeniu z CCS – największy projekt dotyczący CCS
Carson Project	USA	500	2011	Użycie wodoru jako paliwa w elektrowni oraz magazynowanie głęboko pod ziemią do 5 mln t CO ₂ rocznie
FutureGen	USA	275	2012	Połączenie technologii IGCC i CCS oraz wykorzystanie paliwa wodorowego

Źródło: WCI.

Inna technologia, wychwytywania i magazynowania CO₂ (*CCS – Carbon Capture and Storage*), ukierunkowana jest na zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych. CO₂ jest wychwytywany z gazów ulatniających się podczas wytwarzania energii elektrycznej lub procesu produkcji w zakładach przemysłowych i wtłaczany pod powierzchnię ziemi, np. do głębokich kawern solnych lub używany do wspomaganie wydobywania ropy naftowej. Istnieje kilka różnych systemów wychwytywania CO₂: przed spalaniem, po spalaniu i w trakcie zapłonu. Do transportu gazu do miejsca składowania na dystansie do 1 000 km preferowany jest rurociąg, zaś do transportu na większe odległości – bardziej ekonomicznie atrakcyjny jest transport morski. Do magazynowania CO₂ przeznaczone są głębokie struktury geologiczne na lądzie i pod dnem morskim daleko od wybrzeża (na polach gazu i ropy, formacjach solnych, niewydobywanych pokładach węgla).

Międzyrządowy Panel ONZ ds. Zmian Klimatycznych (*IPCC – Intergovernmental Panel of Climate Change*) ocenił, że na świecie istnieją łączne pojemności umożliwiające przechowywanie min. 2 bln t (2 000 mld t) CO₂, czyli 55% gazów cieplarnianych, które zostaną wytworzone do 2100 r. Problematyka wychwytywania CO₂ została podjęta wiele lat temu w przemyśle gazowym i petrochemicznym, a także w procesie obróbki węgla³⁷⁾. Liczne projekty badawcze i rozwojowe prowadzone na świecie, w kierunku określenia ich wydajności i możliwości zastosowania w przemyśle, gdzie ich uruchomienie jest oczekiwane począwszy od 2009 r.

Metan z kopalni węgla kamiennego (*CMM – Coal mine methane*) jest stosunkowo dużym, niewykorzystanym źródłem, na które należy zwrócić uwagę i spróbować znaleźć dla niego metodę redukcji emisji gazów cieplarnianych. Tylko cztery kraje odpowiadają za emisję łącznie aż 77% metanu ze złóż węgla, i są to: Chiny, Rosja, Polska i USA. Do 2020 r. przewidywany jest wzrost emisji metanu do poziomu 449 mln t CO₂e (ekwiwalenty dwutlenku węgla), przy czym udział Chin wzrośnie z obecnych 40% do 45%. W skali światowej zostało uruchomionych kilka projektów w zagłębiach węglowych, ukierunkowanych na wychwytywanie metanu. Próby produkcji z niego energii od dekady trwają m.in. w Australii, Niemczech, Japonii, Wielkiej Brytanii i USA.

Podziemne zgazowanie węgla (*UCG – Underground Coal Gasification*) jest kolejną metodą w rozpatrywanym obszarze, która pozwala na dostęp do znacznie większych zasobów węgla niż te, których wydobycie jest ekonomicznie uzasadnione oraz polega na konwersji węgla do syngazu³⁸⁾. W podwyższonej temperaturze węgiel reaguje z czynnikiem zgazowującym, którym najczęściej jest powietrze, tlen, para wodna lub ich mieszanina. Produktem końcowym jest mieszanina gazów składająca się głównie z H₂, CO, CO₂ oraz CH₄. Dwutlenek węgla wydzielający się w tym procesie może być bezpiecznie magazynowany pod ziemią (CO konwertowany jest do CO₂), co w efekcie skutkuje zerową emisją do atmosfery oraz bardzo niewielkimi zanieczyszczeniami gruntu. Prace nad studium wykonalności trwają w Wielkiej Brytanii, Rosji, Chinach, RPA i Nowej Zelandii.

³⁷⁾ Zakład *Dakota Gasification* w USA zgazowuje węgiel, wytwarza gaz syntetyczny i eksportuje CO₂ do Kanady, gdzie jest on wykorzystywany we wzmaganiu wydobycia ropy naftowej, *2007 Survey of Energy Resources*, WEC, Londyn 2007, s. 17.

³⁸⁾ Gaz syntezowy, którego skład uzależniony jest od technologii zgazowania, powstały w wyniku zgazowania stałego surowca węglowodorowego.

2.3. Gaz ziemny

2.3.1. Światowe zasoby gazu ziemnego

Łączne udokumentowane światowe zasoby gazu ziemnego wynoszą ok. 176 bln m³. Rosja, Iran i Katar posiadają 57,2% światowych zasobów gazu ziemnego. Największe udokumentowane zasoby gazu ziemnego (72 bln m³) znajdują się na Bliskim Wschodzie. Kolejne co do wielkości zasoby surowca znajdują się w Rosji (27,1% zasobów światowych), Azji (6,6%), Basenie Morza Kaspijskiego (5,2%), Ameryce Płn. (4,8%) oraz Afryce (4,5%).

Szacowane na 47 650 mld m³ złoża gazu ziemnego znajdują się na terenach zajmowanych przez Federację Rosyjską (rys. 2.6). Stanowią one ok. 1/3 światowych rezerw tego paliwa. Główne, obecnie rozpoznane, złoża zlokalizowane są pod dnem Morza Barentsa i Morza Karskiego oraz w północnych rejonach Zachodniej Syberii (w okolicach półwyspu Jamał i w okręgu Chanty-Mansyjskim), a także na zachodnim wybrzeżu Pacyfiku (w szelfie sachalińskim). Określono położenie jeszcze kilku innych bogatych złóż, jednak ze względu na wysokie koszty przygotowania ich eksploatacji oraz trudne warunki wydobycia i transportu, ich przemysłowe wykorzystanie nie jest aktualnie rozważane. Przy obecnym poziomie wydobycia, aktualnie rozpoznane rosyjskie złoża wystarczą na ok. 80 lat. Rosja zajmuje pierwsze miejsce na liście światowych eksporterów gazu ziemnego. Łącznie z gazem kupowanym od państw Azji Centralnej w celu dalszej dystrybucji, Rosja dostarcza 33% gazu znajdującego się w obrocie międzynarodowym.

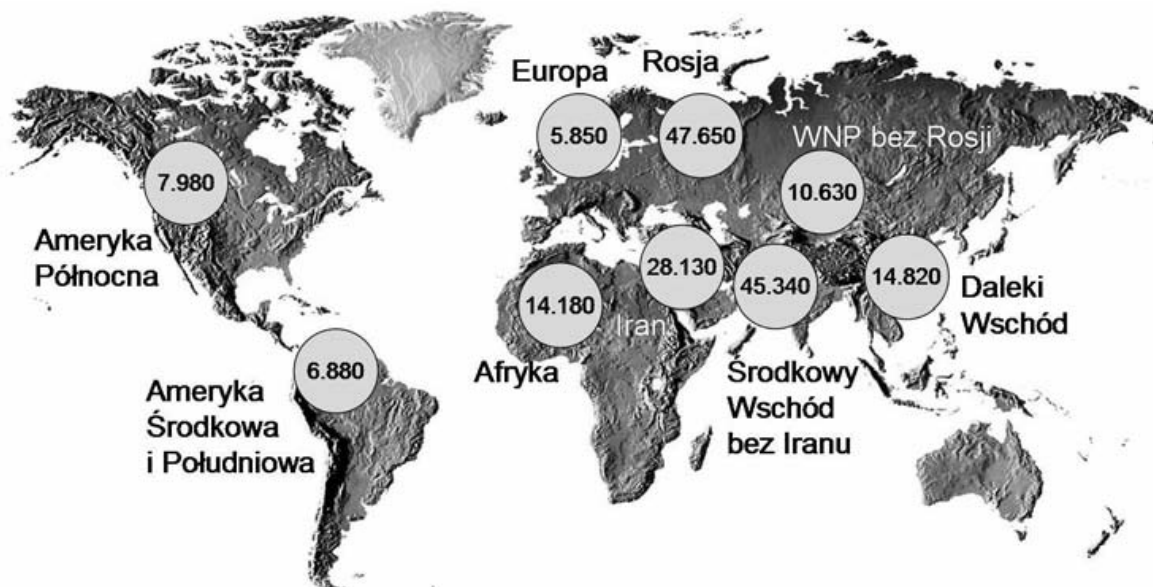
Eksport gazu ziemnego z Rosji do Unii Europejskiej odbywa się czterema głównymi magistralami:

- gazociągiem *Braterstwo*, który prowadzi przez Ukrainę do Słowacji, gdzie rozgałęzia się na dwie nitki – do Węgier i Austrii oraz do Czech i Niemiec. Tędy eksportowana jest większość rosyjskiego gazu ziemnego do państw Unii Europejskiej,
- gazociągiem *Jamał*, biegnącym przez Białoruś i Polskę do Niemiec, z odgałęzieniem na wybrzeżu Bałtyku, skąd planowana jest budowa gazociągu *Nord Stream*,
- magistralą przesyłającą gaz przez Ukrainę do Rumunii, Bułgarii, na Bałkany i do Turcji,
- gazociągiem *Błękitny Potok*, którym transportowany jest gaz po dnie Morza Czarnego do Turcji, a w przyszłości będzie transportowany również do Włoch.

Pod względem produkcji pierwsze miejsce na świecie zajmuje Rosja, która w 2007 r. wyprodukowała 607 mld m³. Kolejne miejsca pod tym względem zajmowały: USA (546 mld m³), Kanada (184 mld m³) i Iran (112 mld m³). Przy obecnym poziomie wydobycia rosyjskie zasoby wystarczą do ok. 2085 r., przy czym większość z wydobywanego w Rosji gazu ziemnego przeznaczana jest na rynek wewnętrzny. W 2007 r. zużycie gazu w Rosji wyniosło 438 mld m³, zaś eksport wyniósł jedynie 169 mld m³. Głównymi odbiorcami gazu z Rosji są państwa Unii Europejskiej, Turcja i Białoruś³⁹⁾.

³⁹⁾ W 2007 r. największą ilość gazu ziemnego Rosja wyeksportowała do: Niemiec (35,6 mld m³), Włoch (23,8 mld m³), Turcji (23,2 mld m³), Białorusi (21 mld m³), Węgier (7,6 mld m³) i Francji (7,6 mld m³).

Ponadto surowiec ze złóż w Turkmenistanie, Kirgistanie i Afganistanie przez Uzbekistan, Kazachstan i Rosję (wraz z surowcem z krajów tranzytowych) transportowany jest do państw bałkańskich (Rumunii, Bułgarii, Grecji, Serbii, Macedonii oraz Bośni i Hercegowiny). Zasoby państw należących do Wspólnoty Niepodległych Państw bez Rosji aktualnie szacowane są na 10 630 mld m³.



Rysunek 2.6. Potwierdzone zasoby gazu ziemnego [w mld m³] (Źródło: opracowanie własne, na podstawie danych Gazpromu)

Jeszcze większe, szacowane łącznie na 73 470 mld m³, skupione na stosunkowo niewielkim terenie, liczone razem, ale występujące w różnych krajach złoża gazu ziemnego znajdują się na Środkowym Wschodzie. Największą częścią gazowego tortu w tym obszarze dysponują: Iran (28 130 mld m³ – ok. 17% rezerw światowych) i Katar (14 400 mld m³). Jest to jednak region częściowo niestabilny politycznie i gospodarczo, ze znacznymi barierami dla inwestorów spoza kręgu islamskiego. Kraje Bliskiego i Środkowego Wschodu, na terenie których udokumentowano aż 40% światowych zasobów gazu, w obrocie międzynarodowym tego surowca praktycznie nie uczestniczą. Wynika to głównie z faktu, że państwa te koncentrują się na eksporcie ropy naftowej, a nie dostrzegają potencjału, jaki drzemie w gazie ziemnym.

W Afryce, na terenie której potwierdzone zasoby gazu ziemnego szacuje się na 14 180 mld m³, największe złoża znajdują się w Algierii (4 522 mld m³) i Nigerii (3 511 m³). Zasoby gazu ziemnego odkryte na Dalekim Wschodzie (14 820 mld m³) i w obu Amerykach łącznie (14 860 mld m³) porównywalne są do złóż afrykańskich, jednak znacznie dalej położone i zdawałoby się praktycznie niedostępne dla odbiorców z Unii Europejskiej, ze względu na lokalnych wielkich odbiorców: Japonię i Chiny z jednej strony oraz USA i Brazylię z drugiej. Budowa gazociągów łączących ww. złoża z odbiorcami gazu w Europie nie jest więc planowana. Możliwy jest jednak zakup gazu w postaci skroplonej (LNG). Najmniejsze złoża gazu ziemnego znajdują się w Europie (wg różnych szacunków ok. 5 850-7 000 mld m³). Europa ma jednak dobre położenie geograficzne, gdyż większość światowych zasobów gazu, mierząc długością niezbędnych do transportu surowca gazociągów, zlokalizowana jest 3,5-12,5 tys. km od Europy (od Algierii i Morza Barentsa, po Katar i Turkmenistan). Wydobycie gazu ziemnego w największych państwach Unii Europejskiej, wraz z ich zapotrzebowaniem na *błękitny surowiec*, przedstawia tabela 2.10.

Tabela 2.10. Charakterystyka systemów gazowniczych największych państw Unii Europejskiej (wg danych za 2007 r.)

Kraj	Zużycie gazu [w mld m ³]	Wydobycie własne [w mld m ³]	Import gazu [w mld m ³]	Import LNG [w mld m ³]	Terminala LNG [w szt.]	Ilość PMG [w szt.]	Pojemność PMG [w mld m ³]	Zapasy gazu w PMG [w dniach]
Francja	58,70	1,30	46,50	10,90	2+1 bud	15	11,00	68
Hiszpania	53,34	0,34	33,00	20,00	4+2 bud +1 plan	2	1,50	10
Niemcy	95,10	18,20	76,90	–	–	43	18,60	71
Polska	13,70	4,30	9,40	–	1 plan	6	1,60	42
Wielka Brytania	97,52	97,00	0,52	–	1+2 plan	10	4,10	15
Włochy	79,40	12,60	65,90	0,90	1+2 plan	10	16,80	77

Źródło: opracowanie własne.

Jednym z najszybciej rozwijających się podsektorów sektora energetycznego na świecie jest produkcja gazu skroplonego i handel nim. Przewidywany światowy wzrost zapotrzebowania na LNG to 10-12% rocznie. Gaz LNG wytwarza 13 krajów, przy czym najwięksi producenci zlokalizowani są na Dalekim Wschodzie: Indonezja (produkuje 33 mln t i zapewnia 22% światowego eksportu), Malezja (23 mln t) i Brunei (7,6 mln t), Środkowym Wschodzie: Katar (21 mln t) i Zachodniej Afryce: Algieria (18,6 mln t), Nigeria (3,1 mln t). Aktualnie w skali globalnej działa ok. 30 terminali skraplających gaz (główni dostawcy LNG do Europy to: Algieria, Libia, Nigeria, Katar, Oman oraz Trynidad i Tobago) oraz prawie 50 terminali regazyfikacyjnych (Japonia, Korea, USA, Chiny, zaś w Europie: Hiszpania, Francja, Włochy). Planowana jest budowa kolejnych 40 terminali skraplających oraz ponad 60 terminali regazyfikacyjnych, w tym jeden w Polsce (Świnoujście). Największa liczba terminali powstaje, bądź ich budowa jest planowana w przyszłości w USA. Jak wynika z tabeli 2.10, europejski rynek LNG tworzą praktycznie dwa kraje: Hiszpania i Francja (małe ilości LNG nabywają także Włochy). Jedne z największych i najbardziej wydajnych na świecie zakłady skraplania gazu ziemnego wraz z terminalem zbudowano w Brunei, w miejscowości Lumut. Cała tamtejsza produkcja gazu, wynosząca ok. 10 mld m³ gazu skroplonego, jest eksportowana do Japonii. Natomiast największy na świecie terminal regazyfikacyjny Sodegaura działa w okolicach Tokio – jego możliwości odbiorcze wynoszą ok. 10 mln t LNG rocznie.

2.3.2. Gazowe projekty unijne

Złoże gazu w państwach Unii Europejskiej wynoszą łącznie 2,84 bln m³, z czego Holandia dysponuje 1,25 bln m³, Rumunia 0,63 bln m³, Wielka Brytania 0,41 bln m³, Niemcy 0,14 bln m³, Dania 0,12 bln m³, Polska 0,11 bln m³, a Włochy 0,09 bln m³. W Europie złoże gazu posiada także Norwegia (2,96 bln m³) i Ukraina (1,03 bln m³). Mimo niewielkich zasobów własnych w stosunku do potrzeb, kraje Unii są jednymi z większych producentów gazu na świecie. W 2007 r. wyprodukowały 0,19 bln m³. Przy utrzymaniu aktualnego poziomu wydobycia gazu, jeśli nie zostaną odkryte nowe złoża, aktualne zasoby państw Unii Europejskiej szybko zostaną wyczerpane.

W 2007 r. Unia Europejska pokrywała zapotrzebowania państw członkowskich na gaz ze złóż leżących w jej obrębie w 46%⁴⁰⁾, zaś według szacunków w 2015 r. będzie to około 25%. Wiele wskazuje, że tendencja ta się utrzyma i w 2030 r. prawdopodobnie jedynie 15% zapotrzebowania na ww. surowiec będzie realizowane przez dostawy pochodzące ze złóż zlokalizowanych w Europie. W związku z powyższym Unia jest zmuszona w stosunkowo krótkim czasie zapewnić sobie dywersyfikację źródeł dostaw gazu ziemnego oraz zbudować, bądź zmodernizować znaczną liczbę wielokilometrowych tras przesyłu. Większa integracja unijnego rynku wewnętrznego pozwoli zapewnić większą płynność oraz ułatwi rozwiązywanie energetycznych sytuacji kryzysowych.

Aktualnie, w połowie 2008 r., kraje należące do Wspólnoty importują gaz przede wszystkim z Rosji (46% importu), Norwegii (27%) i Algierii (20%). Dla poszczególnych państw proporcje te nieco się różnią:

- Francja: Norwegia 29%, LNG 26%, Rosja 24%, pozostałe kierunki 21%;
- Hiszpania: LNG 65%, Norwegia 6%, pozostałe kierunki 29%;
- Niemcy: Rosja 40%, Norwegia 29%, pozostałe kierunki 31%;
- Polska: Rosja 92%, Niemcy 5%, Norwegia 3%;
- Wielka Brytania: Norwegia 76%, LNG 3%, pozostałe kierunki 21%;
- Włochy: Rosja 32%, Norwegia 9%, LNG 3%, pozostałe kierunki 56%.

Analiza kierunków dostaw do ww. państw Unii Europejskiej, połączona z dogłębnym studiowaniem dostępnej literatury, wskazuje na istnienie połączeń sieci przesyłowych poszczególnych krajów (w nawiasie podano kierunki dostaw LPG) z:

- Francja: szelf norweski, Belgia, Niemcy, Szwajcaria, Włochy, Hiszpania (Algieria, Egipt, Nigeria, Oman, Katar, Zjednoczone Emiraty Arabskie);
- Hiszpania: Maroko, Algieria, Libia, Francja, Portugalia (Algieria, Australia, Egipt, Libia, Malezja, Nigeria, Oman, Katar, Zjednoczone Emiraty Arabskie);
- Niemcy: szelf norweski, Austria, Czechy, Dania, Francja, Holandia, Polska, Szwajcaria (brak);
- Polska: Białoruś, Niemcy, Ukraina (brak);
- Wielka Brytania: szelf norweski, Belgia, Holandia, Irlandia, platformy na Morzu Północnym (Algieria, Trynidad i Tobago);
- Włochy: Austria, Chorwacja, Francja, Libia, Szwajcaria, Tunezja (Algieria, Trynidad i Tobago).

Jak z powyższego wynika, większość państw ma połączone sieci gazowe z systemami przesyłowymi wszystkich swoich sąsiadów lądowych i morskich. Wyjątek stanowi Polska, która nie posiada dotychczas zapewniających niezbędną przepustowość bezpośrednich połączeń z: Rosją, Litwą, Danią, Szwecją, Czechami, a nawet Niemcami i Słowacją.

Rosja jest i pozostanie głównym dostawcą gazu do Unii Europejskiej, jednak zapotrzebowanie na ten surowiec rośnie szybciej niż możliwości wzrostu jego wydobycia w Rosji. Ze względu na przewidywaną już w 2020 r. 23% lukę bilansową, egzystencjalnego znaczenia nabiera potrzeba dywersyfikacji źródeł gazu ziemnego.

⁴⁰⁾ Resztę zapotrzebowania pokrywa import z: Rosji 24%, Norwegii 13%, Algierii 10% i innych regionów 7%.

Z tego właśnie względu oprócz Rosji zawarte zostały już umowy:

- na wschodzie z: Azerbejdżanem, Kazachstanem i Ukrainą, zaś trwają jeszcze negocjacje z Turkmenistanem;
- na południu z: Egiptem, Marokiem i Jordanią, a negocjacje trwają jeszcze z Algierią i Libią.

Po spodziewanym pomyślnym zakończeniu trwających jeszcze negocjacji z Turkmenistanem, Algierią i Libią, powstanie eurośródziemnomorski rynek gazu ziemnego. Komisja Europejska bada także możliwość realizacji projektów gazowych wspólnie z Nigerią, Sudanem i Irakiem.

Klucz do realizacji części projektów nie znajduje się jednak w rękach Unii Europejskiej. Np. jedyna droga lądowa łącząca Europę z Azją Środkową, z pominięciem Rosji, biegnie przez Turcję. Istnieje wprawdzie możliwość budowy gazociągu po dnie Morza Czarnego z Gruzji do Bułgarii lub Rumunii, jednak taka koncepcja, ze względu na ścisłą współpracę Bułgarii i Rumunii z Rosją, nie jest aktualnie przez UE rozważana. Obawy Turcji budzi m.in. zasobność azerskich złóż gazu (Shah Deniz) nad Morzem Kaspijskim, tzn. czy są one na tyle wydajne, by Turcja mogła zaryzykować pogorszenie stosunków, w dziedzinie dostaw surowców energetycznych, z Rosją. Ponadto Rosja zawarła wieloletnie, korzystne dla siebie (do czasu zbudowania alternatywnych dróg transportu surowca, także korzystne dla państw eksporterów), umowy z Kazachstanem, Turkmenistanem i Uzbekistanem. Gaz z tych państw mógłby zasilić planowane gazociągi z Turcji do państw UE. Jakby problemów było za mało, to należy z dużym prawdopodobieństwem przyjąć, iż w przypadku ewentualnych sankcji lub działań przeciwko Iranowi dojdzie do zakłóceń w dostawach gazu z tego i innych państw arabskich do Turcji, a niewykluczone, iż także w jego przesyłce przez terytorium tego kraju.

Z powyższych względów wielkie znaczenie mają trwające i planowane unijne inwestycje w rozbudowę infrastruktury transportowej, integracja rynku odbiorców z producentami oraz przeciwdziałanie monopolistycznej kontrofensywie Rosji. Kraj ten nie bez sukcesów pracuje nad uzależnieniem wybranych przez siebie państw członkowskich UE, próbując w zamian za obiecywane profity zablokować unijne działania zmierzające do dywersyfikacji dostaw gazu.

Unia Europejska bez skutku namawia Rosję do ratyfikacji Karty Energetycznej, która m.in. daje zachodnim koncernom prawne gwarancje ochrony inwestycji w rosyjskie złoża gazu ziemnego oraz prawo transportu surowca rosyjskimi gazociągami (nie tylko z Rosji, ale także z krajów Azji Centralnej). Rosja nie zgodzi się na to, dopóki będą obowiązywały jej umowy z Kazachstanem, Turkmenistanem i Uzbekistanem, gdyż część gazu eksportowanego do państw Unii Europejskiej stanowi surowiec zakupiony w wymienionych państwach azjatyckich. Ratyfikacja Karty przez Rosję oznaczałaby dobrowolną rezygnację z zysków wynikających z różnicy cen taniego gazu azjatyckiego oraz cen dyktowanych przez Gazprom odbiorcom europejskim, a także zgodę na bezpośrednie negocjacje państw odbiorców z państwami dostawcami ponad jej głową, ale z wykorzystaniem jej gazociągów (innych na tej trasie nie ma). Dalszy wzrost udziału gazu ziemnego w bilansie energetycznym Unii Europejskiej może być źródłem napięć wewnątrz Wspólnoty oraz na linii UE-Rosja. W ich efekcie należy spodziewać się znacznego wzrostu cen tego surowca.

Jako gazowe transeuropejskie projekty priorytetowe są traktowane gazociągi (rys. 2.7):

- Wielka Brytania-Holandia-Niemcy-Rosja – połączenie głównych źródeł gazu dla Europy, gazociąg ma zapewnić poprawę współdziałania unijnej sieci gazowej oraz zwiększyć bezpieczeństwo dostaw (w to zapotrzebowanie wpisany został gazociąg *Nord Stream*, wraz z jego odnogą *Opal*);
- Algieria-Hiszpania-Francja oraz Algieria-Włochy – zwiększenie zdolności przesyłowych do państw basenu Morza Śródziemnego (gazociągi: *Medgaz*, *Galsi*, *Greenstream* i *Transmed*);
- kraje basenu Morza Kaspijskiego-Bliski Wschód-Unia Europejska – przyłączenie nowych źródeł do sieci gazowej Unii Europejskiej (gazociąg *Nabucco* z interkonektorem Turcja-Grecja-Włochy);

oraz inwestycje takie jak:

- budowa terminali LNG we Francji, Hiszpanii, Portugalii i Grecji – dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i punktów odbioru;
- budowa podziemnych magazynów w Hiszpanii, Portugalii i Grecji – zwiększenie objętości dotychczasowych magazynów oraz budowa nowych instalacji.

Jednocześnie rosyjski Gazprom i włoskie ENI pracują nad nowym połączeniem złóż jamalskich z rynkiem Unii Europejskiej. Jak wynika z dotychczasowych informacji, nie będzie to druga nitka gazociągu biegnącego przez Polskę, lecz połączenie złoża Jamał z gazociągiem biegnącym na Słowację i dalej do Niemiec, Włoch i Francji. List intencyjny z Gazpromem w powyższej sprawie podpisały: Gaz de France, Ruhrgas i Winterstall.



Rysunek 2.7. Europejski system gazociągów (Źródło: T. Leszczyński, *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 4/2008, s. 84)

Jednym z unijnych priorytetów jest budowa gazociągu *Nabucco*. W skład konsorcjum *Nabucco* wchodzi: austriacki OMV, węgierski MOL, turecki Botas, rumuński Transgas i bułgarski Bulgargaz. Do konsorcjum chciał dołączyć także Gaz de France, ale zrezygnował wobec oporu Turcji (zirytowanej sprzeciwem Paryża wobec jej udziału w Unii Europejskiej, a także krytyką przez Francję rzezi Ormian w czasie I wojny światowej). Ma to być wyjątkowo długi gazociąg (ponad 3,3 tys. km), który połączy kraje europejskie z systemem tureckim. Zgodnie z planem surowiec ma nim być dostarczany do Austrii (przez Węgry, Rumunię, Bułgarię i Turcję) ze złóż w Azerbejdżanie i Turkmenistanie oraz na Bliskim Wschodzie (Egipt, Syria, Irak). Planowany jest przesył tą drogą do Europy do 31 mld m³ gazu rocznie, przy czym przepustowość interkonektora Turcja-Grecja-Włochy zaplanowano na 11-12 mld m³ rocznie. Jednak *Projekt Nabucco* jest przygotowywany od wielu lat i nie może wyjść poza fazę dyskusji, ze względu na niepewność źródeł gazu. Azerbejdżan nie może być uważany za główne, a tym bardziej za jedyne źródło, gdyż ilości gazu z tego kraju są zbyt małe, by był on samodzielnym dostawcą surowca do Europy, stąd trwają uzgodnienia UE z pozostałymi ww. krajami. Po drodze jest jeszcze kilka państw, które chętnie gaz konsumują, w tym Gruzja, Turcja oraz kraje południowej Europy. Jedną z zasadniczych przyczyn, która nie rokuje dobrze pomysłom uniezależnienia się państw Unii Europejskiej od dostaw gazu z Rosji przy pomocy gazociągu *Nabucco* jest fakt, że Turcja około 59% gazu ziemnego sprowadza z Rosji. Mimo bliskości nierosyjskich źródeł gazu (Azerbejdżan, Irak, Iran itd.), zbyt rozległe interesy energetyczne łączą Turcję z Rosją, by zaryzykowała ona ich zerwanie. Jako przykład wystarczy wymienić budowany rurociąg *Samsun-Ceyen*, którym transportowana będzie rosyjska ropa naftowa z Morza Czarnego do regionu śródziemnomorskiego z pominięciem zatłoczonych tankowcami cieśnin Bosfor i Dardanele. Ze swej strony Turcja, mimo iż jej członkostwo w Unii Europejskiej wciąż stoi pod znakiem zapytania, chciałaby stać się energetycznym węzłem dla Europy. Słabość projektu, oficjalnie popieranego przez Unię Europejską, polega także na jego przebiegu przez Węgry, gdzie uznaje się, że bardziej realna jest budowa przez Gazprom drugiej nitki gazociągu *Blue Stream*, którą Budapeszt popiera – podobnie jak gazociąg *South Stream*⁴¹⁾.

Gazociąg *Nord Stream*⁴²⁾, o długości 1 200 km, omijający przez Bałtyk państwa Europy Środkowej, który ma połączyć bezpośrednio dostawców gazu z Rosji z odbiorcami w Niemczech, Holandii i Wielkiej Brytanii realizują prywatne niemieckie koncerny E.ON (24,5% udziałów w konsorcjum Nord Stream AG) i BASF (24,5%) oraz rosyjski Gazprom (51,0%). Przewidziano także odgałęzienia do Szwecji, Finlandii i Norwegii. Porozumienie o budowie gazociągu przedstawiciele wymienionych firm podpisali w 2006 r. w Berlinie w obecności ówczesnego prezydenta Rosji Władimira Putina oraz ówczesnego Kanclerza Niemiec Gerharda Schrödera. Gazociąg powstanie, o ile państwa nadbałtyckie leżące na jego trasie wyrażą zgodę na budowę. Przepustowość gazociągu zaplanowano na 55 mld m³ gazu rocznie. Ze względu na naruszanie polskich interesów gospodarczych, niezgodność z ideą europejską prowadzenia wspólnie uzgodnionych projektów oraz ryzyko potencjalnych szkód ekologicznych na Bałtyku, nigdy nie planowano negocjowania polskiego udziału w tym przedsięwzięciu. Pierwotnie gazociąg miał zostać przeprowadzony

⁴¹⁾ *Gazeta Wyborcza*, 17.09.2007 r., s. 30.

⁴²⁾ Nordycki Potok, w Polsce nazywany jest Gazociągiem Północnym.

na południe od Bornholmu, przez wody, o które Polska i Dania prowadzą spór od 30 lat. Konsorcjum budujące gazociąg wystąpiło o zgodę jedynie do Danii. Gdy Polska wystąpiła o przyznanie jej takich samych praw na owym terenie, konsorcjum zmieniło trasę budowy na północ od Bornholmu, na wody terytorialne Szwecji. Estonia ze względu na zagrożenie dla środowiska nie zgodziła się na badanie swoich wód terytorialnych przez konsorcjum Nord Stream przed ewentualnym ułożeniem gazociągu (od początku było to bagatelizowane przez Rosję, jednak z czasem Moskwa przyznała, że sprzeciw państw nadbałtyckich może zagrozić inwestycji). Krytycznie także ocenione zostało zaangażowanie Niemiec po stronie Rosji w budowę gazociągu omijającego środkowoeuropejskie państwa członkowskie Unii Europejskiej. Tallin zaproponował w zamian zbudowanie gazociągu z Rosji do Niemiec na lądzie, przez Estonię, Łotwę, Litwę i Polskę. Konsorcjum budujące gazociąg rozważa jego poprowadzenie przez wody terytorialne Finlandii, na których jednak dno Bałtyku nie sprzyja układaniu gazociągów. Dodatkowo występują tam silne protesty ekologów przeciwko ww. inwestycji. Cykliczne groźby ze strony Gazpromu, że zakreśli gazowy kurek dla Ukrainy lub Białorusi, uderzają też w społeczeństwa i firmy krajów unijnych. Trudno jednak odmówić słuszności przerywaniu dostaw odbiorcy, który nie płaci za towar, bądź trudno dziwić się gazowemu monopoliście, że nie chce dostarczać towaru, za który ktoś nie zapłaci. Ponadto nie można oczekiwać od jakiegokolwiek kraju akceptacji sytuacji, że będzie się samemu otrzymywało gaz po cenach niższych niż pozostali uczestnicy gazowego rynku. Niemniej należy zauważyć, że kryzysy między krajami Wspólnoty Niepodległych Państw mogą być celowo wywoływane przez Rosję, by umocnić w krajach Unii Europejskiej przekonanie, że gazociąg *Nord Stream*, łączący je bezpośrednio z rosyjskimi złożami gazu jest najlepszą alternatywą.

Planowany gazociąg *Galsi* (długości 1 350 km) z Algierii przez Morze Śródziemne i Sycylię do Włoch, z odgałęzieniem przez Korsykę do Francji, ma mieć przepustowość 10 mld m³ gazu rocznie. W budowie gazociągu, który ma zostać uruchomiony w 2011 r., uczestniczą firmy: Sonatrach (Algieria), Edison Gas, Enel Power, Eos Energia, Sifis i Progemisa (Włochy) oraz Wintershall (Niemcy). Będzie to drugi gazociąg z Algierii do Włoch obok funkcjonującego gazociągu *Transmed*, o aktualnej przepustowości 33 mld m³. Ponadto planowana jest rozbudowa gazociągu *Greenstream* (długości 540 km) biegnącego z Mellitah w Libii, przez Morze Śródziemne, do Gela na Sycylii i dalej na włoski Półwysep Apeniński, do przepustowości 20 mld m³ gazu rocznie. Aktualnie gazociąg ten, którego współwłaścicielami są libijski koncern NOC i włoski koncern ENI, dostarcza do Włoch 8 mld m³ gazu rocznie. Gazprom planuje przejąć część udziałów w gazociągu *Greenstream* od swojego włoskiego partnera, by w przyszłości tym gazociągiem dostarczać gaz z Rosji. Gazociąg *Medgaz* z Algierii przez Morze Śródziemne do Hiszpanii i Francji o planowanej przepustowości 8 mld m³ gazu rocznie ma transportować do Europy gaz z Afryki Północnej. Będzie on miał długość 210 km, zaś przepustowość zostanie zwiększona do 16 mld m³ po wybudowaniu drugiej nitki gazociągu. Z Nigerii do Algierii planowany jest gazociąg *NIGAL*, o długości 4,5 tys. km, którego budowę gotowa jest wesprzeć Unia Europejska. Po jego wybudowaniu realny stałby się transport afrykańskiego surowca do odbiorców w Południowej Europie. Budową zainteresowane są także koncerny paliwowe z Afryki – Sonatrach (Algieria) i NNPC (Nigeria). Koszt projektu wyceniany jest na minimum 10 mld USD. Inwestorzy muszą jednak uwzględnić ataki nigeryjskich rebeliantów na instalacje naftowe, które odbijają się m.in. negatywnie na

światowych cenach ropy naftowej. Stąd wielce prawdopodobne jest, że również mogą dotyczyć planowanego gazociągu. Gazociąg mógłby dostarczać 30 mld m³ gazu rocznie, co zaspokoiłoby w tym zakresie ok. 6% obecnego zapotrzebowania całej Unii Europejskiej, które w 2005 r. wynosiło 570 mld m³.

Łotwa zaproponowała budowę gazociągu *Amber* z Rosji przez Państwa Bałtyckie do Polski i innych krajów Unii Europejskiej, o planowanej przepustowości 30 mld m³ gazu rocznie. Gazociąg *Amber* łączyłby zatem drogą lądową rosyjskie złoża z systemem europejskim omijając Białoruś i Ukrainę, co pozwoliłoby uniknąć tzw. ryzyka tranzytowego. Gazociągiem mógłby także płynąć gaz z Danii do Państw Bałtyckich i Finlandii, na co miałyby pozwalać jego technologiczna możliwość dwukierunkowego przesyłu. Projekt ten jest martwy i obecnie jego realizacja nie jest rozpatrywana przez żaden kraj, przez który miałby potencjalnie przebiegać, ani przez dostawców surowca. Od dawna planowany jest gazociąg *Baltic Pipe* ze Stevens w Danii do Niechorza w Polsce (230 km), odnoga gazociągu *Skandled*, łączącego Norwegię ze Szwecją i Danią. Gazociągiem, o stosunkowo niewielkiej przepustowości, pierwotnie miał płynąć do Polski gaz z Danii (2 mld m³ rocznie) i Norwegii (2-5 mld m³ rocznie). Projekt po kilku latach przerwy powrócił do łask i PGNiG prowadzi nad nim prace m.in. z udziałem norweskiego Gassco i duńskiego Energinet. Gazociąg ten mimo wysokich kosztów budowy może być jedyną alternatywą, gdyby Rosja z przyczyn technicznych lub technologicznych zrezygnowała z dalszej eksploatacji gazociągu *Jamalskiego*. Co kilka lat odżywa medialnie koncepcja budowy gazociągu *Bernau-Szczecin* z Niemiec do Polski (o przepustowości minimum 2 mld m³ gazu rocznie). Jego budowa wydaje się niezbędna, ze względu na możliwość odbioru gazu rosyjskiego, bądź alternatywnie każdego innego płynącego w unijnym systemie gazociągów. Tranzyt przez Niemcy podniesie cenę surowca, ale analizując gazowe umowy rosyjsko-niemieckie oraz działalność firmy Wingas niewykluczone, że będzie konieczny. Niezbędna prawdopodobnie będzie znacznie większa przepustowość połączenia Bernau-Szczecin oraz budowa kilku dodatkowych połączeń z systemami gazociągów w państwach UE, a także inwersja całego systemu przesyłowego w naszym kraju.

Rynek LNG w Europie rozwija się bardzo dynamicznie. Spodziewany udział płynnego gazu naturalnego (LNG – liquid natural gas) w dostawach gazu do Europy systematycznie wzrasta i w 2010 r. wyniesie 15% (w 2005 r. było to 9%). Planowane są dostawy 55-60 mld m³ gazu LNG rocznie. Wiele państw europejskich buduje bądź planuje wybudować terminale. Aktualnie w Europie eksploatowanych jest 12 terminali regazyfikacyjnych: Hiszpania – 4 (Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva), Francja – 2 (Montoir-de-Bretagne k. Nantes, Fos-sur-Mer k. Marsylii), Wielka Brytania – 1 (Isle of Grain u ujścia Tamizy), Grecja – 1 (Revythoussa), Włochy – 1 (Pangaglia), Portugalia – 1 (Sines), Belgia – 1 (Zeebrugge), Turcja – 1 (Marmara Ereğlisi). W fazie konstrukcyjnej lub projektowej znajduje się dodatkowo 30 terminali (w budowie – 8: Hiszpania, Wielka Brytania, Włochy – 2, Francja, Turcja – 1, a ponadto planowane – 22: Włochy – 9, Francja – 4, Holandia – 3, Wielka Brytania – 2, Polska, Chorwacja, Belgia, Cypr – 1). Projekt budowy terminalu w Świnoujściu wpisuje się zatem w europejskie i ogólnoświatowe tendencje rozwoju rynku gazu ziemnego.

Podziemne magazyny gazu (PMG) buduje się w sąsiedztwie i wzdłuż tras gazociągów przesyłowych, ze względu na bezpieczeństwo energetyczne, dla gwarancji nieprzerwanych dostaw gazu, a także dla uzyskania optymalnych parametrów technicznych i technologicznych. Najbardziej efektywne dla potrzeb MG są obiekty po czerpanych złożach gazu ziemnego oraz struktury zawodnione. W Europie obecnie

jest 175 czynnych PMG. Najwięcej w Niemczech (43 PMG), Rosji (24 PMG) i na Ukrainie (16), a następnie we Francji, Włoszech, Wielkiej Brytanii i na Słowacji. W związku z powyższym można w Europie wyróżnić trzy główne ośrodki zgrupowania PMG, rejony: zachodni, południowy i wschodni⁴³).

W krajach Unii Europejskiej występuje zróżnicowanie pojemności aktywnej podziemnych magazynów gazu. Średnio odpowiada ona 50-ciu dniom zapotrzebowania poszczególnych krajów na gaz ziemny. Unijne wymagania w zakresie objętości magazynów gazu, by zapewniały realizację zapotrzebowania poszczególnych krajów przez 90 dni, spełnia bardzo niewiele małych krajów, które zużywają gaz w małych ilościach, a jednocześnie posiadają duże pojemności magazynowe. Jednym z takich krajów jest Austria, która w swoich magazynach przechowuje surowiec zapewniający realizację zapotrzebowania kraju przez 150 dni.

W Niemczech magazyny gazu są elementem filozofii bezpieczeństwa energetycznego, gdyż gwarantują ciągłość dostaw w sytuacjach kryzysowych oraz stabilizują ceny. Łącznie 43 podziemne magazyny gazu mogą pomieścić 18,6 mld m³ surowca, co zabezpiecza potrzeby kraju na 71 dni. Np. firma VNG dysponuje czterema magazynami w: Bernburgu, Bad Lauchstad, Buchhiltz i Kirchheilingen, o łącznej pojemności 2,3 mld m³, przy czym 85% objętości zapewniają dwa pierwsze. VNG planuje przejście od włoskiego koncernu ENI pięć szczypanych złóż, w których zamierza urządzić magazyny służące zaopatrzeniu rynku włoskiego. Firma Wingas dysponuje jednym podziemnym magazynem gazu (Rehden), drugi jest aktualnie budowany (Jemgum – drugi co do wielkości w Europie Środkowej). Dodatkowo w rejonie Hinrichshagen, niedaleko Greifswaldu, w pobliżu polskiej granicy firma ZZG (spółka córka Gazpromu) zamierza zbudować nowy magazyn na gaz z gazociągu *Nord Stream* o pojemności kilku miliardów m³, który będzie jednym z największych w Europie Zachodniej magazynów tego typu.

Wielka Brytania, Włochy, Francja i Hiszpania należą do największych europejskich konsumentów gazu ziemnego. Kraje te nie spełniają jednak unijnych wymagań w zakresie objętości magazynów gazu, gdyż aktualnie czynne na ich terenie podziemne magazyny gazu umożliwiają przechowywanie jedynie od 1,5 do 16,8 mld m³ błękitnego surowca.

UE stoi na stanowisku, iż usługi związane z magazynowaniem gazu powinny być przedmiotem konkurencji. Jednocześnie jednak tylko te przedsiębiorstwa będą mogły starać się o dostęp do magazynów, dla których stanowi to element usługi kompleksowej, w szczególności strona trzecia może uzyskać dostęp do podziemnych magazynów gazu wyłącznie w przypadku, gdy taka usługa jest technicznie niezbędna dla spełnienia warunków dostępu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Rosja ogranicza możliwość działalności zagranicznych firm na swoim terytorium, gdyż mogą one obejmować jedynie mniejszościowe udziały i prawo jedynie do części zysków w spółkach poszukujących i badających nowe złoża oraz wydobywających lub przetwarzających surowce. Gazprom, w zamian za dostęp do rosyjskich złóż gazu ziemnego, zwykle przejmuje udziały w zachodnich spółkach, gdyż głównym celem rosyjskiej polityki energetycznej jest przejście jak największej kontroli nad eksportem gazu do Europy. W umowach dwustronnych z poszczególnymi pań-

⁴³) Rejon wschodnioeuropejski PMG obejmuje południowo-wschodnią Polskę oraz zachodnie obszary Ukrainy.

stwami Unii Europejskiej, zawartych przed wejściem w życie dyrektyw liberalizujących detaliczny rynek energii (w latach 2006-2007) Gazprom zagwarantował sobie na lata 2020-2030 sprzedaż ok. 90 mld m³ gazu.

Rosja ograniczyła konkurencję ze strony państw Azji Środkowej. Właśnie po to, by gaz z tego rejonu przesyłać do państw Unii Europejskiej swoimi gazociągami, Gazprom dąży do zbudowania biegnące bezpośrednio z Rosji:

- po dnie Bałtyku – Gazociąg *Północny* do Niemiec (omijający Ukrainę, Białoruś i Polskę),
- po dnie Morza Czarnego – Gazociąg *Południowy* do Bułgarii, Serbii, Włoch i Grecji (będący alternatywą dla planowanego przez Unię Europejską Gazociągu *Nabucco* z Azji Środkowej przez Turcję do Europy).

Ponadto Gazprom planuje budowę magistrali do wybrzeża Pacyfiku, by eksportować gaz ziemny do Chin, Japonii i Korei.

Rosja podjęła i kontynuuje budowę terminala do eksportu gazu skroplonego (LNG) w Sankt Petersburgu, poprzez który powstanie możliwość zwiększenia sprzedaży surowca do USA i Kanady. Dąży także, na razie bez powodzenia, do powołania wspólnie z Iranem, Katarom i Algierią kartelu gazowego, na wzór kartelu naftowego OPEC, który kontrolowałyby większość światowego wydobycia i eksportu gazu ziemnego.

Gazprom jest już obecny na większości unijnych rynków, w tym na najbardziej dochodowych rynkach Niemiec, Włoch i Francji, a także posiada powiązania z większością europejskich firm gazowych. W latach 2006-2008 Gazprom przedłużył większość długoterminowych umów na dostawy gazu ziemnego, inwestował w infrastrukturę magazynowania gazu m.in. w Niemczech, Austrii i Wielkiej Brytanii, zaś jego spółki-córki zawarły liczne lokalne umowy na dostawy dla dużych odbiorców przemysłowych. Coraz większy udział Gazpromu we wszystkich ogniwach łańcucha dostaw surowca do Unii Europejskiej (wydobycie, magazynowanie, transport, dystrybucja i handel) utrudnia liberalizację unijnego rynku gazu ziemnego.

Relacje z państwami, przez które bieżą gazociągi oraz rurociągi transportujące ropę naftową mają istotny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej. Około 80% rosyjskiego gazu ziemnego do państw Unii Europejskiej eksportowana jest przez terytorium Ukrainy. Pewne znaczenie ma także przebiegający przez Białoruś do Polski i Niemiec gazociąg *Jamał* (20%). Stąd m.in. kraje te znalazły podczas wstąpienia do Unii Europejskiej miejsce w uruchamianym aktualnie Partnerstwie Wschodnim. Wcześniej Unia Europejska stosunki z ww. państwami prowadziła przede wszystkim w ramach Europejskiej Polityki Sąsiedztwa obejmującej całokształt spraw politycznych, bezpieczeństwa, w tym energetycznego, oraz ekonomicznych i handlowych, w ramach której oferowana była im pomoc finansowa i techniczna w osiągnięciu celów wyznaczonych w umowach bilateralnych.

Dla bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej niezbędna jest dywersyfikacja nie tylko szlaków transportowych, ale także źródeł surowców. W tym celu podejmowane są próby zintensyfikowania stosunków politycznych i gospodarczych z państwami Azji Centralnej, które posiadają bogate złoża ropy naftowej i gazu ziemnego.

W celu zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej niezbędne jest zapewnienie ciągłości dostaw surowców energetycznych dla przedsiębiorstw funkcjonujących na obszarze państw członkowskich, zaś ludności mieszkającej na terenie Wspólnoty możliwości korzystania, w konkurencyjnych cenach, z energii elektrycznej, ogrzewania mieszkań i użytkowania samochodów. Bezpie-

czeństwo energetyczne Unii Europejskiej uwarunkowane jest także powstaniem wolnego rynku gazu ziemnego i energii elektrycznej, wzrostem efektywności energetycznej, oraz zwiększeniem udziału źródeł odnawialnych i energii jądrowej w bilansie energetycznym. Niezbędna jest także rozbudowa infrastruktury energetycznej, w tym magazynów ropy naftowej i gazu ziemnego oraz połączenia między sieciami przesyłowymi poszczególnych krajów.

Pomiędzy państwami członkowskimi winna nastąpić intensyfikacja współpracy energetycznej, poprzez zawarcie umów bilateralnych pomiędzy wszystkimi sąsiadami i rozwój wzajemnych konsultacji obejmujących strategiczne decyzje dotyczące sektorów energetycznych. Wypracowane winny zostać procedury unijnej współpracy w sferze zaopatrzenia w surowce energetyczne w sytuacjach kryzysowych oraz skonsolidowane wysiłki w budowie alternatywnych wobec dotychczasowych korytarzy transportowych. Z wykorzystaniem funduszy unijnych wsparta winna zostać dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego poprzez inwestycje w infrastrukturę przyjmowania, magazynowania i przesyłania skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Oprócz poprawy stosunków z państwami tranzytowymi niezbędne wydaje się także wypracowanie narzędzi umożliwiających Komisji Europejskiej oddziaływanie na poszczególne państwa realizujące często swoje interesy, stojące w jaskrawej sprzeczności z interesem Wspólnoty. Problem ten wyraża się np. nieuwzględnianiem interesów wspólnotowych w narodowych strategiach zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

2.4. Ropa naftowa

2.4.1. Światowe zasoby ropy naftowej

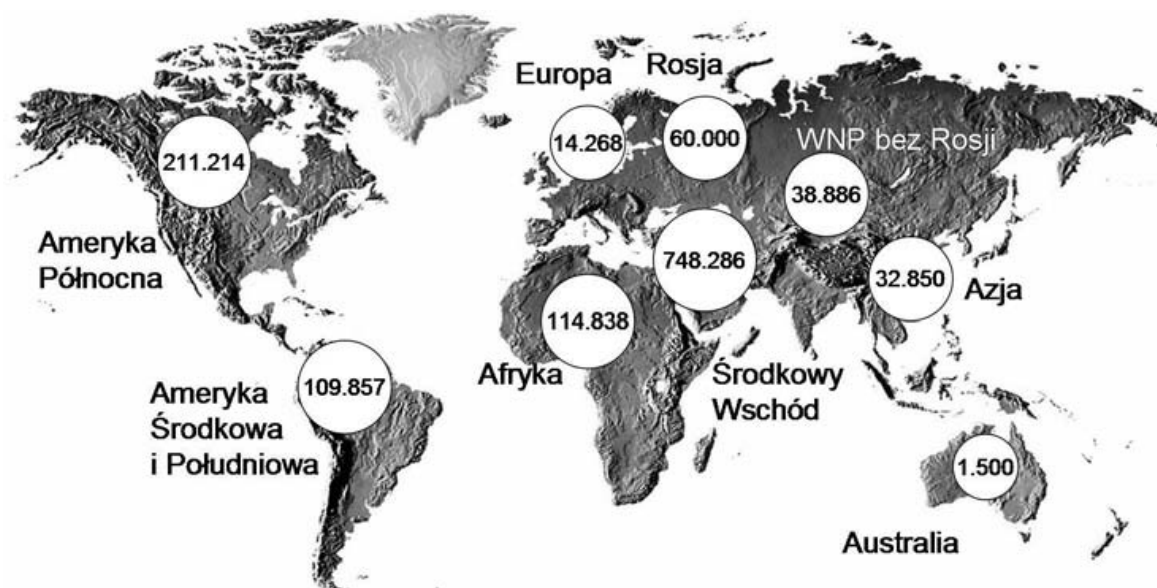
Światowe złoża ropy naftowej według Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries) szacowane są na ok. 1 204,2 miliardów baryłek [mld b]⁴⁴⁾. Ich rozmieszczenie na świecie nie jest równomierne. Największe zasoby surowca, obejmujące 61,6% zasobów światowych, zlokalizowane są na Środkowym Wschodzie (741,6 mld b). Dużo mniejsze, ale porównywalne między sobą złoża odkryto w: Ameryce Południowej (134,7 mld b), WNP, często zaliczanej do Europy Wschodniej (129,0 mld b) oraz Afryce (119,6 mld b). Bardzo źle pod tym względem wyglądają: Azja i Pacyfik (38,3 mld b), Ameryka Północna (25,9 mld b) oraz Europa Zachodnia (15,1 mld b). Sytuacja w Unii Europejskiej wygląda jeszcze gorzej, gdyż OPEC do Europy Zachodniej zalicza nienależące do Unii Norwegię i Turcję, a nie zalicza państw Grupy Wyszehradzkiej oraz Bałtyckich. Z wymienionych krajów w szczególności Norwegia posiada znaczące zasoby ropy naftowej (6,9 mld b), porównywalne z rezerwami wszystkich państw członkowskich Unii Europejskiej razem wziętych. Należy zaznaczyć, że nie są to jedyne szacunki prowadzone w skali globalnej. Według World Oil na koniec 2006 r. światowe rezerwy ropy naftowej wynosiły 1 143,4 mld b, BP Statistical Review na koniec 2007 r. określił je na 1 237,9 mld b, zaś Oil & Gas Journal wskazuje, że na 1.01.2008 r. zlokalizowane złoża zawierały 1 331,7 mld b (rys. 2.8). Różnice w powyższych statystykach są bardzo wielkie i wynikają z uwzględniania, bądź nie, odkrytych w Kanadzie, trudnych do wydobycia złóż oleju piaskowego.

Największe rezerwy ropy na świecie posiadają Arabia Saudyjska (266,8 mld b)⁴⁵⁾ i Kanada (178,6 mld b). Kolejne kraje z największymi złożami surowca to: Iran (138,4 mld b), Irak (115,0 mld b), Kuwejt (104,0 mld b), Zjednoczone Emiraty Arabskie (97,8 mld b), Wenezuela (87,0 mld b) i Rosja (60,0 mld b). W wymienionych ośmiu krajach zlokalizowanych jest 79% światowych zasobów ropy naftowej. Spośród powyższej ósemki aż pięć państw leży na Środkowym Wschodzie. W regionie tym złoża ropy znajdują się także w innych państwach, choćby w maleńkim Katarze, który posiada rezerwy surowca (15,2 mld b) większe niż cała Europa łącznie.

Arabia Saudyjska posiada 20% światowych zasobów ropy. Ponad 2/3 tych rezerw to ropa lekka, ekstra lekka i super lekka. Występuje ona na ok. 100 głównych polach naftowych, przy czym połowa ropy występuje na ośmiu największych z nich. Największe na świecie, leżące w Arabii Saudyjskiej, pole naftowe Ghawar ma powierzchnię 3,5 tys. km² i zawiera złoża ropy szacowane na 70 mld baryłek. Obecnie Arabia Saudyjska produkuje 10,5-11,0 mln baryłek ropy naftowej na dobę [mln b/d], w 2007 r. produkowała 10,2 mln b/d, zaś na 2009 r. zapowiada średnią produkcję w ilości 12,5 mln b/d. Ze złoża Ghawar wydobywa się 5 mln b/d, znacznie więcej niż z innych dużych pól naftowych: Safanija – 1 mln b/d, Zulus 500 tys. b/d oraz Abquaiq – 400 tys b/d.

⁴⁴⁾ OPEC Annual Statistical Bulletin 2007, OPEC, Wiedeń 2008, s. 18.

⁴⁵⁾ W rezerwach Arabii Saudyjskiej uwzględnia się 2,5 mld baryłek ropy naftowej zlokalizowanych w strefie neutralnej pomiędzy tym krajem, a Kuwejtem.



Rysunek 2.8. Potwierdzone zasoby ropy naftowej [w mld b] (Źródło: opracowanie własne, na podstawie *Oil & Gas Journal*)

Od lat Arabia Saudyjska jest największym światowym producentem ropy naftowej. Do największych producentów w 2007 r. należeli także: Rosja⁴⁶⁾, USA, Iran, Chiny, Meksyk i Wenezuela. Arabia Saudyjska jest także największym eksporterem ropy naftowej na świecie (7,0 mln b/d w 2007 r., WNP łącznie 8,5 mln b/d) i wyprzedza w tym względzie: Iran – 2,5 mln b/d, Zjednoczone Emiraty Arabskie i Norwegię – po 2,3 mln b/d oraz Nigerię i Wenezuelę – po 2,1 mln b/d. Importują ją głównie: USA – 10,0 mln b/d, Japonia – 4,0 mln b/d, Indie – 2,4 mln b/d, Korea Południowa – 2,4 mln b/d oraz Niemcy – 2,2 mln b/d. W Arabii Saudyjskiej funkcjonuje siedem rafinerii z możliwością przerobu 2,3 mln b/d, które w 2007 r. produkowały 2,1 mln b/d. Najwięcej produktów rafinacji ropy naftowej wytwarzanych jest w Stanach Zjednoczonych (17,96 mln b/d w 2007 r.). Do największych producentów oleju napędowego i benzyn należą także: Chiny – 6,7 mln b/d, WNP – 6,1 mln b/d, Japonia – 4,3 mln b/d oraz Indie 3,0 mln b/d. Do największych eksporterów w tym względzie należą: WNP – 2,2 mln b/d, Holandia – 1,6 mln b/d, USA i Singapur – po 1,2 mln b/d oraz Arabia Saudyjska – 1,1 mln b/d. Najwięksi konsumenci produktów naftowych to: USA – 20,0 mln b/d, Chiny – 7,1 mln b/d, Japonia – 4,8 mln b/d, Niemcy – 2,4 mln b/d oraz Kanada – 2,3 mln b/d, przy czym do największych importerów zaliczają się: USA – 2,4 mln b/d, Singapur – 1,6 mln b/d, Japonia – 1,5 mln b/d, Holandia – 1,4 mln b/d oraz Chiny – 0,8 mln b/d.

Kanadyjskie rezerwy ropy naftowej, to w ok. 95% objętości złoża oleju piaskowego zlokalizowane w stanie Alberta, które są dużo trudniejsze do wydobycia i obróbki niż konwencjonalne złoża ropy naftowej. EIA (Energy Information Administration) przewiduje, że produkcja ropy naftowej wynosząca obecnie 3,42 mln b/d wzrośnie w 2009 r. do 3,59 mln b/d. Kanada ma możliwość przerobu ok. 2,0 mln b/d ropy naftowej. Największa rafineria, mogąca przerabiać 280 tys. b/d znajduje się w miejscowości Saint John w stanie Nowy Brunszwik (kolejna budowana także w tym mieście

⁴⁶⁾ Kraje WNP w 2007 r. wydobywały łącznie 11,9 mln b/d.

będzie zdolna przerabiać 300 tys. b/d). Inne duże kanadyjskie rafinerie to Valero Energy Levis (215 tys. b/d) oraz Imperial Oil Edmonton (187 tys. b/d). W 2007 r. produkowano w Kanadzie 3,36 mln b/d oleju napędowego. Prawie cały eksport, wynoszący ok. 2,4 mln b/d ropy i produktów naftowych, kierowany jest do USA. Niewielkie w porównaniu z Kanadą rezerwy ropy naftowej posiadają Stany Zjednoczone (ok. 21 mld b) i Meksyk (ok. 12 mld b). Wydobycie w obu tych krajach wynosi odpowiednio: 8,3 i 3,7 mln b/d, zaś konsumpcja: 20,7 i 2,0 mln b/d. Cały eksport meksykańskiej ropy (1,7 mln b/d) trafia na rynek amerykański, co daje Meksykowi pod tym względem drugie miejsce po Kanadzie, a przed Arabią Saudyjską (1,5 mln b/d), Wenezuelą (1,4 mln b/d) i Nigerią (1,1 mln b/d). Aktualnie w USA funkcjonuje 149 rafinerii (z 324 w 1981 r.), przy czym od 1976 r. nie wybudowano żadnej nowej ze względu na ostre przepisy środowiskowe. Przewidywany jest wzrost popytu na produkty przerobu ropy naftowej z obecnych 9,3 mln b/d do 12,3 mln b/d w 2025 r.

Trzeci pod względem wielkości rezerw ropy naftowej, Iran jest jednocześnie drugim po Arabii Saudyjskiej producentem, spośród państw eksporterów stowarzyszonych w OPEC⁴⁷⁾. Jego rezerwy stanowią 10% rezerw światowych, przy czym z 40 rozpoznanych, 27 pól występuje na lądzie, a 13 pod dnem morskim. Największe złoża znajdują się na południu kraju w Khuzestanie, blisko granicy z Irakiem. Największe irańskie pola naftowe to: Ahwaz-Asmari (10,1 mld b), Marun (9,5 mld b), Agha Jari (8,7 mld b) i Gachsaran (8,5 mld b). Iran wydobywa ok. 4,2 mln b/d produktów ropopochodnych, z których ok. 3,8 mln b/d to ropa naftowa, co stanowi 5% światowego wydobycia. Do 2010 r. planowane jest zwiększenie wydobycia do 5 mln b/d (5,8 mln b/d w 2015 r.).

Irańskie rafinerie mogą przerabiać 1,5 mln b/d, co nie zaspokaja popytu wewnętrznego. W związku z powyższym planowane jest zwiększenie ich możliwości o dodatkowe 985 tys. b/d do 2012 r. Inwestycje będą uwzględniały modernizację niektórych rafinerii oraz budowę nowych⁴⁸⁾. Eksport irańskiej ropy i produktów naftowych ukierunkowany jest głównie na: Japonię, Chiny, Indie, Koreę Południową i Włochy oraz pozostałe kraje OECD. Iran posiada największą flotę tankowców spośród państw Środkowego Wschodu, obejmującą 29 statków, głównie o bardzo dużej nośności. Największy terminal naftowy, posiadający możliwość przechowywania 16 mln b oraz załadunku 5 mln b/d znajduje się na wyspie Kharg. Inne duże naftoporty znajdują się na wyspie Lavan w Zatoce Perskiej i w m. Neka nad Morzem Kaspijskim. Mimo obłożenia Iranu, w związku ze wspieraniem przez ten kraj terroryzmu, sankcjami USA, współpracuje on m.in. z Rosją. Iran udostępnił Rosji swoje złoża ropy naftowej, w zamian za co uzyskał sprzęt oraz know-how niezbędne do wykorzystania energii jądrowej. Irański Northern Drilling Company współpracuje z rosyjskim Łukoilem w wydobyciu ropy ze złóż na Morzu Kaspijskim. Natomiast efektem współpracy irańsko-wenezuelskiej jest inwestycja w Ayacucho, gdzie Wenezuela posiada rezerwy ropy o objętości 31 mld baryłek.

⁴⁷⁾ Kartel został utworzony w 1965 r. przez 13 państw: Algierię, Angolę, Arabię Saudyjską, Ekwador, Indonezję, Irak, Iran, Katar, Kuwejt, Libię, Nigerię, Wenezuelę i Zjednoczone Emiraty Arabskie. W maju 2008 r. Indonezja ogłosiła, że zamierza wystąpić z organizacji, w związku z zaprzestaniem eksportu ropy naftowej.

⁴⁸⁾ Zamknięcie jednej z rafinerii w Abadanie, produkującej dotychczas 180 tys. b/d oleju napędowego, zaplanowano na koniec października 2008 r., zaś budowanych jest siedem nowych rafinerii, Khaleej Times z 23.07.2008 r. (wydawany w Bahrajnie).

Wielkość irackich rezerw ropy naftowej (115 mld b) nie uległa zmianie od 2001 r. i bazuje na badaniach geologicznych przeprowadzonych wiele lat temu. Zlokalizowane złoża znajdują się na szyickim południu oraz na kurdyjskiej północy kraju, przy czym ok. 70% złóż znajduje się na południowym wschodzie, zaś ok. 20% na północy kraju. Można spodziewać się, że współczesne techniki badawcze i wydobywcze pozwolą na odkrycie i udokumentowanie kolejnych złóż, co zwiększyłyby rezerwy na terenie Iraku o 50-100%. Aktualnie Irak posiada 9 pól, pod którymi znajdują się złoża o wielkości co najmniej 5 mld baryłek oraz 22 pola – ponad 1 mld baryłek. Największe z nich to: West Qurna (15-21 mld b), Majnoon (20 mld b) i Ramaila North (10 mld b) na południu oraz Kirkuk (10 mld b) i East Baghdad (8 mld b) na północy. Dwie-trzecie wydobycia, wynoszącego 2,1 mln b/d, pochodzi z trzech pól: North Ramaila, South Ramaila oraz Kirkuk. Różnice w wydobyciu ropy wynoszą 100-300 tys. b/d. Wynika to z faktu, że po wojnach z Iranem i Kuwejtem oraz interwencji w 2003 r. sił sprzymierzonych pod dowództwem amerykańskim iracka infrastruktura wydobywania ropy, podobnie jak jej transportu, przerobu i magazynowania jest zniszczona i wymaga modernizacji. Wydobycie z ilości 3 mln b/d w 2003 r. spadło do 2,2 mln b/d w 2007 r. Pola naftowe można obecnie podzielić na: eksploatowane, przygotowywane do eksploatacji i przewidziane do eksploatacji w przyszłości. Do 2010 r. planowany jest wzrost wydobycia do 6 mln b/d, wymaga to jednak nakładów rzędu kilkudziesięciu mld USD. Cztery największe rafinerie mogą przerabiać jedynie 570 tys. b/d ropy (Baji – dwie rafinerie, łącznie 310 tys. b/d, Basra – 150 tys. b/d, Daura – 110 tys. b/d), zaś wszystkie istniejące łącznie 597 tys. b/d (małe rafinerie znajdują się w miejscowościach: Khanaqin, Haditha, Mufthiah, Mosul, Kirkuk). Często są one obiektem ataku, sabotażu i aktów terroru. Trwają prace nad modernizacją i zwiększeniem możliwości przerobowych rafinerii Dura do 240 tys. b/d. Istnieją również plany zwiększenia łącznych mocy przerobu do 1 mln b/d. Eksport ropy z Iraku do Turcji odbywa się poprzez rurociąg *Kirkuk-Ceyhan*, o przepustowości 1,1 mln b/d. Pozostałe dwa międzynarodowe rurociągi (Irak-Syria-Liban o przepustowości 300 tys. b/d i Irak-Arabia Saudyjska – 1,65 mln b/d) są nieczynne (odpowiednio od 2003 i 1991 r.). W 2007 r. podano do publicznej wiadomości, że planowana jest budowa rurociągu z irackiej Hadithy do syryjskiego portu Aqaba o przepustowości 500 tys. b/d oraz z irackiej Basry do rafinerii w irańskiej Akabie – 200 tys. b/d. Morski terminal ropy w Basrze pozwala ładować ropę na tankowce z szybkością 82 tys. baryłek na godzinę. Oprócz niego funkcjonuje także pięć mniejszych terminali nad Zatoką Perską. Eksport w 2007 r. wynosił 1,5 mln b/d i kierowany był głównie do: Indii, Chin, Japonii, Korei Południowej i USA.

Kraje Zatoki Perskiej (przedstawione powyżej: Arabia Saudyjska, Iran i Irak, a także: Bahrajn, Katar, Kuwejt i Zjednoczone Emiraty Arabskie) produkują łącznie ok. 28% wydobywanej na świecie ropy naftowej oraz posiadają ok. 55% światowych rezerw tego surowca (728 mld b). W 2006 r. kraje znad zatoki posiadały możliwość wydobywania 25,4 mln b/d, jednak wydobywały 23,6 mln b/d oraz eksportowały łącznie 18,2 mln b/d, z czego 93% (17 mln b/d) tankowcami przez Cieśninę Ormuz, w szczególności do Indii, Chin, Japonii i USA. Pozostałą ilość surowca (7%) ww. grupa państw transportuje rurociągiem do tureckiego Ceyhan nad Morzem Śródziemnym i przez Arabię Saudyjską nad Morze Czerwone. Państwa Unii Europejskiej drogą morską i lądową (przez Turcję) importują niespełna 3 mln b/d, z tego 3/4 z dwóch państw: Arabii Saudyjskiej i Iranu. Państwa regionu planują wzrost wydobycia do 26 mln b/d w 2015 r., 30 mln b/d w 2020 r. oraz ponad

38 mln b/d w 2030 r. Państwa regionu coraz większą rolę przykładają do przerobu ropy naftowej, np. Kuwejt planuje uruchomienie w 2011 r. nowej rafinerii w Mina al.-Zour o mocy przerobowej 615 tys. b/d.

Rosyjska gospodarka jest silnie zależna od eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego (64% PKB w 2007 r. i 30% inwestycji zagranicznych na terenie kraju). Rosja posiada złoża ropy naftowej o objętości 60 mld baryłek, z których większość zlokalizowana jest na Zachodniej Syberii. Wschodnia Syberia należy do terenów najslabiej zbadanych na kuli ziemskiej, jednak odkryto tam już złoża o objętości 4,7 mld b. W 2007 r. produkowano w Rosji 9,8 mln b/d paliw płynnych, w tym 9,4 mln b/d ropy naftowej. Do najbardziej eksploatowanych pól naftowych należą: Samotlor (wydobycie 0,8 mln b/d), Priborskoye (0,6 mln b/d), Federovo-Surgutskoye (0,4 mln b/d), Romashkinskoye (0,3 mln b/d). W 2007 r. Rosja eksportowała 4,4 mln b/d ropy⁴⁹⁾ oraz 2 mln b/d produktów naftowych. Prawie 1,3 mln b/d było eksportowanych rurociągiem *Przyjaźń*⁵⁰⁾ (Polska 0,5, Niemcy 0,4, Węgry 0,2, Czechy 0,1, Słowacja 0,1 [mln b/d]), kolejne 1,5 mln b/d poprzez port w Primorsku nad Bałtykiem, zaś 0,9 mln b/d tankowcami przez Morze Czarne (głównie za pośrednictwem portu w Noworosyjsku), a 0,18 mln b/d transportem kolejowym (do Chin). Pozostała ilość eksportowano innymi rurociągami. Rosja posiada 41 rafinerii, z mocą przerobową 5,4 mln b/d, z których większość jest jednak nieefektywna i wymaga modernizacji. W 2007 r. przerabiała one 4,6 mln b/d ropy naftowej.

Niektóre z należących wraz z Rosją do Wspólnoty Niepodległych Państw kraje Azji Centralnej (Kazachstan, Kirgistan, Tadżykistan, Turkmenistan, Uzbekistan) posiadają złoża ropy naftowej, przy czym największe z nich, szacowane na 30 mld baryłek, posiada Kazachstan, do którego m.in. należy większość złóż ropy istniejących na Morzu Kaspijskim. Oprócz Kazachstanu niewielkie ilości surowca wydobywają: Turkmenistan i Uzbekistan. Żaden z wymienionych krajów nie posiada rurociągów umożliwiających transport paliw płynnych do Unii Europejskiej. Pośrednikiem jest rosyjski Transneft.

Kazachstan w 2007 r. produkował 1,45 mln b/d ropy, z czego konsumował 0,2 mln b/d, zaś pozostałą ilość eksportował. Planowany jest wzrost wydobywania do 1,54 mln b/d w br. i 1,71 mln b/d w przyszłym roku. Największe kazaskie złoża to: Kashagan, Tengiz, Karachaganak i Kurmangazy (ok. 7 mld). Kashagan jest największym polem naftowym pod dnem Morza Kaspijskiego, które obejmuje największe złoża poza Środkowym Wschodem, będące jednocześnie piątym co do wielkości złożem ropy naftowej na świecie. Jego objętość ocenia się na 38 mld baryłek, z czego łatwe do wydobywania jest ok. 13 mld b. Rozpoczęcie wydobywania w ilości 0,3 mln b/d planowane jest w 2011 r., zaś docelowa wielkość wydobywania 1,3 mln b/d oczekiwana jest w 2013 r. Pole Tengiz ma rezerwy szacowane na 6-9 mld baryłek, wydobywanie w 2007 r. wynosiło 280 tys. b/d, potencjalne możliwości wydobywania 700 tys. b/d, które mają być osiągnięte do końca dekady. Aktualnie większość produkowanego surowca eksportowane jest rurociągiem do portu w Noworosyjsku, a stamtąd tankowcami. Ze złoża Karachaganak, zawierającego 8-9 mld baryłek surowca, w 2007 r. wydobywano 250 tys. b/d. Cały wydobyty surowiec kierowany jest do leżącego w pobliżu rosyjskiego Orenburga. Nowo budowane rurociągi zmniejszą zależność złoża od rosyjskich odbiorców.

⁴⁹⁾ 3,9 mln b/d stanowiła ropa rosyjska, zaś 0,5 mln b/d eksport z Kazachstanu, Azerbejdżanu i Białorusi.

⁵⁰⁾ Wyłączność na eksport rosyjskiej ropy rurociągami posiada państwowy Transneft.

Wydobycie i eksport kazaskiej ropy systematycznie rośnie. Obecnie odbywa się: rurociągiem do portu w Noworosyjsku i tankowcami przez Morze Czarne (w 2007 r. 620 tys. b/d), rurociągiem lub transportem kolejowym na północ przez Rosję (łącznie 408 tys. b/d), przez Zatokę Perską (wymiana z Iranem 80 tys. b/d), a także rurociągiem *Atasu-Alashankou* na wschód do Chin (85 tys. b/d). Przez Morze Czarne i Zatokę Perską kaspijska ropa trafia na rynek międzynarodowy. Budowany jest rurociąg z Eskene na zachodzie kraju do portu Kuryk nad Morzem Kaspijskim o przepustowości 0,5 mln b/d. W przyszłej dekadzie z portu Kuryk, podobnie jak z funkcjonującego sąsiedniego Aktau, kazachska ropa będzie transportowana tankowcami do Baku, a stamtąd rurociągiem *Baku-Tbilisi-Ceyhan* na tureckie wybrzeże Morza Śródziemnego. Wówczas ilość transportowanego tą drogą surowca wzrośnie z 400 tys. b/d obecnie do 760 tys. b/d. Rozważana jest także możliwość transportu ropy koleją do portu w Batumi (Gruzja), następnie statkami przez Morze Czarne do portu w Odessie, a stąd rurociągiem *Odessa-Brody*. W Kazachstanie funkcjonują trzy duże rafinerie w miejscowościach: Pawłodar, Atyrau i Szymkent, które mogą przerabiać łącznie 345 tys. b/d ropy. W 2007 r. przerabiano jednak jedynie 193 tys. b/d (o 2 tys. b/d więcej niż w 2006 r.).

Turkmenistan posiada złoża ropy naftowej o wielkości, według różnych szacunków, 2-6 mld baryłek (potwierdzone złoża mają objętość 0,6 mld b). Największe złoża położone są nad Morzem Kaspijskim (Basin) oraz na zachodzie kraju (Garaszlyk). Łączne wydobycie w 2007 r. wynosiło w Turkmenistanie 180 tys. b/d. W br. wydobycie ma wynosić średnio 216 tys. b/d, zaś w 2030 r. 2,2 mln b/d. Dwie rafinerie w Seidi i Turkmenbaszi mają teoretyczną możliwość przerobu 237 tys. b/d surowca, jednak wykorzystywana jest połowa ich możliwości.

Złoża ropy w Uzbekistanie oszacowano na ok. 0,6 mld baryłek. W 2007 r. produkcja wynosiła ok. 100 tys. b/d, co przy zapotrzebowaniu krajowym 156 tys. b/d powodowało, że kraj był importerem ropy naftowej. Złoże Kokdumalak dostarcza 70% wydobywanego surowca. Zlokalizowano już kolejne złoża: w Dolinie Fergańskiej na północnym wschodzie, na Wyżynie Ustyart i na Jeziorze Aralskim. Udokumentowane rezerwy złoża w Dolinie Fergańskiej, leżącego po części na terytorium Uzbekistanu, Kirgistanu i Tadżykistanu, określone zostały na 1,2 mln b, zaś ich prawdopodobna wielkość szacowana jest na 4 mld b. Trzy istniejące rafinerie w Ferhanie, Alty-Ariku i Bucharze mają możliwość przerobu 222 tys. b/d, z czego wykorzystywane jest ok. 60%.

W basenie Morza Kaspijskiego znajduje się ok. 15% światowych zasobów ropy naftowej, tj. ok. 200 mld baryłek. Oprócz ww. państw z tych złóż czerpie Azerbejdżan. Azerskie rezerwy ropy naftowej nie zostały dokładnie określone, szacowane są na 7, 13, a nawet na 17,5 mld baryłek. Większość z ponad 20 dużych złóż znajduje się w strefie przybrzeżnej w okolicach Baku i nieco na południe. Część złóż występuje na lądzie, także w okolicach Baku. W 2007 r. produkowano 860 tys. b/d, głównie z pola Azeri-Chirag-Guneshli, z którego pochodzi 65% wydobywania. Eksportowano 700 tys. b/d surowca, przede wszystkim do: Rosji, Włoch, Turcji, Niemiec oraz USA. Do transportu ropy wykorzystywany jest głównie rurociąg *Baku-Tbilisi-Ceyhan* oraz tankowce. Niespełna 100 tys. b/d eksportowane jest rurociągiem do portu w Noworosyjsku (rurociąg *Baku-Supsa*, umożliwiający transport 155 tys. b/d, w ub.r. podlegał naprawie i konserwacji). Azerskie dwie rafinerie (obie w Baku), mające możliwość przerobu 242 i 200 tys. b/d, wykorzystywane są w niespełna 40% i w 2007 r. przerabiały łącznie 150 tys. b/d.

Przewiduje się, że wydobycie w rejonie Morza Kaspijskiego do końca obecnej dekady może przekroczyć 4,5 mln baryłek na dobę, czyli ilość porównywalną z wydobyciem w rejonie Morza Północnego. Rezerwy przy owym poziomie wydobycia wystarczyłyby na ok. 70 lat. Jednak ze względu na wcześniejsze wyczerpanie się innych złóż należy się spodziewać, że odczyty i portfele państw Unii Europejskiej, a także dynamicznie rozwijających się państw Dalekiego Wschodu i Azji Południowej, zwłaszcza Chin i Indii, będą wraz z upływem czasu coraz bardziej zwracały się w stronę Morza Kaspijskiego. Będzie się to odbywało wprost proporcjonalnie do tempa spadku wydajności zagospodarowanych na całym świecie pól naftowych. Podobnie będzie wzrastało znaczenie nowych, dotychczas nie eksploatowanych złóż w innych regionach. Szacunki wskazują, że do 2030 r. zapotrzebowanie na ropę naftową, zwiększające się w stosunku do obecnego o 1-1,5 mln b/d, wzrośnie o 40-60%.

Poza przedstawionymi powyżej obszarami kuli ziemskiej, duże złoża ropy naftowej zlokalizowane są także w wybranych regionach: Afryki, Ameryki Południowej i Azji. W Afryce największe złoża posiadają: Libia, Nigeria, Algieria i Angola, wśród państw Ameryki Południowej: Wenezuela i Brazylia, zaś w Azji – Chiny, Indie, Indonezja i Malesja.

Libijskie rezerwy ropy naftowej szacowane są na 41,5 mld baryłek. Wydobycie w ostatnich latach systematycznie wzrasta (2006 r. – 1,8, 2008 r. – 2,0, zaś na lata 2010-2013 planowane jest 3,0 [mln b/d]). Konsumpcja krajowa w 2006 r. wynosiła 284 tys. b/d, zaś eksport ponad 1,5 mln b/d. Większość eksportu trafiała do państw Unii Europejskiej, a spośród nich do: Włoch (495 tys. b/d), Niemiec (253 tys. b/d), Hiszpanii (113 tys. b/d) i Francji (87 tys. b/d). Ok. 85 tys. b/d ropy eksportowanych było do USA. W Libii funkcjonuje pięć rafinerii, które posiadają łączną moc przerobu 378 tys. b/d surowca. Największa z nich, zbudowana w Ras Lanuf nad Zatoką Wielką Syrta, może przerabiać 220 tys. b/d. Poprzez swoje przedsiębiorstwo Tamoil Libia poza swoim terytorium wytwarza i dystrybuuje produkty naftowe we Włoszech, Niemczech, Szwajcarii i Egipcie.

Złoża ropy naftowej w Nigerii oszacowane zostały łącznie na 36,2 mld baryłek. Największe rezerwy zlokalizowane są w delcie rzeki Niger na południu kraju. W 2007 r. wydobywano średnio 2,45 mln b/d, zaś plany rządowe sięgają 4,0 mln b/d w 2010 r. Kraj należy do największych eksporterów ropy na świecie (8 miejsce), którego ponad 40% wydobycia trafia do USA. Znaczące ilości eksportowane są do Indii i Brazylii, a spośród państw Unii Europejskiej do Francji, Hiszpanii i Włoch. Rafinerie umożliwiają teoretycznie przerób 439 tys. b/d, jednak w efekcie aktów sabotażu i złego zarządzania ich możliwości przerabiania surowca nie przekraczają obecnie 214 tys. b/d, natomiast zapotrzebowanie krajowe 297 tys. b/d.

Rezerwy ropy naftowej w Algierii i Angoli szacowane są odpowiednio na: 12,3 – 8,0 – 5,0 mld baryłek. Algieria produkuje ok. 2,1 mln b/d, z czego zużywa w kraju 0,3 mln b/d, zaś eksportuje ponad 1,8 mln b/d. Największy udział w eksporcie surowca mają Stany Zjednoczone (35% – 650 tys. b/d), a spośród państw UE do największych importerów algierskiej ropy należą: Francja, Włochy, Hiszpania i Niemcy. Terminale do eksportu ropy tankowcami znajdują się w algierskich portach: Arzew, Skikda, Algier, Annaba, Oran, Bejaia oraz Skhira w Tunezji (nad Zatoką Kabis). Największa ilość ropy (ponad 40%) eksportowana jest poprzez port Arzew. Łączna moc przerobu czterech algierskich rafinerii wynosi 450 tys. b/d, w tym największej z nich w Skikdzie 300 tys. b/d.

Angola, posiadając mniejsze złoża niż Algieria, wydobywa więcej ropy naftowej – 1,7 mln b/d, tj. na poziomie Nigerii. Ponad 90% wydobycia jest eksportowane, w szczególności do USA (582 tys. b/d w 2007 r.) i Chin (465 tys. b/d). Angola posiada tylko jedną rafinerię w Luandzie, która może przerabiać 39 tys. b/d. Pozostałą ilość z zużywanych 60 tys. b/d produktów naftowych Angola importuje. Do 2012 r. planowana jest budowa z pomocą Chin rafinerii w Lobito o możliwości przerobu 200 tys. b/d surowca.

Wenezuela posiada największe złoża w Ameryce Południowej (87 mld baryłek) oraz należy do największych producentów (2,8 mln b/d) i eksporterów ropy naftowej na świecie (2,2 mln b/d). W latach 1975-1976 Wenezuela znacjonalizowała swój przemysł naftowy i obecnie przynosi on ponad 1/3 PKB oraz 80% wpływów z eksportu. Eksport kierowany jest głównie do: USA (1,4 mln b/d), a także do państw Ameryki Południowej i Europy oraz Chin. W najbliższych latach Wenezuela planuje znacznie zwiększyć wydobycie surowca ze złóż w korycie rzeki Orinoko, które optymistycznie oceniane są na 260 mld baryłek. Do współpracy rząd Wenezueli zaprosił firmy z Brazylii, Chin, Indii i Iranu. Zdolności przerobu wenezuelskich rafinerii wynoszą 1,28 mln b/d, przy czym 955 tys. b/d w Centrum Rafinacji Paragwajana. Firmy wenezuelskie posiadają także udziały w rafineriach poza terytorium swojego kraju, np. w Europie: 50% w szwedzkiej firmie AB Nynas, która zarządza pięcioma rafineriami (dwoma w Szwecji, dwiema w Wielkiej Brytanii i jedną w Belgii) oraz 50% w Ruhr Oel, która jest właścicielem pięciu rafinerii w Niemczech. Wenezuelsko-szwedzka firma jon venture ma zdolność przerobu 294 tys. b/d ropy naftowej, zaś wenezuelsko-niemiecka – 243 tys. b/d.

Brazylia według stanu na 1.01.2007 r. posiadała rezerwy ropy naftowej szacowane na 12,2 mld baryłek. Ostatnio na dnie Atlantyku u wybrzeży Brazylii odkryto kilka złóż lekkiej ropy ocenianych na 5-8 mld baryłek. Złoża te znajdują się 300 km od brzegu na głębokości kilku km pod dnem morza. W 2007 r. produkcja, pierwszy raz w historii, zrównała się z konsumpcją surowca. Dzięki zachodniej pomocy finansowej i technologicznej Brazylia ma szansę w przyszłości stać się nową potęgą naftową. Większość wydobycia (80%) skoncentrowane jest dotychczas w stanie Rio de Janeiro. W swoich trzynastu rafineriach Brazylia może przerabiać 1,9 mln b/d ropy, w tym 360 tys. b/d w największej z nich w Sao Paulo.

Choć chińskie rezerwy ropy naftowej oceniane są jedynie na 16-18 mld baryłek, to kraj ten należy do wydobywających najwięcej surowca na świecie (3,8 mln b/d). Na 2009 r. planowane jest zwiększenie wydobycia o 1,3 mln b/d. Najbardziej zasobne pola naftowe to: Daqing (929 mln b), Shengli (535,5 mln b) i Liaohe (257 mln b). Będąc drugim największym konsumentem produktów naftowych po USA, Chiny swoje zapotrzebowanie zaspokajają importem z Angoli (750 tys. b/d), a także z Arabii Saudyjskiej, Iranu, Rosji i innych krajów. Możliwości przerobowe rafinerii chińskich w 2007 r. oceniane były na 6,2 mln b/d. Dwie największe rafinerie zlokalizowane są w: Dalian (410 tys. b/d) oraz Zhenhai (403 tys. b/d). Chiny modernizują i konsolidują swój sektor rafineryjny. Aktualnie trwa budowa kilku nowych rafinerii oraz modernizacja kilku innych, co umożliwi wzrost łącznych mocy przerobowych (aktualnie 7,5 mln b/d) o ok. 30%.

W Azji Południowej znajdują się złoża zawierające ok. 6,2 mld baryłek ropy naftowej, co stanowi jedynie ok. 0,5% rezerw światowych, w tym w Indiach 5,6 mld baryłek. Konsumowane jest ponad 3 mln b/d, zaś wydobycie nie przekracza 1 mln b/d. W efekcie same Indie importują 2,4 mln b/d.

Indonezja posiada rezerwy w wielkości 4,3 mld baryłek. Produkcja ropy od dziesięciu lat systematycznie maleje i w 2006 r. wynosiła 1,1 mln b/d. Od 2004 r. Indonezja jest importersurowca, gdyż jego konsumpcja przekracza produkcję. Zużycie w 2006 r. wynosiło 1,2 mln b/d. W związku z powyższym Indonezja zdecydowała się na krok bez precedensu – z końcem 2008 r. zawiesza swoje członkostwo w OPEC.

2.4.2. Unijna infrastruktura dystrybucji i przerobu ropy naftowej

Zapotrzebowanie na ropę naftową do 2030 r. będzie wzrastać na świecie w tempie 1,3% rocznie (tabela 2.11). Największe zużycie będzie miało miejsce na Dalekim i Środkowym Wschodzie oraz w Afryce. Unia Europejska zakłada znacznie mniejszy wzrost konsumpcji surowca – na poziomie 0,2% na rok. Podobnie małe spożycie, według szacunków, będzie miało miejsce w pozostałej części Europy, a także w Australii i Oceanii.

Tabela 2.11. Zapotrzebowanie na ropę naftową na świecie [w mln b]

Region	2005	2010	2015	2030	%/rok
Afryka	2,7	3,1	3,5	4,9	2,4
Ameryka Południowa	4,9	5,1	5,6	7,0	1,5
Ameryka Północna	24,9	26,3	28,2	30,8	0,9
Australia i Oceania	8,3	8,6	8,8	8,9	0,3
Środkowy Wschód	9,4	10,9	12,0	14,0	2,0
Daleki Wschód	14,6	17,7	20,6	29,7	2,9
Unia Europejska	13,5	13,9	14,3	14,1	0,2
Europa bez UE	0,9	1,0	1,1	1,3	0,2
Rosja	2,5	2,7	2,9	3,2	1,0
WNP bez Rosji	1,8	2,0	2,1	2,5	1,1
Świat	83,5	91,3	99,1	116,4	1,3

Źródło: opracowanie własne.

Państwa Unii Europejskiej importują duże ilości oleju napędowego, gdyż przepisy środowiskowe utrudniają budowę nowych rafinerii, a przepisy jakościowe import oleju napędowego z rafinerii pozaunijnych (tabela 2.12).

Tabela 2.12. Sektor naftowy największych państw Unii Europejskiej w 2005 r.

Kraj	Import [w mln b/d]	Wydobycie [w mln b/d]	Export [w mln b/d]	Rafinerie [w szt.]	Zdolność [w mln b/d]
Francja	1,96	0,01	–	13	1,94
Hiszpania	1,59	0,02	–	9	1,28
Niemcy	2,62	0,02	–	17	2,42
Polska	0,44	0,01	–	5	0,35
Wielka Brytania	1,02	1,88	1,08	11	1,86
Włochy	1,67	0,16	–	17	2,34

Źródło: OPEC.

Europejskie zasoby ropy naftowej (poza państwami WNP) ocenia się na 14,3 mld baryłek (Oil & Gas Journal, styczeń 2008 r.). Jedyne znaczące złoża ropy naftowej na terenie Unii Europejskiej znajdują się na Morzu Północnym. Większa ich część znajduje się jednak u wybrzeży Norwegii (6,8 mld baryłek), która nie należy do Wspólnoty. Surowiec z Morza Północnego wydobywają cztery kraje unijne: Wielka Brytania, Dania, Niemcy i Holandia. Kraje te dysponują łącznie 43% złóż oszacowanych na 13,4 mld baryłek. Największą część zasobów (30%) posiada Wielka Brytania, co daje jej drugie miejsce w regionie po Norwegii (57%). Wydobycie na tym obszarze przekracza 4 mln b/d i wynosi w Norwegii 2,5 mln b/d, Wielkiej Brytanii 1,5 mln b/d, Niemczech 27 tys. b/d oraz Holandii 23 tys. b/d. Z wymienionych krajów znaczące ilości eksportują jedynie Norwegia (2,2 mln b/d) i Wielka Brytania (219 tys. b/d, jednocześnie importując 808 tys. b/d z Norwegii), a także niewielkie – Dania (2,2 mln b/d).

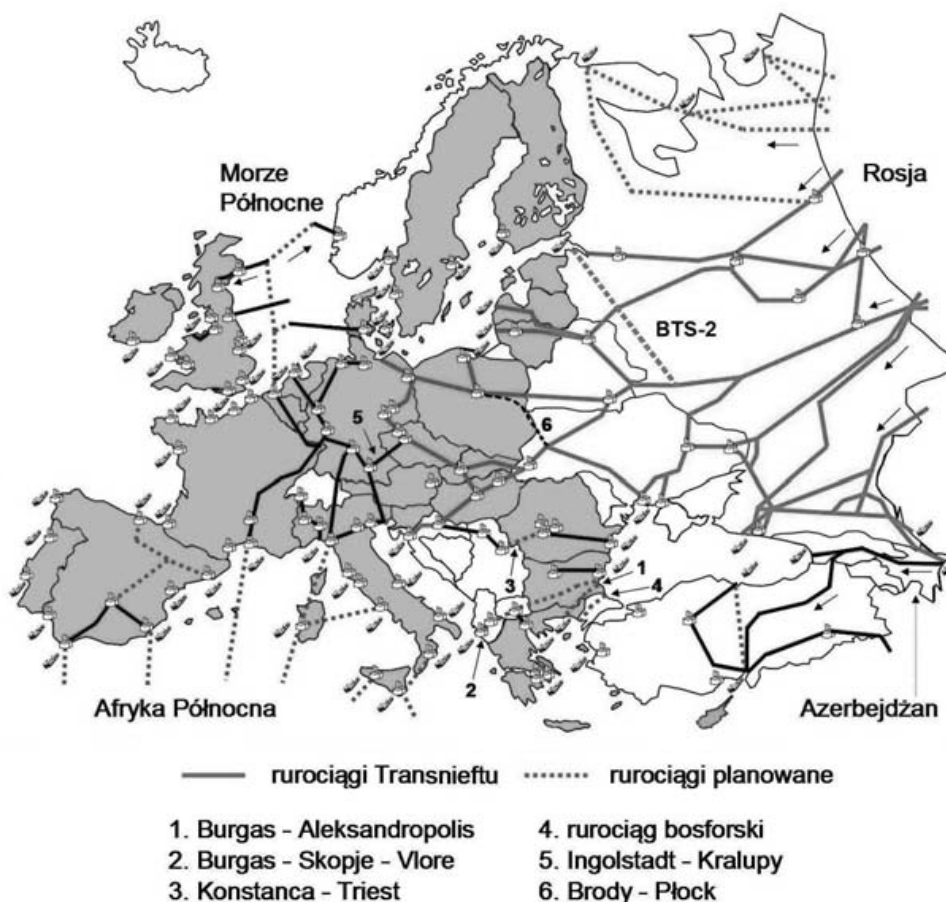
W przeciwieństwie do systemu gazociągów, europejski system rurociągów praktycznie nie istnieje (rys. 2.9)⁵¹⁾. Można wyróżnić jedynie podsystem rurociągów zasilanych rosyjską ropą oraz połączone z nim podsystemy: kaukasko-turecki i kontynentalny (włosko-niemiecko-francusko-belgijsko-holenderski). Istnieją ponadto pojedyncze rury łączące terminale morskie z rafineriami w głębi kraju w: Bułgaria, Rumunia, Dania, Hiszpania, Wielka Brytania. Niektóre kraje nie rozwinęły przemysłu petrochemicznego i nie potrzebują rurociągów: Estonia, Luksemburg. Ponadto wiele krajów nie używa rurociągów, poza krótkimi odcinkami między terminalem w porcie, a rafinerią zbudowaną bezpośrednio na wybrzeżu: Grecja, Portugalia, Irlandia, Szwecja, Finlandia. Szczególna jest sytuacja istnieje w Polsce, na Litwie i Łotwie – kraje te są prawie całkowicie zależne od dostaw rosyjskiej ropy naftowej.

Planowane rurociągi:

- *Burgas-Aleksandroupolis* – długość 280 km z portu Burgas nad Morzem Czarnym do terminalu w Aleksandroupolis nad Morzem Egejskim (przez terytorium Bułgarii i Grecji), przepustowość 35-50 mln ton ropy rocznie,
- *Samsun-Ceyhan* – długość 550 km z portu Samsun nad Morzem Czarnym do terminalu Ceyhan nad Morzem Śródziemnym (w całości przez terytorium Turcji), przepustowość 50-70 mln ton ropy rocznie,
- *Brody-Płock* – długość 500 km z Odessy do Brodów istniejącym rurociągiem, a następnie planowanym odcinkiem Brody-Adamów, budowanym Adamów-Płock i dalej istniejącym rurociągiem *Płock-Gdańsk* do Naftoportu w Gdańsku (przez terytorium Ukrainy i Polski), przepustowość 14,5 mln ton ropy rocznie,
- *Burgas-Vlore* – długość 900 km z portu Burgas nad Morzem Czarnym do portu Vlore nad Morzem Adriatyckim (przez terytorium Bułgarii, Macedonii i Albanii), przepustowość 35-40 mln ton ropy rocznie,
- *Konstanca-Triest* – długość 1 360 km z portu Constanca nad Morzem Czarnym przez Panzevo w Serbii do portu Omisalj nad Morzem Adriatyckim (przez terytorium Rumunii, Serbii, Chorwacji), przepustowość 24-50 mln ton ropy rocznie, możliwość przedłużenia przez Słowenię do włoskiego portu Triest.

Zgodnie z przedostającymi się do opinii publicznej informacjami: „Transneft przekieruje część tradycyjnie wysyłanej przez Gdańsk i Odessę (i statkami dalej do

⁵¹⁾ Por. T. Leszczyński, *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 4/2008, s. 89.



Rysunek 2.9. Europejski system rurociągów (Źródło: T. Leszczyński, *Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 6/2008, s. 62)

Europy) do swoich portów – Primorsk w Zatoce Fińskiej i Noworosyjsk nad Morzem Czarnym. (...) w 2012 r. eksport przez porty na Ukrainie i w Polsce w ogóle może zostać wstrzymany. Do tego czasu powstanie nowy rurociąg łączący złoża syberyjskie z Primorskiem i dostawy do tego portu praktycznie się podwoją. Rosjanie liczą też na zwiększenie eksportu do Chin.”⁵²⁾ Rosyjska firma przygotowuje swoje działania w aspekcie potencjalnej możliwości używania rurociągu *Odessa-Brody* do transportu kaspijskiej ropy do Europy Środkowo-Wschodniej licząc się z tym, że będzie coś musiała zrobić z 20 mln ton ropy co roku eksportowanej przez Ukrainę. Jest to jednak wersja publicystyczna, stworzona jedynie dla mediów. Faktycznie rozważania dotyczą planowanej budowy drugiej części Bałtyckiego Systemu Rurociągowego *BTS-2*, którego budowa pierwszej nitki ma ruszyć na początku 2009 r., zaś oddanie do użytku w 2011 r. Druga nitka ma być gotowa w 2014 r. Pierwsza będzie miała przepustowość 38 mln ton rocznie, a druga 12 mln ton rocznie (łącznie 50 mln ton ropy naftowej rocznie). Właśnie surowiec do wypełnienia obu nitek *BTS-2* jest poszukiwany przez Transneft w portach: Ukrainy (19 mln ton rocznie), państw Bałtyckich (12 mln ton rocznie), Polski (7 mln ton rocznie) oraz 2 mln ton rocznie w wyniku ograniczenia przesyłu ropy kolejną na Białoruś i 10 mln ton rocznie, które dostarczy Kazachstan. Budowa rurociągu *BTS-2* może skutkować rezy-

⁵²⁾ Rzeczpospolita, 18.09.2008 r.

gnacją przez Rosję z transportu ropy rurociągiem *Przyjaźń* i w efekcie zagrozić planom budowy rurociągu *Brody-Gdańsk*. Z problemami tymi ściśle wiąże się fakt wydania dekretu przez Prezydenta Ukrainy dotyczący zmiany od 1 stycznia 2009 r. kierunku tłoczenia ropy przez, zbudowany w 2003 r. i od 2005 r. wykorzystywanym do przesyłania w odwrotnym kierunku rosyjskiej ropy, rurociąg *Odessa-Brody*.

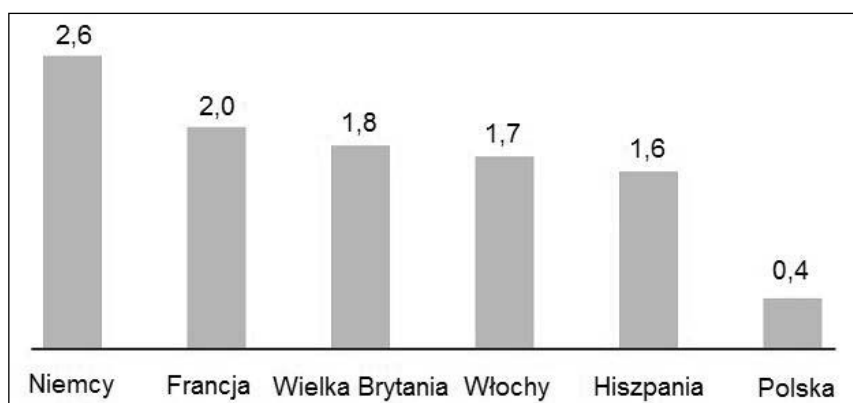
By zabezpieczyć sobie kontrolę nad rurociągiem *Baku-Tichoreck* Rosja nie wahała się zająć Czeczenii, gdyż jest to jedyny rurociąg, którym może transportować ropę z południowych szelfów Morza Kaspijskiego na swoje terytorium. Na Bałkanach Rosja zawarła umowę z Bułgarią i Grecją o budowie rurociągu *Burgas-Aleksandropolis*, czym rozpoczęła proces wykorzystywania tego regionu jako swojego korytarza tranzytowego. Rurociągiem o długości 285 km będzie transportowane 35-50 mln ton ropy rocznie. Ma go zbudować konsorcjum trzech rosyjskich spółek państwowych (Rosnieft, Transnieft i Gazpromnieft), które objęły 51% udziałów w przedsięwzięciu. Istnieją także plany budowy dwóch innych rurociągów w tym regionie: popierany przez USA projekt Burgas-Skopje-Vlore oraz zainicjowany przez Rumunię projekt Konstanca-Triest. Ich przyszłość jest jednak uzależniona od wzrostu wydobycia ropy naftowej w Kazachstanie oraz rozwoju omijających Rosję rurociągów transkaspijskich. Czechom Rosja zaproponowała odwrócenie biegu rurociągu *Ingolstadt-Kralupy*, którym dostarczana jest do nich ropa z Niemiec. Rosja chciałaby włączyć go do swojego systemu tranzytu ropy naftowej do państw Unii Europejskiej. Jest to w sposób oczywisty niekorzystne dla istniejącej dywersyfikacji zaopatrzenia Czech w ropę naftową. Jako zachętę do podjęcia korzystnej dla siebie decyzji, w zamian Rosjanie obiecują udzielenie zamówień czeskim firmom. Istnieją plany kilku wariantów połączenia rurociągiem portu w Murmańsku z eksploatowanymi polami naftowymi. Port w Murmańsku posiada kilka zalet: przez większość roku nie zamarza, pozwala transportować surowce bez zawijania do Europy oraz jest bardzo głęboki, przez co pozwala przybijać do nabrzeża tankowcom o dużej pojemności. Właśnie z tej ostatniej przyczyny planowany rurociąg ma mieć przepustowość 3 mln b/d. Transnieft rozważa także budowę rurociągu do Indygi, leżącej bliżej miejsc wydobywania ropy niż Murmańsk. Ponadto budowany jest terminal w Varandoju (Niemiecki Okręg Autonomiczny), do którego w 2009 r. transportowana będzie ropa z nowo uruchamianych złóż na północ od Peczory.

W celu umożliwienia transportu ropy naftowej wydobywanej w azerskiej części Morza Kaspijskiego na zachód zbudowano dwa rurociągi: *Baku-Supsa* oraz *Baku-Tbilisi-Ceyhan*. Pierwszy z nich nie został przedłużony do państw Unii Europejskiej ze względu na niestabilność w państwach bałkańskich oraz z przyczyn politycznych, gdyż niektóre państwa zachodnioeuropejskie obawiały się zbyt wysokiego znaczenia Stanów Zjednoczonych w rejonie i przejęcia przez nie kontroli nad transportem kaspijskiej ropy. Drugi rurociąg do portu Ceyhan pozwala na ominięcie zatłoczonej tankowcami i innymi statkami cieśniny Bosfor.

Ropa wydobywana w Kazachstanie transportowana jest na obszar gospodarczy Unii Europejskiej wyłącznie rurociągami rosyjskimi. Natomiast atak Rosji na Gruzję miał m.in. zablokować transport ropy naftowej przez ten kraj oraz przekonać Azerbejdżan, że bezpieczniej będzie eksportować ropę przez Rosję.

Niemcy, Francja, Wielka Brytania, Włochy i Hiszpania są największymi konsumentami ropy naftowej w Unii Europejskiej (rys. 2.10).

Niemcy posiadają udokumentowane rezerwy ropy w ilości 367 mln baryłek. Większość rezerw zlokalizowana jest na północy i północnym wschodzie Niemiec. Produk-



Rysunek 2.10. Zużycie ropy naftowej w największych państwach Unii Europejskiej [w mln b/d] (Źródło: *EIA Short Term Energy Outlook*)

cja krajowa wynosi 170 tys. b/d. Ponad połowa produkcji pochodzi z jednego złoża – Mittelplate, zlokalizowanego na Morzu Północnym. Niemcy są piątym na świecie konsumentem ropy naftowej, po USA, Chinach, Japonii i Rosji. Są także jednym z największych importerów tego surowca, który zaspokaja 90% potrzeb. Konsumpcja wynosi 2,7 mln b/d, zaś import 2,1 mln b/d. Znaczna część importu pochodzi z Rosji (34%), a ponadto z: Norwegii (16%), Wielkiej Brytanii (12%) i Libii (12%). Niemcy importują także znaczne ilości produktów naftowych. W gospodarce ropą naftową włączonych jest kilka dużych rurociągów. Jednym z nich jest rurociąg *MVL* łączący miasta: Rostok, Schwedt i Spergau we wschodnich Niemczech, w tym rafinerii w Schwedt i Spergau z terminalem w Rostoku (możliwość załadunku na tankowiec wynosi 380 tys. b/d). Rurociąg ten połączony jest z rurociągiem *Przyjaźń*. Drugi rurociąg *NDO* łączy terminal naftowy w Hamburgu z rafinerią w Wilhelmshaven. Kolejny rurociąg *NWO*, o przepustowości 300 tys. b/d, łączy Wilhelmshaven z rafineriami Wesseling w pobliżu Kolonii. Rurociąg *TAL* łączy rafinerie w południowych Niemczech z włoskim terminalem w Trieście. Inny rurociąg *CEL* łączy Niemcy (Ingolstadt) z Włochami (Genua). Rurociąg *SPSE* łączy francuskie terminale Fos-su-Mer/Lavera z rafineriami w rejonie Karlsruhe. Funkcjonuje jeszcze jeden rurociąg *RRP* pozwalający przesyłać 690 tys. b/d z Rotterdamu w Holandii do niemieckiego Wessling. Niemcy posiadają rafinerie pozwalające przerabiać 2,4 mln b/d. Największa z nich w Rheinland może przerabiać 346 tys. b/d. Inne duże rafinerie znajdują się w: Karlsruhe (302 tys. b/d), Gelsenkirchen (270 tys. b/d) i Spergau (225 tys. b/d).

Francja posiada szacowane na 122 mln baryłek rezerwy ropy naftowej, zaś produkuje rocznie 78,9 tys. b/d (2006). Jednocześnie we Francji konsumuje się 1,97 mln b/d. Największym producentem ropy, który kontroluje 1/4 sektora i operuje na największym polu naftowym Parents jest francuska firma Vermilion. Natomiast francuski Total jest czwartym z największych producentów ropy naftowej na świecie, który działa w Europie, Afryce i na Środkowym Wschodzie. Jak obrazują przedstawione liczby, Francja importuje znaczne ilości surowca – w 2007 r. było to 1,646 mln b/d. Największym dostawcą jest Norwegia (256 tys. b/d), a następnie Rosja (186 tys. b/d) i Arabia Saudyjska (166 tys. b/d). Francja importuje także 760 tys. b/d produktów rafinacji ropy naftowej, jednocześnie eksportując 519 tys. b/d. Największym dostawcą importowanych produktów naftowych była Rosja, zaś największym odbiorcą paliw francuskich była Holandia. Francuskie możliwości rafinerijne w 2007 r. wynosiły 1,96 mln baryłek, co daje im trzecie miejsce w Europie. Największa fran-

cuska rafineria znajduje się w Gonfreville i posiada możliwość przerobu 331 tys. b/d. Firma Total kontroluje 55% ogólnych możliwości przerobowych francuskich rafinerii. Większość zdolności przerobu zlokalizowanych zostało na terenie Fos-Lavera, trzecim co do wielkości naftoportem na świecie.

Wielka Brytania zużywa dziennie 1,8 mln baryłek ropy naftowej. Jest w tym względzie samowystarczalna, gdyż wydobywa ok. 1,87 mln b/d. Jednak jej produkcja systematycznie spada i jest już o 40% niższa od maksymalnej w 1999 r. W przyszłym roku spodziewana jest produkcja ok. 1,4 mln b/d. Większość z wydobywanego w kraju surowca to ropa lekka (30°-40° API – rys. 5), poszukiwana przez importerów. Wielka Brytania eksportuje ropę i produkty naftowe, głównie do: USA (28% eksportu), Holandii (21%), Niemiec (17%) i Francji (14%). Np. w 2005 r. 219 tys. b/d ropy naftowej i 167 tys. b/d produktów naftowych zostało wyeksportowanych do USA, co stanowiło odpowiednio 2,2% oraz 4,8% zapotrzebowania rynku amerykańskiego. Największym złożem jest Schiehallion, z którego wydobywa się ok. 100 tys. b/d, pozostałe duże złoża to: Foinaven (produkcja 73 tys. b/d), Alba (67 tys. b/d), Captain (66 tys. b/d) i Fortis (55 tys. b/d).

Duże nakłady przeznaczają się na poszukiwanie nowych złóż oraz na uruchomienie produkcji z pól już istniejących. Eksploatowanych jest kilka rurociągów, w tym łączące złoża z terminalami: Bruce i Fortis z Cruden Bay w Szkocji, Ninnian i Cormorant z Sullom Voe na wyspie Shetland, Piper z Flotta na wyspie Orkney oraz Beatrice z Nigg Bay. Liczne rurociągi wykorzystywane są do połączenia platform wiertniczych na Morzu Północnym z systemem rurociągowym, terminalami lub rafineriami na wyspie. 11 brytyjskich rafinerii umożliwia przerób 1,9 mln baryłek surowca na dobę. Największa rafineria w Fawley na południu Anglii posiada zdolność produkcji 326 tys. b/d. Inne duże rafinerie są zlokalizowane w: Stanlow (296 tys. b/d), Killingholm (221 tys. b/d), Grangemouth (196 tys. b/d) i Coryton (163 tys. b/d). Wielka Brytania eksportuje rocznie 36 mln ton oraz importuje 26,4 mln ton produktów naftowych.

Włochy konsumują 1,7 mln baryłek ropy naftowej na dobę. Produkcja krajowa zaspokaja 9% zużycia (151 tys. b/d w 2006 r.), pozostała zaś część jest importowana. Najwięcej surowca dostarczają: Libia (27%), Rosja (16%) i Arabia Saudyjska (12%). Reszta pochodzi z: Iranu, Iraku, Azerbejdżanu i innych krajów. Krajowe złoża oceniane są na 400-600 mln baryłek (trzecie co do wielkości w UE po Wielkiej Brytanii i Danii). Największe złoża to: Val d'Agri (na południu), Villafortuna (na północy) i Aquila (na południowo-wschodnim wybrzeżu Adriatyku). Włochy zaangażowały się w budowę rurociągu *Konstanca-Triest*, mającego umożliwić transport 800-1 800 mln baryłek ropy dziennie z Morza Czarnego do Triestu od 2012 r. Włoskie rafinerie umożliwiają przerób 2,3 mln baryłek ropy naftowej na dobę, czyli najwięcej po niemieckich. W kraju funkcjonuje 17 rafinerii. Największą z nich jest rafineria Sarroch na Sardynii, która może przerabiać 300 tys. b/d. Włochy importują ok. 260 tys. b/d produktów naftowych, eksportują je zaś w ilości 560 tys. b/d (najwięcej do: Hiszpanii – 16%, USA – 8% i Belgii – 8%).

Hiszpania posiada rezerwy ropy w ilości 150 mln baryłek (Portugalia 96 mln baryłek). W 2007 r. konsumpcja wynosiła 1,9 mln b/d, w czym udział Hiszpanii wynosił 84%. Surowiec sprowadzany był głównie z Rosji, Libii oraz Arabii Saudyjskiej, gdyż Hiszpania produkuje jedynie 3 tys. b/d, zaś Portugalia nie wydobywa ropy naftowej. Dziewięć hiszpańskich rafinerii posiada łączną możliwość przerobu 1,3 mln b/d, zaś dwie rafinerie portugalskie 304 tys. b/d.

Państwa Bałtyckie zależą w 90% od dostaw ropy z Rosji, gdyż na terenie Łotwy nie zlokalizowano dotychczas złóż ropy naftowej, natomiast w Estonii produkuje się ok. 7 tys. baryłek na dobę (b/d) oleju w postaci łupek bitumicznych, zaś na Litwie wydobywa się ok. 9 tys. b/d surowca. Potrzeby konsumpcyjne tych państw w zakresie ropy naftowej pokrywane są głównie importem z Rosji (Łotwa 32 tys. b/d, zaś Estonia 22 z 29 tys. b/d). Litwa, posiadając złoża ropy oceniane na 12 mln baryłek, wydobywa ok. 8 tys. b/d, 87 tys. b/d do 2005 r. importowała z Rosji. Państwa Bałtyckie nie należą do znaczących konsumentów lub producentów energii, lecz odgrywały dotychczas znaczną rolę w eksporcie rosyjskiej ropy naftowej. System rosyjskich rurociągów jest doprowadzony do trzech portów położonych nad Morzem Bałtyckim: litewskiej Butyngi, łotewskiego Ventspils i rosyjskiego portu w Primorsku, dlatego do 2005 r. eksportowano tędy 24% rosyjskiej ropy naftowej. W ilości tej uwzględniony został także port w Tallinie, do którego surowiec dowożony był transportem kolejowym. Jediną rafinerią w państwach Bałtyckich jest rafineria w Możejkach na Litwie, która może przerabiać dziennie 300 tys. baryłek ropy naftowej. W 2006 r. polski koncern PKN Orlen odkupił 54% udziałów w litewskiej firmie Możejki Nafta, która jest właścicielem rafinerii od przedsiębiorstwa Jukos oraz 31% jej akcji od rządu Litwy i stał się jej głównym udziałowcem. W odpowiedzi Rosja wstrzymała dostawy ropy naftowej do rafinerii w Możejkach. W tym kontekście można odnotować późniejszą rezygnację Kazachstanu z budowy rafinerii w gruzińskim Batumi nad Morzem Czarnym (kazaski KazMunaiGaz produkuje paliwa w przejętej w 2007 r. rafinerii Rompetrol w Rumunii).

Przez porty państw Bałtyckich jest transportowane ok. 1,3 mln baryłek ropy dziennie (ponad 20% rosyjskiego eksportu tego surowca). Mają one następującą przepustowość: litewska Butynga – 280 tys. baryłek dziennie (b/d), łotewski Ventspils – 360 tys. b/d, rosyjski Primorsk – 1,2 mln b/d. W 2005 r. eksportowano przez poszczególne porty: Butynga – 121,9 tys. b/d, Ventspils – 143 tys. b/d, Primorsk – 988 tys. b/d. Litewski terminal w Butyndze eksportuje rosyjską ropę naftową, ale od czasu pojawienia się w regionie polskiego PKN Orlen (kupiona przez polski koncern rafineria w Możejkach, wraz z terminalem w Butyndze i rurociągiem łączącym Łotwę z Rosją stanowiła aktywa firmy Możejki Nafta) dostawy rosyjskiego surowca do terminala maleją (w 2006 r. o 15,5% mniej niż w roku poprzednim). Wcześniej (pod koniec 2003 r.) rosyjski monopolista Transneft wstrzymał dostawy ropy naftowej do Ventspils, co wymusiło na Łotyszach działania zmierzające do transportu drogą morską produktów naftowych dostarczanych do terminala transportem kolejowym. Przyszłość terminala naftowego w porcie Ventspils jest nadal niepewna. Łotewski rząd ogłosił zamiar sprzedaży swoich udziałów w terminalu. Także port Muuga wchodzący w skład zespołu portowego w estońskim Tallinie (wraz z portami: Stary Gorod, Paldiski oraz Palyasaare) wykorzystywany jest do eksportu rosyjskich węglowodorów. Ponieważ, w przeciwieństwie do ww. portów bałtyckich, nie został do niego doprowadzony rurociąg, wybudowano dodatkową linię kolejową, którą paliwo dowożone jest bezpośrednio na nabrzeże. Przepustowość terminalu w Tallinie wynosi 700 tys. b/d, zaś w 2005 r. eksportowano tą drogą 537 tys. baryłek oleju napędowego na dobę.

Rurociąg *Przyjaźń* transportuje rosyjską ropę do państw Grupy Wyszehradzkiej i do Europy Zachodniej. Rurociąg przechodzi przez Białoruś, gdzie dzieli się na północny, transportujący surowiec do Polski i Niemiec, oraz południowy, dostarczający ropę przez Ukrainę do Słowacji, Czech i na Węgry. Przepustowość północnej nit-

ki wynosi 1 mln baryłek dziennie, zaś południowego jest o 20% większa. Sekcja węgierska jest połączona z rurociągiem *Adria* łączącym Serbię i Chorwację. Kraje Wyszehradzkie posiadają łącznie złoża ropy naftowej szacowane na 222 mln baryłek, z czego prawie połowa zlokalizowana jest na Węgrzech (102 mln baryłek), a nieco mniej w Polsce (96 mln baryłek). W Czechach i na Słowacji złoża oceniono jedynie na odpowiednio 15 i 9 mln baryłek. W państwach Grupy Wyszehradzkiej największym producentem oleju napędowego są Węgry (45 tys. b/d w 2005 r., Polska 70% tej ilości). Jednak w regionie najczęściej rafinerii funkcjonuje w Polsce (7), czyli prawie tyle, co w pozostałych krajach łącznie (Czechy – 4, Słowacja – 1, Węgry – 3). Przerabiana jest głównie ropa dostarczana przez Rosję rurociągiem *Przyjaźń*, gdyż wydobycie łącznie w regionie zaspokaja jedynie 12% potrzeb (853,5 tys. b/d w 2005 r.). Czechy część surowca sprowadzają z Niemiec rurociągiem *Ingolstadt-Kralupy (ILK)*, którym płynie ropa z Triestu we Włoszech rurociągiem *Trans-Alpina (TAL)*. Częściowo uniezależnia to Czechy od dostaw ropy z Rosji.

Leżąca w otoczeniu Unii Europejskiej i posiadająca ambicje przystąpienia do Wspólnoty Chorwacja podpisała porozumienie z Rosją i pozostałymi krajami tranzytowymi o umożliwieniu transportu rurociągiem *Adria* do portu Omisalj nad Adriatykiem rosyjskiej ropy dostarczanej rurociągiem *Przyjaźń* przez Białoruś, Ukrainę, Węgry i Chorwację. Jednak odcinek rurociągu *Adria* pomiędzy Omisalj i Sisak może tylko transportować ropę z terminala w porcie na ląd i niezbędna jest jego modernizacja, by mógł służyć do importu i eksportu surowca.

Ukraina zbudowała rurociąg z terminala w Odessie na południu do miejscowości Brody na północy, gdzie połączyła go z rurociągiem *Przyjaźń*. Miał on służyć do transportu ropy z regionu Morza Kaspijskiego, przez rurociąg *Przyjaźń* do Słowacji, Węgier i dalej. Od lat rozważane jest jego przedłużenie do Gdańska w celu transportu kaspijskiej ropy do Polski, Niemiec i Państw Bałtyckich. Jednak przed zakończeniem budowy Ukraina nie zapewniła sobie tankowców do transportu ropy i w efekcie zawarła z Rosją umowę na przesył ropy w odwrotnym kierunku, z rurociągu *Przyjaźń*, rurociągiem *Brody-Odessa* do portu nad Morzem Czarnym, gdzie surowiec ładowano na rosyjskie tankowce.

Oddany do użytku rurociąg *Baku-Tbilisi-Ceyhan* transportuje 50 mln ton ropy naftowej rocznie. Turcja planuje budowę rurociągu *Samsun-Ceyhan*, by omijać swoje cieśniny Bosfor i Dardanele, także o przepustowości 50 mln ton/rok. Ponadto wkrótce rozpocznie pompowanie irackiej ropy, docelowo 70 mln ton rocznie, rurociąg *Kirkuk-Ceyhan*. Łącznie do Ceyhan co roku docierać więc będzie 170 mln ton surowca, którego ten turecki port nie jest w stanie obsłużyć. Kazachstan zaproponował budowę w Ceyhan rafinerii o rocznej możliwości przerobu 20 mln ton surowca, co spotkało się z przychylnym przyjęciem władz w Turcji, gdyż dotychczasowa łączna moc przerobowa tureckich rafinerii wynosi ok. 32 mln ton. Turcja zastrzega sobie jednak wykorzystanie połowy możliwości rafinerii, tj. 10 mln ton rocznie dla swoich potrzeb. Uruchomienie rafinerii przewidywane jest w 2012 r.

Światowa flota tankowców w 2007 r. liczyła 4 418 statków o łącznej nośności 375,6 mln ton (t), przy czym połowa to małe tankowce o wyporności nie przekraczającej 50 t, zaś najczęściej (837) ma do 20 tys. t. Ponad 40% z tankowców to statki młode, do 5 lat, natomiast 27,5% – ponad 15-letnie. Połowę światowej wyporności mają super tankowce, ponad 150-tysięczniki, z których jedynie cztery mają ponad 350 tys. t nośności. Kraje OPEC dysponują flotą zaledwie 177 tankowców, posiadających łączną nośność 24,1 mln t, co stanowi 6,4% nośności wszystkich świa-

towych tankowców. Dla porównania należy zauważyć, że flota gazowców w 2007 r. liczyła 1 330 statków o łącznej jednoczesnej możliwości transportu 48,0 mln m³, przy czym 1 076 jest przystosowanych do transportu gazu LPG (16 mln m³), zaś 254 gazu LNG (32 mln m³). Według stanu na 1.01.2008 r. OPEC dysponuje 92 gazowcami, w tym 27 do LPG (551 tys. m³) oraz 65 do LNG (8 841 tys. m³).

Przyrosty odkrywanych nowych zasobów w basenie Morza Północnego nie rekompensują poziomu wydobycia ropy naftowej – dotyczy to Wielkiej Brytanii, ale także pozaunijnej Norwegii. Podobnie Rumunia, kiedyś uznawana za kraj naftowy, aktualnie ma stosunkowo niewielkie zasoby ropy naftowej.

Na Bliskim Wschodzie zlokalizowanych jest 61,5% udokumentowanych zasobów ropy naftowej i 40,4% zasobów gazu ziemnego.

Ropa naftowa dominuje w strukturze energii pierwotnej. Jej największe udokumentowane zasoby (ok. 60% rezerw globalnych) zlokalizowane są na Bliskim Wschodzie, przy czym trzy kraje arabskie: Arabia Saudyjska, Iran i Irak posiadają 42% udokumentowanych światowych zasobów surowca. Inne bogate w złoża ropy naftowej obszary to Ameryka Południowa oraz Rosja.

Ropa naftowa może być także otrzymywana z piasków i łupków bitumicznych, których złoża zostały w rozpoznane na terenie kilkudziesięciu krajów na świecie. Surowiec ten, to tzw. ropa ciężka, której pozyskiwanie jest trudne i wiąże się z dużym wkładem energetycznym. Obecnie pozyskanie ropy z łupków jest stosunkowo niewielkie i wynosi ok. 680 tys. t rocznie, zaś pozyskanie ropy z piasków roponośnych rocznie nie przekracza 1,5 mln t (prowincja Alberta w Kanadzie). Łączne zasoby ropy naftowej w piaskach i łupkach bitumicznych na świecie szacuje się na ponad 200 mld t.

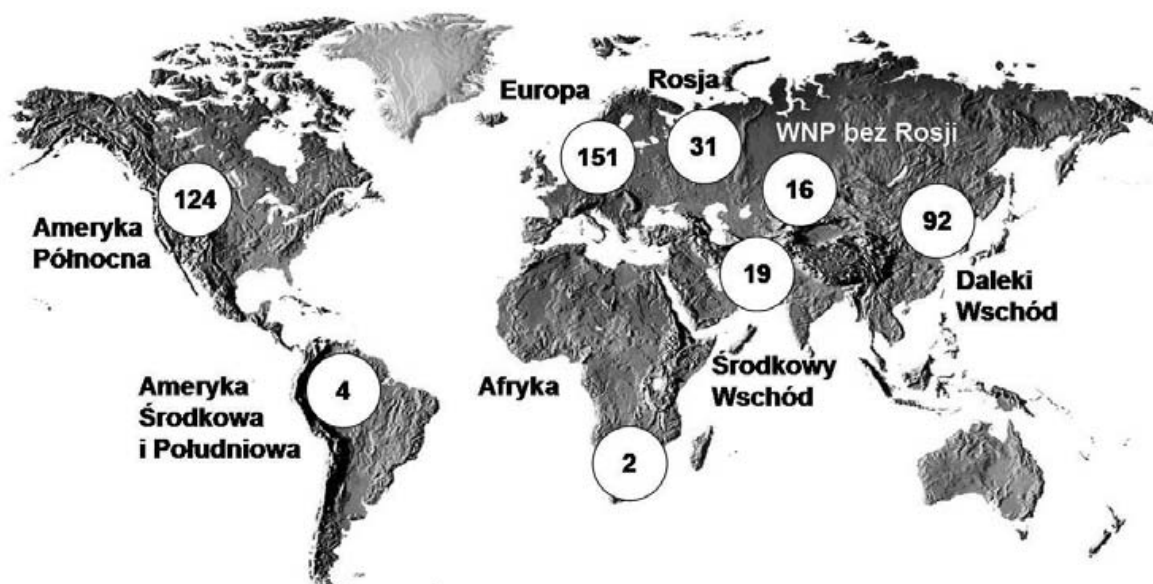
Około 2/3 zapotrzebowania na ropę naftową Unia Europejska pokrywa importem z Rosji i krajów OPEC. W Europie największymi złożami ropy naftowej dysponuje Norwegia (8,5 mld baryłek). Wśród państw członkowskich znaczącymi zasobami własnymi ropy naftowej dysponują jedynie: Wielka Brytania (3,6 mld baryłek), Dania (1,1 mld baryłek), Włochy (0,8 mld baryłek) i Rumunia (0,5 mld baryłek). Produkcja ropy w państwach Unii w 2007 r. wynosiła 2,4 mln baryłek dziennie [mb/d]. Z roku na rok wydobycie ropy naftowej w Unii Europejskiej spada i według szacunków w 2010 r. osiągnie 2,2 mb/d, a w 2030 r. – 1,0 mb/d.

Największe złoża ropy naftowej na świecie posiadają: Arabia Saudyjska (264,2 mld baryłek), Iran (138,4), Irak (115,0), Kuwejt (101,5), Zjednoczone Emiraty Arabskie (97,8) i Wenezuela (87,0). Rosja posiada ok. 6,4% światowych zasobów ropy naftowej – jej złoża szacowane są na 79,4 mld baryłek. Arabia Saudyjska (10,4 mb/d) i Rosja (10 mb/d) w 2007 r. były największymi producentami ropy naftowej na świecie (łącznie ponad 25% światowej produkcji). Zużycie ropy naftowej w latach 2000-2006 pozostawało na podobnym poziomie ok. 2,7 mb/d.

2.5. Paliwo jądrowe

2.5.1. Energetyka jądrowa na świecie

Obecnie na świecie funkcjonuje ponad czterysta elektrowni jądrowych. Przewodzą w tej dziedzinie Unia Europejska, przed Stanami Zjednoczonymi i Japonią (rys. 2.11). Stosunkowo niewielki udział elektrownie jądrowe mają w produkcji energii elektrycznej w krajach rozwijających się, w tym w Indiach i Brazylii. Do krajów, które słabo wykorzystują możliwości energetyki jądrowej należą także Chiny, które w swoich jedenastu reaktorach produkują 11,0% wytwarzanej u siebie energii elektrycznej. Indie i Chiny dostrzegły jednak zalety energetyki jądrowej i aktualnie to one najintensywniej rozbudowują swoje możliwości w tym zakresie, budując po sześć reaktorów jądrowych. USA, Rosja, Japonia, Korea Południowa, Chiny i Indie planują budowę elektrowni jądrowych nowej (IV) generacji.



Rysunek 2.11. Elektrownie jądrowe na świecie (2008) (Źródło: T. Leszczyński, *Energetyka jądrowa w państwach Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 5/2008, s. 36)

W Rosji udział energii jądrowej w łącznej mocy systemu energetycznego wynosi 11,5%, a w produkcji energii elektrycznej 16% (144,3 mld kWh). Do 2020 r. planuje się podwoić łączną moc zainstalowaną w elektrowniach jądrowych, zaś do 2030 r. zwiększyć udział mocy jądrowej w energii ogółem do 25%. Nadal w eksploatacji będą wówczas reaktory WWER o mocy zwiększonej do 1 500 MWe. Rosja deklaruje chęć przyjmowania wypalonego wysokowzbogaconego paliwa jądrowego z elektrowni przechodzących na pracę z wykorzystaniem paliwa niskowzbogaconego.

Chiny planują do 2020 r. dwuipółkrotny wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną i dwukrotny na energię elektryczną. Ma to umożliwić wzrost mocy zainstalowanych w elektrowniach jądrowych z 13,5 GWe w 2007 r. do 36-40 GWe. Rozwój energetyki jądrowej planowany jest w oparciu o reaktory wodne ciśnieniowe (BWR).

Indie zamierzają zwiększyć udział energetyki jądrowej w ogólnej produkcji energii elektrycznej z 2,6% w 2007 r. do 25%, co by oznaczało kilkudziesięciokrotne zwiększenie mocy elektrowni jądrowych. Eksploatowane tam są termiczne reaktory

ry ciśnieniowe na uran naturalny, chłodzony i moderowany ciężką wodą. Przewiduje się ich dalszą eksploatację oraz budowę reaktorów prędkich, z jednoczesnym włączeniem toru do cyklu paliwowego.

Do krajów, które aktualnie nie eksploatują u siebie elektrowni jądrowych, a rozważają ich budowę w najbliższych latach należą:

- w Europie: Albania, Estonia, Irlandia, Łotwa, Norwegia, Polska, Portugalia, Turcja, Włochy,
- w Afryce: Algieria, Egipt, Ghana, Libia, Maroko, Namibia, Nigeria, Tunezja,
- na Środkowym Wschodzie: Bangladesz, Iran, Izrael, Jemen, Jordania, Syria, Zjednoczone Emiraty Arabskie,
- na Dalekim Wschodzie: Mongolia, Malezja, Tajlandia, Wietnam,
- w Australii i Oceanii: Australia, Filipiny, Indonezja, Nowa Zelandia,
- w Ameryce Południowej: Chile, Wenezuela,
- we Wspólnocie Niepodległych Państw: Azerbejdżan, Białoruś, Gruzja, Kazachstan.

We wszystkich ww. państwach rządy tworzą środowisko sprzyjające inwestycjom w energetykę jądrową, a w krajach rozwijających się także poszukują źródeł finansowania. Współcześnie energetyka jądrowa dostarcza ok. 16% światowej energii elektrycznej (tabela 2.13).

Tabela 2.13. Energetyka jądrowa w wybranych państwach na świecie (2008)

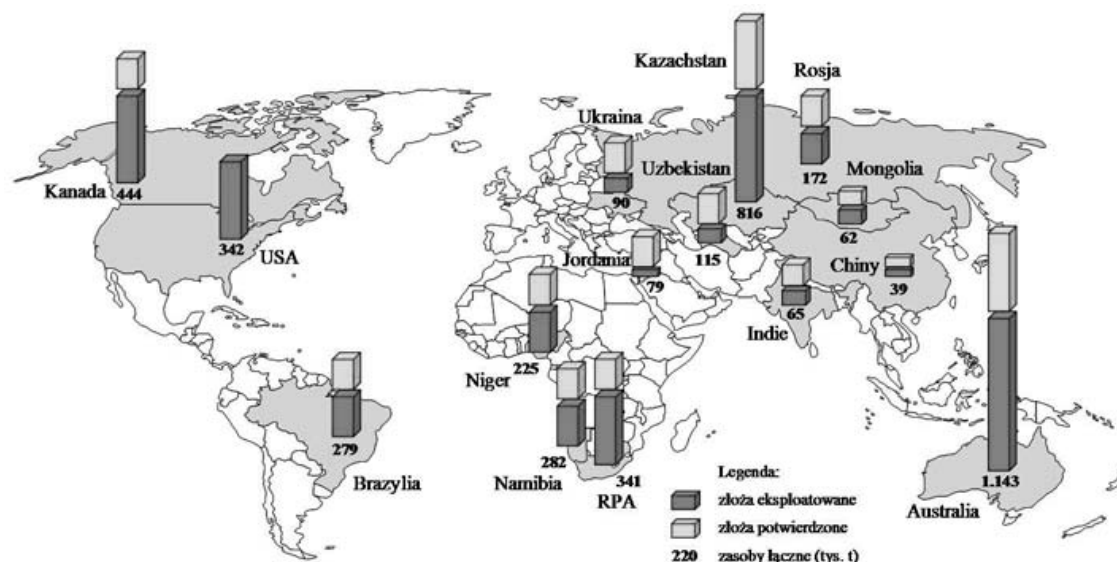
Kraj	Produkcja energii elektrycznej		Reaktory czynne		Reaktory w budowie		Potrzeby uranu [w ton U/1 rok*]
	[w mld kWh]	[w % e]	liczba	[w MWe]	liczba	[w MWe]	
Brazylia	11,7	2,8	2	1 901	0	0	303
Chiny (z Tajwanem)	98,3	12,0	17	13 471	9	9 400	2 360
Indie	15,8	2,5	17	3 779	6	2 976	978
Japonia	267,0	27,5	55	47 577	2	2 285	7 569
Kanada	88,2	14,7	18	12 652	2	1 500	1 665
Korea Pd.	136,6	35,3	20	17 533	3	3 000	3 109
Rosja	148,0	16,0	31	21 743	7	4 920	3 365
Ukraina	87,2	48,0	15	13 168	0	0	1 974
USA	806,6	19,4	104	99 049	0	0	18 918
Świat	2 608,0	16,0	439	371 989	36	29 958	64 615

* Uwaga: 1 t U = 1,179 t U₃O₈.

Źródło: opracowanie własne.

W styczniu 2008 r. renomowana francuska niezależna agencja zajmująca się bezpieczeństwem nuklearnym ASN (*Autorite de surete nucleaire*) zwróciła uwagę, iż do inicjatyw krajów, które nie mają doświadczenia w energetyce jądrowej, należy podchodzić ze szczególną uwagą. Rozwój przemysłu jądrowego w tych państwach wymaga 10-15 lat stabilnej pro nuklearnej polityki, przy pełnym zapewnieniu bezpieczeństwa inwestycji oraz kontroli ze strony właściwego regulatora krajowego. ASN wskazała także priorytety dla krajów zainteresowanych zastosowaniem u siebie technologii francuskich, w obszarze: geofizycznym, ekonomicznym, politycznym, społecznym i technicznym.

Coraz większa ilość eksploatowanych, budowanych i planowanych do budowy elektrowni jądrowych skutkuje coraz większym zapotrzebowaniem na rudę uranu. Roczne zużycie uranu wynosiło w 2007 r. na świecie 66,5 tys. ton. Najwięcej jego rud zużywają państwa Unii Europejskiej, a następnie USA i Japonia. Najmniejsze zużycie uranu w przeliczeniu na reaktor ma miejsce w Indiach, gdzie wykorzystywane są reaktory o małej mocy (średnio ok. 200 MWe). Paliwo jądrowe w postaci ^{235}U w ilościach niezbędnych do wieloletniej eksploatacji elektrowni jądrowych można importować z kilkunastu krajów na świecie (rys. 2.12).



Rysunek 2.12. Największe światowe złoża uranu (2006) (Źródło: opracowanie własne na podstawie danych NEA/IAEA)

Największymi producentami uranu są: Kanada (w 2007 r. pokrywała 27,9% światowego zapotrzebowania), Australia (22,8%), Kazachstan (10,5%), Namibia (7,5%), Niger (7,4%) i Uzbekistan (5,5%). Z ww. państw pochodzi 3/4 dostaw uranu w skali globalnej (tabela 2.14).

Tabela 2.14. Produkcja uranu w wybranych państwach na świecie (w latach 2005-2006)

Kraj	2005 [w tonach]	2006 [w tonach]	Wzrost/spadek [w %]	Udział w 2006 r. [w %]
Kanada	11 628	9 862	-15,5	24,9
Australia	9 516	7 602	-29,1	19,2
Kazachstan	4 329	5 283	+22,0	13,4
Niger	3 093	3 431	+10,9	8,7
Rosja	3 325	3 300	-0,8	8,3
Namibia	3 148	3 067	-2,6	7,8
Uzbekistan	2 300	2 260	-1,7	5,7
USA	1 020	1 618	+58,6	4,1
Ukraina	800	800	0,0	2,0
Chiny	769	769	0,0	1,9
Świat	41 722	39 567	-5,2	100,0

Źródło: opracowanie własne.

W 2006 r. spadek wydobycia w Kanadzie i Australii wywołał wzrost cen uranu, gdyż nie zrównoważył go wzrost wydobycia w Kazachstanie i Nigrze. Dodać należy, że Kazachstan w najbliższej dekadzie planuje kilkakrotny wzrost produkcji uranu. Wzrost wydobycia planują także Australia i Kanada. Natomiast przewiduje się, że ok. 2015 r. Rosja 30% własnego zapotrzebowania będzie pokrywała importem.

Na terenie Unii Europejskiej uran wydobywany jest w Czechach⁵³⁾ oraz w niewielkich ilościach w: Bułgarii, Francji, Hiszpanii, Portugalii, Rumunii i na Węgrzech. Kraje te zużywają uran głównie na własne potrzeby krajowe, w związku z czym import tego surowca w prawie wszystkich państwach Wspólnoty (oprócz wymienionych, w szczególności Czech) sięga blisko 100%. Poszukiwania nowych złóż rud uranu prowadzone są obecnie w: Hiszpanii, Portugalii, Słowacji, Szwecji oraz na Węgrzech.

W 31 państwach eksploatujących elektrownie jądrowe ich operatorami jest 86 firm, z których największa to francuska Electricité de France (EdF). W większości państw korzystających z energetyki jądrowej funkcjonuje jeden operator, często jest to jednak związane z małą ilością reaktorów w danym kraju. Najwięcej firm w tej branży (26) funkcjonuje w USA, z których dwie największe to Exelon i Entergy.

2.5.2. Energetyka jądrowa w Unii Europejskiej

W 2006 r. konsumpcja energii w Unii Europejskiej (tabela 2.15) wyniosła 1 812,5 mln toe (w przeliczeniu na ekwiwalent ropy naftowej, 1 toe = 1 t ropy naftowej) i w porównaniu z 2005 r. nie uległa zmianie. Większa część zapotrzebowania na energię była pokrywana przez import (1 010,1 mln toe, wzrost o 2,4%), co spowodowało wzrost zależności energetycznej z 53,0% w 2005 r. do 53,8% w 2006 r.

Tabela 2.15. Stopień zależności energetycznej wybranych państw UE (2006)

Kraj	Konsumpcja energii		Import energii		Zależność energetyczna [w %]
	[w mln toe]	2006/2005 [w %]	[w mln toe]	2006/2005 [w %]	
Francja	273,1	-1,2	141,7	-1,8	51,4
Hiszpania	143,9	-0,5	123,8	-0,1	81,4
Niemcy	349,0	0,5	215,5	0,1	61,3
Polska	98,3	4,7	19,6	16,2	19,9
Wielka Brytania	229,5	-1,6	49,3	52,7	21,3
Włochy	186,1	-0,6	164,6	2,2	86,8
Unia Europejska	1 825,2	0,0	1 010,1	2,4	53,8

Źródło: Newsrelease nr 98/2008.

Największy wzrost zużycia energii w 2006 r. w porównaniu z rokiem poprzednim nastąpił w Finlandii (+9,1%), a największy spadek na Malcie (-6,4%). Najwyższą w 2006 r. zależność energetyczną odnotowano na Cyprze (102,5%), na Malcie (100,0%), w Luksemburgu (98,9%) i w Irlandii (90,9%). Najmniej zależne od impor-

⁵³⁾ Czechy zaspokajają 2% zapotrzebowania światowego, przy czym surowiec jest w połowie zużywany na miejscu, a w połowie eksportowany do państw Unii Europejskiej.

tu energii były: Polska (19,9%), Wielka Brytania (21,3%), Czechy (28,0%) i Rumunia (29,1%). Jedynie Dania była eksporterem netto energii, stąd jej zależność energetyczna była ujemna i wyniosła -37%. Import energii przez państwa Unii Europejskiej obejmuje głównie import ropy naftowej i gazu ziemnego (w 2006 r. odpowiednio ok. 60% i 26%). Największym eksporterem energii do państw UE są Rosja (w 2006 r. 33% ropy naftowej i 40% gazu ziemnego) oraz Norwegia (odpowiednio: 16% i 23%).

W 2006 r. w państwach Unii Europejskiej o 2,3% zmalała produkcja energii (tabela 2.16). Największym producentem energii była Wielka Brytania (183,9 mln toe, spadek o 9,2% w porównaniu z 2005 r.), przed Niemcami (136,8 mln toe, +0,9%), Francją (135,6 mln toe, +0,1%) i Polską (76,8 mln toe, -1,1%) – łącznie ponad 60% produkcji energii w Unii Europejskiej. Największy spadek produkcji energii między 2005 r., a 2006 r. odnotowały Litwa (-11,9%) i Wielka Brytania (-9,2%), zaś największy wzrost Portugalia (+20,7%) i Finlandia (+9,7%).

Energia w 2006 r. w państwach UE produkowana była głównie w elektrowniach jądrowych (29%), a ponadto pochodziła z przetwarzania paliw stałych (22%), gazu ziemnego (20%) oraz czerpana była ze źródeł odnawialnych (15%) i ropy naftowej (14%).

Tabela 2.16. Produkcja energii w wybranych państwach UE (2006)

Kraj	Produkcja energii			W tym:			
	[w mln toe]	2006/2005 [w %]	Paliwa stałe	Ropa naftowa	Gaz ziemny	Energia jądrowa	Źródła odnawialne
Francja	135,6	0,1	–	1,1	1,1	116,1	17,3
Hiszpania	31,2	3,5	6,0	0,1	0,1	15,5	9,5
Niemcy	136,8	0,9	53,3	5,2	14,1	43,1	21,1
Polska	76,8	-1,1	67,1	0,8	3,9	–	5,0
Wielka Brytania	183,9	-9,2	10,4	78,0	72,0	19,5	4,0
Włochy	27,1	-2,2	–	5,8	9,0	–	12,3
Unia Europejska	871,2	-2,3	190,4	118,7	179,4	255,3	127,4

Źródło: opracowanie własne.

W Unii Europejskiej w pierwszej dekadzie XXI w. przyrost produkcji energii w elektrowniach jądrowych wynika z polepszenia parametrów eksploatacyjnych istniejących reaktorów atomowych. Wzrasta głębokość wypalania paliwa jądrowego w reaktorach, systematycznie zwiększana jest niezawodność paliwa oraz wzrastają współczynniki obciążenia elektrowni, np. w Niemczech i Hiszpanii wynoszą ponad 90%⁵⁴).

W czterech z sześciu największych państw Unii Europejskiej (poza Polską i Włochami) eksploatowane są 103 reaktory – 70,5% wszystkich czynnych reaktorów jądrowych funkcjonujących w państwach Wspólnoty (tabela 2.17).

W 2007 r. Unia Europejska była największym producentem energii jądrowej na świecie (888,3 mld kWh). Większość elektrowni zbudowano w latach 70. i 80. XX w. UE wspiera prace badawczo-rozwojowe na rzecz bezpieczeństwa jądrowego, ograniczenia i przetwarzania odpadów promieniotwórczych, tworzenia składowisk odpadów i innowacji w dziedzinie technologii nuklearnych.

⁵⁴⁾ Dla nowych elektrowni przyjmuje się jako punkt odniesienia współczynnik obciążenia równy 90%.

Tabela 2.17. Elektrownie jądrowe w Unii Europejskiej oraz zapotrzebowanie na uran (2008)

Kraj	Produkcja energii elektrycznej		Reaktory czynne		Reaktory w budowie		Potrzeby uranu
	[w mld kWh]	[w %]	liczba	[w MWe]	liczba	[w MWe]	[w ton U/1 rok]
Belgia	46,0	54,0	7	5 728	0	0	1 011
Bułgaria	13,7	32,0	2	1 906	0	0	261
Czechy	24,6	30,3	6	3 472	0	0	619
Finlandia	22,5	29,0	4	2 696	1	1 600	1 051
Francja	420,1	77,0	59	63 473	1	1 630	10 527
Hiszpania	52,7	17,4	8	7 442	0	0	1 398
Holandia	4,0	4,1	1	485	0	0	98
Litwa	9,1	64,4	1	1 185	0	0	225
Niemcy	133,2	26,0	17	20 339	0	0	3 332
Rumunia	7,1	13,0	2	1 310	0	0	174
Słowacja	14,2	54,0	5	2 064	2	840	313
Słowenia	5,4	42,0	1	696	0	0	141
Szwecja	64,3	46,0	10	9 016	0	0	1 418
Węgry	13,9	37,0	4	1 826	0	0	271
Wielka Brytania	57,5	15,0	19	11 035	0	0	2 199
Unia Europejska	888,3	38,0	146	132 673	4	4 070	23 038

Źródło: opracowanie własne.

Na energetykę jądrową w Unii Europejskiej przypada ponad 1/3 (38%) wyprodukowanej energii elektrycznej i 15% zużycia we Wspólnocie energii ogółem. Przewiduje się, że do 2030 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną na świecie wzrośnie o 60%. W tym czasie z 50% do 65% wzrośnie zaspokajanie potrzeb państw członkowskich UE przez import spoza terytorium Wspólnoty.

Francja swoje bezpieczeństwo energetyczne oparła o energetykę jądrową, którą rozwija bardzo intensywnie. Firmy francuskie budują reaktory jądrowe, produkują paliwo do reaktorów oraz świadczą z tym związane wszelkiego typu usługi. Przez ostatnie 20 lat Francja pokazała Europie, że można bezpiecznie rozwijać energetykę jądrową i w ten sposób zapewnić sobie bezpieczeństwo energetyczne. W dziewiętnastu elektrowniach jądrowych eksploatowanych jest 59 reaktorów, co stanowi największą ich ilość (ponad 40%) w Unii Europejskiej (tabela 2.18). Reaktory francuskie należą do najlepszych na świecie. Na podstawie ich parametrów bezpieczeństwa sformułowane zostały wymagania Unii Europejskiej wobec nowych reaktorów jądrowych.

Łączna moc wszystkich eksploatowanych reaktorów jądrowych wynosi ponad 63 GWe. Produkują one rocznie ponad 420 mld kWh, co stanowi 78% produkowanej we Francji energii elektrycznej, a jednocześnie 45% energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownie jądrowe eksploatowane na terenie Unii Europejskiej. W 2005 r. we Francji wyprodukowano 549 mld kWh, zaś zużycie krajowe wyniosło 482 mld kWh, co dało 7 700 kWh w przeliczeniu na osobę. W ostatniej dekadzie EDF eksportowała rocznie 60-70 mld kWh. Francja jest aktualnie największym eksporterem energii elektrycznej na świecie, dzięki czemu ceny energii elektrycznej we Francji należą do najniższych w Europie. Kupują tam prąd: Austria, Belgia, Hiszpania, Holandia, Niemcy, Szwajcaria i Włochy.

Tabela 2.18. Elektrownie jądrowe we Francji (2008)

Elektrownia (ilość reaktorów)	Typ reaktora	Data uruchomienia	Moc wyjściowa [w MWe]
Belleville (2)	PWR	1988-89	2 × 1 310
Blayais (4)	PWR	1981-83	4 × 910
Bugey (4)	PWR	1979-80	2 × 920 + 2 × 900
Cattenom (4)	PWR	1987-92	4 × 1 300
Chinon (4)	PWR	1984-88	4 × 870
Chooz (2)	PWR	1996	2 × 1 455
Civaux (2)	PWR	1997-98	2 × 1 450
Cruas (4)	PWR	1984-85	4 × 880
Dampierre (4)	PWR	1980-81	4 × 890
Fessenheim (2)	PWR	1977-78	2 × 880
Flamanville (2)	PWR	1986-87	2 × 1 330
Golfach (2)	PWR	1991-94	2 × 1 310
Gravelines (6)	PWR	1980-85	6 × 910
Nogent s/Seine (2)	PWR	1988-89	2 × 1 310
Paluel (4)	PWR	1985-86	4 × 1 330
Penly (3)	PWR	1990-97	2 × 1 330 + 1 × 1 450
Saint-Alban (2)	PWR	1986-87	2 × 1 335
Saint-Laurent (2)	PWR	1983	2 × 880
Tricastin (4)	PWR	1980-81	4 × 915

Źródło: opracowanie własne.

Większość elektrowni wybudowano i uruchomiono w latach 1977-1988. Nowsze są jedynie elektrownie: Chooz, Golfach, Penly i najmłodsza Civaux. Okres eksploatacji wszystkich reaktorów 900 MWe w 2002 r. przedłużono o 10 lat, podobnie w 2006 r. o 10 lat przedłużono okres eksploatacji reaktorów o mocy 1 300 MWe. W latach 2008-2010 planowane jest zwiększenie o 3% mocy pięć reaktorów 900 MWe, a do 2015 r. o 7% wszystkich reaktorów 1 300 MWe. W każdej elektrowni funkcjonuje od dwóch do sześciu reaktorów, wszystkie typu PWR. Trzydzieści cztery z nich mają moc 900 MWe, przy czym sześć pochodzi z serii CP0 (cztery reaktory w Bugey i dwa w Fessenheim), osiemnaście z serii CP1 (Blayais, Dampierre, Gravelines i Tricastin), a pozostałe dziesięć z serii CP2 (cztery w Chinon, cztery w Cruas i dwa w Saint-Laurent). Reaktory o mocy 1 300 MWe pochodzą z serii P4 (Flamenville, Paluel i Saint-Alban) i P'4 (pozostałe), natomiast o mocy 1 450 MWe z serii N4. Największa jest elektrownia Gravelines, która została wyposażona aż w sześć reaktorów (rys. 2.13). Najmniej prądu produkują elektrownie: Saint-Laurent i najstarsza Fessenheim, co wynika z faktu, iż każda z nich dysponuje jedynie dwoma reaktorami o mocy wyjściowej 880 MWe. Najmniejszą moc wyjściową posiadają cztery reaktory funkcjonujące w elektrowni Chinon (po 870 MWe), zaś największą dwa reaktory elektrowni Chooz (po 1 455 MWe).

We Francji dominuje Electricite de France (EdF), która eksploatuje 58 z 59 funkcjonujących w tym kraju reaktorów. Wszystkie one zostały zaprojektowane i zbudowane przez firmę Framatome, we współpracy z niemieckim Siemensem. Nato-

miast firma AREVA buduje elektrownie poza Francją, m.in. w Chinach, Finlandii i RPA. Firma ta oprócz reaktorów klasy 900, 1 300 i 1 450 MWe oferuje także najnowocześniejszy na świecie reaktor typu EPR (European Power Reactor) o mocy 1 650 MWe, opracowany także przez Framatome i Siemens'a. Pierwszy blok tego typu budowany jest (etap budowy potrwa 54 miesiące) we francuskim Flamenville (rys. 2.13), obok funkcjonujących tam dwóch reaktorów o mocy 1 300 MWe, a jego uruchomienie przewiduje się na połowę 2012 r. Do 2015 r. AREVA planuje rozpoczęcie budowy około 40 tego typu obiektów. Natomiast EdF ogłosiła, iż po 2020 r. planuje wymianę wszystkich swoich 58 reaktorów na reaktory typu EPR o mocy 1 650 MWe. Zamiar ten ma zostać potwierdzony ok. 2015 r. po uzyskaniu pierwszych doświadczeń z eksploatacji reaktora we Flamenville.

W okolicach Marsylii budowany jest pierwszy na świecie międzynarodowy eksperymentalny reaktor termojądrowy ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor). W jego działaniu wykorzystywane będą reakcje fizyczne, jakie mają miejsce na Słońcu i w przestrzeni kosmicznej (reakcje syntez termojądrowych). Zakończenie budowy planowane jest ok. 2018 r.

Francuskie elektrownie jądrowe zużywają łącznie połowę uranu niezbędnego do funkcjonowania energetyki jądrowej w całej Unii Europejskiej, tj. ponad 10 000 t rocznie. Uran ten sprowadzany jest głównie z Kanady (4 500 t/rok) i Nigru (3 200 t/rok), a ponadto z: Australii, Chin, Rosji, Kazachstanu, Namibii, i RPA. Ruda uranu przetwarzana jest na paliwo do elektrowni jądrowych w zakładach Comurhex, których moc produkcyjna wynosi 14 000 t/rocznie.

Odpadami radioaktywnymi zarządza agencja ANDRA, która posiada podziemne laboratorium we wschodniej Francji. ANDRA przygotowuje także ekspertyzy dla rządu i parlamentu, które wykorzystywane są przy określaniu kierunku podejmowanych działań. M.in. w oparciu o nie w 2006 r. zatwierdzony został 15-letni program zarządzania odpadami i materiałami radioaktywnymi.



Rysunek 2.13. Elektrownia jądrowa we Flamenville (*Źródło: Annual Report 2007, ASN, Paryż 2008, s. 336*)

W Hiszpanii w 2005 r. produkcja energii elektrycznej wynosiła 295 mld kWh, w tym 20% pochodziło z elektrowni jądrowych. W 2007 r. energetyka jądrowa dostarczyła 17,4% energii elektrycznej (52,7 mld kWh), co było najniższym poziomem od wielu lat. Na 75 GWe mocy w elektrowniach jądrowych zainstalowane jest 7,6 GWe. Dla przykładu łączna moc hiszpańskich elektrowni wiatrowych w 2006 r. wynosiła 11,6 GWe. Ok. 2% energii elektrycznej jest co roku importowane z Francji, przy czym podobna ilość jest eksportowana do Portugalii. Hiszpania ogłosiła moratorium na dalszy rozwój energetyki jądrowej, z zamiarem zaprzestania inwestycji w ten dział energetyki i likwidacji działających elektrowni. Aktualnie zamiary te są weryfikowane, a funkcjonujących sześć elektrowni jądrowych z ośmioma reaktorami nadal jest eksploatowane (tabela 2.19).

Wszystkie aktualnie eksploatowane w Hiszpanii reaktory, oprócz reaktora w Santa Maria de Garona, zbudowane zostały w latach 1981-1988. Wyżej wymieniony reaktor

Tabela 2.19. Elektrownie jądrowe funkcjonujące w Hiszpanii (2008)

Elektrownia (ilość reaktorów)	Typ reaktora	Data uruchomienia	Moc wyjściowa [w MWe]
Almaraz (2)	PWR	1981-84	892 + 894
Asco (2)	PWR	1984-86	898 + 899
Cofrentes (1)	BWR	1985	951
St Maria de Garona (1)	BWR	1982	438
Trillo (1)	PWR	1988	999
Vandellos (1)	PWR	1988	961

Źródło: opracowanie własne.

Każdego roku 1 600 t uranu na potrzeby hiszpańskich elektrowni jest sprowadzane z: Australii, Rosji, Kazachstanu, Kanady, Namibii, Nigru. Hiszpańska firma ENUSA posiada 10% udziału w wydobywaniu złóż uranu w Nigrze. Uran był także wydobywany w Hiszpanii, ale po zakończeniu wydobywania w 2000 r. ród uranu w prowincji Salamanka aktualnie trwają poszukiwania nowych złóż, w których uczestniczą firmy z Australii i Kanady.

ENUSA produkuje paliwo do eksploatowanych w hiszpańskich elektrowniach jądrowych reaktorów typu BWR i PWR. Do zarządzania odpadami radioaktywnymi powołana została państwowa spółka ENRESA. Plan postępowania z odpadami z elektrowni jądrowych uchwalony został przez parlament w 1999 r. Zakłada on 40 lat eksploatacji elektrowni i szacuje, że w tym czasie zostanie wytworzonych 200 000 m³ odpadów nisko- i średnioaktywnych oraz 10 000 m³ wysokoaktywnych. Decyzja o lokalizacji głębokiego składowiska odpadów wysokoaktywnych zostanie podjęta po 2010 r. ENRESA w El Cabril eksploatuje składowisko odpadów nisko- i średnioaktywnych, które do 2010 r. zostanie rozbudowane. Wszystkie działania w powyższym zakresie są nadzorowane przez biuro bezpieczeństwa nuklearnego CSN (Consejo de Seguridad Nuclear).

Jednym z największych na świecie konsumentów energii elektrycznej, którą produkują we własnym zakresie są Niemcy. W 2006 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła u nich 633 mld kWh (6 300 kWh/osobę), z czego połowa została wyprodukowana w elektrowniach węglowych. Wdrożono także intensywny program rozwoju energetyki odnawialnej, której udział ma wzrosnąć do 20% w 2030 r. Pod względem ilości energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie jądrowe oraz

typu BWR z 1968 r. zostanie wyłączony w 2009 r. Dla pozostałych reaktorów opracowano program zwiększenia ich mocy o 13%. Dotychczas do 112% zwiększono moc reaktora w Cofrentes, a plan zakłada jej wzrost do 120% w ciągu najbliższych 10 lat. Aktualnie o 5% zwiększana jest moc reaktora w Almaraz.

Każdego roku 1 600 t uranu na potrzeby hiszpańskich elektrowni jest sprowadzane z: Australii, Rosji, Kazachstanu, Kanady, Namibii, Nigru.

mocy wyjściowej funkcjonujących w nich reaktorów Niemcy zajmują drugie miejsce w Unii Europejskiej (tabela 2.20). W kraju tym pracuje aktualnie siedemnaście reaktorów jądrowych, o łącznej mocy 20 303 MWe. W 2007 r. wyprodukowały one 133 mld kWh, co stanowiło 26% całej wytworzonej w Niemczech elektryczności. Najmłodszy reaktor jądrowy został wdrożony do eksploatacji w 1989 r. Wszystkie reaktory, spośród których sześć jest typu BWR, a jedenaście PWR, zostały zbudowane przez firmę Siemens.

Tabela 2.20. Niemieckie elektrownie jądrowe (2008)

Elektrownia (ilość reaktorów)	Typ reaktora	Data uruchomienia	Moc wyjściowa [w MWe]
Biblis (2)	PWR	1975-77	1 146 + 1 240
Brokdorf (1)	PWR	1986	1 326
Brunsbuettel (1)	BWR	1977	771
Emsland (1)	PWR	1988	1 290
Grafenrheinfeld (1)	PWR	1982	1 275
Grohnde (1)	PWR	1985	1 325
Gundremmingen (2)	BWR	1984-85	1 284 + 1 248
Isar (2)	BWR + PWR	1979-88	870 + 1 330
Kruemmel (1)	BWR	1984	1 260
Neckar (2)	PWR	1976-89	785 + 1 269
Philippsburg (2)	BWR + PWR	1980-85	864 + 1 336
Unterweser (1)	PWR	1979	1 255

Źródło: opracowanie własne.

W 2002 r. rząd koalicji SPD i Partii Zielonych podjął decyzję o całkowitej likwidacji niemieckiej energetyki jądrowej, motywując swoją decyzję wysokim ryzykiem awarii reaktorów jądrowych. Gdy przemysł zażądał pokrycia strat wynikających z zamknięcia elektrowni przed terminem, obecny rząd koalicji CDU/CSU i SPD wydłużył okres ich eksploatacji, przy czym decyzji poprzedników nie cofnął, zabraniając jednocześnie budowy nowych elektrowni jądrowych. Był to warunek SPD wyrażenia zgody na przedłużenie działalności istniejących elektrowni. Wyłączono dwa stare reaktory, a kolejny ma zostać wyłączony pod koniec bieżącego roku. W 2022 r. ma zostać wyłączony ostatni z nich, gdyż okres eksploatacji wszystkich został określony na 32 lata. Rozważa się obecnie możliwość przedłużenia tego okresu do 40 lat, a w indywidualnych przypadkach – do 60 lat. Jeśli decyzja o przedłużeniu powyższego okresu nie zapadnie, to zgodnie z obowiązującym stanem prawnym w 2009 r. zakończona zostanie eksploatacja czterech reaktorów, które rozpoczęły pracę w latach 1975-1977, o łącznej mocy 4 GWe. W związku z bardzo dobrymi wynikami pracy elektrowni jądrowych możliwe jest wycofanie restrykcji prawnych. Jednak zdaje się, iż rozwiązanie dylematu, czy godzić się na dalsze uzależnienie od rosyjskiego gazu, czy rozwijać własną energetykę jądrową, odłożono na później. Aktualnie w związku z podjętymi zobowiązaniami wobec Rosji pierwszeństwo ma budowa gazociągu *Bałtyckiego*, wspierana jest także budowa elektrowni gazowych. Niemcy współpracują także z Francją w rozwoju zaawansowanego technologicznie reaktora EPR.

Cały uran na potrzeby elektrowni niemieckich (w 2007 r. w ilości 3 332 t) jest importowany. Sprowadzany jest z: Australii, Chin, Rosji, Kazachstanu, Kanady, Nigru, RPA i USA. Większość reaktorów pracuje na paliwie jądrowym typu MOX (Mixed Oxide).

Za bezpieczeństwo radiacyjne odpowiedzialne jest biuro BfS (Bundesamt für Strahlenschutz), które odpowiada m.in. za budowę i eksploatację repozytorium docelowego dla odpadów z wysokim poziomem radioaktywności. Firmą, która aktualnie realizuje powyższy projekt jest DBE Technology GmbH. Repozytorium jest budowane w Morsleben, a do użytku ma zostać oddane w 2013 r.

Produkcja energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii wynosi rocznie ok. 400 mld kWh przy 74 GWe mocy zainstalowanej w elektrowniach. Ponadto ok. 8 mld kWh jest importowane. Roczne zużycie kształtuje się na poziomie 355 mld kWh, co daje 5 750 kWh/osobę.

W 2006 r. reaktory jądrowe wygenerowały 19% wytworzonej w Wielkiej Brytanii energii elektrycznej (69 mld kWh z 380 mld kWh), w porównaniu do 36% z elektrowni gazowych i 30% z elektrowni węglowych. W 2007 r. produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych była jeszcze mniejsza (15%) i wynosiła 57,5 mld kWh.

Pierwszy komercyjny reaktor jądrowy został uruchomiony w Wielkiej Brytanii w 1956 r. w Calder Hall (typu GCR o mocy 50 MWe). Aktualnie w tym kraju dyskutuje się o możliwości podwyższenia mocy i wydłużenia okresu eksploatacji istniejących elektrowni (tabela 2.21) lub budowy nowych.

Dziewiętnaście funkcjonujących reaktorów posiada łączną moc 11 GWe. Ponadto ok. 3% energii elektrycznej zużywanej na wyspach stanowi import.

Na fali prywatyzacji sektora energetycznego, w 1996 r. wszystkie brytyjskie elektrownie jądrowe przekazano spółce skarbu państwa BNFL (British Nuclear Fuels Ltd),

Tabela 2.21. Elektrownie jądrowe funkcjonujące w Wielkiej Brytanii (2008)

Elektrownia (ilość reaktorów)	Typ reaktora	Data uruchomienia	Moc wyjściowa [w MWe]
Dungeness (2)	AGR	1985-86	2 × 545
Hartlepool (2)	AGR	1984-85	2 × 595
Heysham (4)	AGR	1985-89	4 × 615
Hinkley (2)	AGR	1976-78	620, 600
Hunterston (2)	AGR	1976-77	610, 605
Oldbury (2)	Magnox	1967-68	2 × 217
Sizewell (1)	PWR	1995	1196
Torness (2)	AGR	1988-89	2 × 625
Wylfa (2)	Magnox	1971-72	2 × 490

Źródło: opracowanie własne.

która przejęła także wszystkie elementy cyklu paliwowego. W 2007 r. 39% akcji spółki BNFL zostało sprywatyzowane.

Do 2023 r. ze względu na wyeksploatowanie, obecnie funkcjonujące reaktory zostaną wyłączone (pierwsze dwa w Oldbury już w bieżącym roku, a dwa kolejne w Sylfa w 2010 r.), oprócz reaktora w elektrowni Sizewell, którego eksploatacja jest obecnie planowana do 2035 r. W związku z powyższym rozważana jest budowa nowych elektrowni jądrowych. Swoje propozycje w tym zakresie do BNFL zgłosiły już firmy: Areva wspólnie z EDF (budowa reaktora EPR o mocy 1 600 MWe), Westinghouse (reaktor AP1000), Atomic Energy (reaktor ACR-1000), a także E.On i GE-Hitachi Nuclear Energy. Uwzględniając 5,5-letni okres planowania, termin rozpoczęcia budowy określono wstępnie na 2013 r., a włączenie pierwszej nowej elektrowni do komercyjnej eksploatacji w 2020 r. Areva zgłosiła gotowość wybudowania w tym czasie od czterech do sześciu reaktorów, EDF czterech, a Westinghouse sześciu.

Eksplatacja reaktorów Magnox pierwotnie planowana była na 30 lat, ale w pojedynczych przypadkach może zostać wydłużona nawet do 50 lat. Reaktory drugiej generacji typu AGR (Advanced Gas-cooled Reactor), w przeciwieństwie do Magnox, które były budowane także we Francji (po jednym sprzedano do Włoch i Japonii), są eksploatowane wyłącznie w Wielkiej Brytanii. Mają prawie dwukrotnie wyższą wydajność cieplną – 40% wobec 22% – od swoich poprzedników. W 1995 r. zbudowano w Wielkiej Brytanii, jak dotąd jedyny, reaktor typu PWR (miał być jednym z czterech).

Firma eksploatująca elektrownie jądrowe sprowadza uran z: Australii, Rosji, Kazachstanu, Kanady, Namibii, RPA i USA. Paliwo do reaktorów typu Magnox⁵⁵⁾, AGR i PWR produkowane jest w Springfields, a paliwo do tego ostatniego także kupowane na wolnym rynku. Przetwarzanie wypalonego paliwa jądrowego następuje w zakładzie w Sellafield.

Odpady jądrowe o niskiej aktywności składowane są w Drigg In Cumbria blisko Sellafield, o średniej aktywności w Sellafield, zaś o wysokiej aktywności, po przetworzeniu w zakładzie w Sellafield przechowywane są w stalowych pojemnikach w silosach (przez okres 50 lat). W 2006 r. rekomendowano budowę głębokiego składowiska geologicznego dla długotrwałego przechowywania odpadów wysoko- i średnioaktywnych. Poszukiwana jest lokalizacja na przechowywanie ok. 470 000 m³ odpadów, która musi zostać uzgodniona z administracją lokalną. W czerwcu rząd opublikował założenia budowy takiego składowiska w dokumencie pt. *Managing Radioactive Wastes Safety – a framework for implementing geological disposal*.

Poza wyżej wymienionymi członkami Unii Europejskiej elektrownie jądrowe eksploatowane są w jedenastu państwach. Można je podzielić na trzy grupy:

- Belgia, Litwa, Słowacja – ponad 50% produkowanej w nich energii elektrycznej pochodzi z elektrowni jądrowych (do grupy tej z państw przedstawionych powyżej należą: Francja i Hiszpania),
- Bułgaria, Czechy, Finlandia, Słowenia, Szwecja i Węgry – państwa te w elektrowniach jądrowych produkują 20-50% wytwarzanej u siebie energii elektrycznej (do grupy tej zaliczają się także Niemcy),
- Holandia i Rumunia – poniżej 20% produkowanej w nich energii elektrycznej pochodzi z elektrowni jądrowych (do tej grupy państw należy Wielka Brytania).

Belgia kontynuuje politykę likwidacji swoich elektrowni jądrowych. W 2004 r. ogłosiła nowe studium polityki energetycznej, które zakłada odejście od energetyki jądrowej do 2030 r. Pierwsza z siedmiu eksploatowanych elektrowni ma zostać zamknięta w 2015 r. W 2006 r. rząd podjął decyzję o lokalizacji w Dessel powierzchniowego składowiska odpadów o krótkim okresie półtrwania i niskim lub średnim poziomie radioaktywności, które ma wejść do eksploatacji w latach 2015-2020. Powołana specjalna komisja w raporcie ze swych prac rekomenduje pozostawienie opcji nuklearnej jako otwartej, do ponownego przemyślenia.

Bułgarzy doceniając rolę odgrywaną przez energetykę jądrową podjęli debatę nad jej przyszłością w swoim kraju. Eksploatując dwa reaktory jądrowe w elektrowni jądrowej w Kozłoduju, budują nowy blok WWER-1000 w Belene, którego włączenie do eksploatacji planowane jest na 2011 r. Produkowana w bułgarskich jądrowych blokach energetycznych energia elektryczna dostarczana jest do Grecji, Turcji, Albanii, Kosowa i Serbii.

⁵⁵⁾ Ostatnia partia paliwa do reaktorów Magnox została wyprodukowana w 2007 r. i będzie użyta w latach 2009-2010.

Czechy podjęły na nowo debatę na temat swojej polityki dotyczącej energetyki jądrowej. Planują zmniejszenie obciążenia środowiska, redukcję emisji dwutlenku węgla oraz ograniczenie zależności od importu energii pierwotnej poprzez wzrost udziału energetyki jądrowej w bilansie energetycznym kraju. Do 2030 r. obok sześciu eksploatowanych reaktorów w elektrowniach Dukovany i Temelin planowana jest budowa nowej elektrowni jądrowej o mocy 1 200 GWe. Trwa budowa składowiska paliwa wypalonego w głębokich pokładach geologicznych, którego oddanie do użytku planowane jest na 2025 r.

Finlandia eksploatuje cztery reaktory jądrowe, które w 2007 r. dostarczyły 28% energii elektrycznej. Budowę nowego reaktora jądrowego rozpoczęto w 2005 r. w Olkiluoto (oddanie do eksploatacji planowane jest na 2011 r.). Ponadto trzy różne firmy energetyczne złożyły kolejne wnioski o zezwolenie na budowę kolejnych elektrowni jądrowych.

Holandia w najmniejszym stopniu wykorzystuje energetykę jądrową spośród państw Unii Europejskiej, eksploatując tylko jeden reaktor jądrowy w Borssele, który produkuje jedynie 3,5% całkowitej energii elektrycznej. Okres eksploatacji reaktora przedłużono do 2033 r. (pierwotnie miał pracować do 2003 r.).

Przed wstąpieniem do Unii Europejskiej wymuszono na Litwie zamknięcie wszystkich pracujących tam reaktorów. Pierwszy reaktor jądrowy zamknięto w 2004 r. i aktualnie pracuje tam jeden reaktor o mocy 1 185 MWe. Jego termin zamknięcia określono na 2009 r., w związku z czym Litwa zostanie wówczas pozbawiona energetyki jądrowej. Aktualnie, by nie dopuścić do pełnego uzależnienia gospodarki od rosyjskich nośników energii, litewski rząd podjął z Komisją Europejską próbę negocjacji zmierzających do przedłużenia pracy obecnie eksploatowanego reaktora. W celu wsparcia swych działań rząd w Wilnie zamierzał przeprowadzić 12.10.2008 r. referendum konsultacyjne, w którym obywatele Litwy mieli wypowiedzieć się, czy są za przedłużeniem pracy elektrowni. Jednak wydaje się, że wydłużenie pracy reaktora, którego likwidacja była jednym z warunków przystąpienia Litwy do Unii Europejskiej, nie jest możliwa, gdyż wymagałoby to zmiany traktatu akcesyjnego oraz jego ponownej ratyfikacji przez wszystkie kraje członkowskie Wspólnoty. Nie czekając na decyzje w powyższej sprawie Litwa podjęła działania zmierzające do budowy interkonektora (400 kV) swojej sieci energetycznej ze szwedzką, zaś kolejne łącze, tzw. most energetyczny (400 kV) zostanie do 2015 r. zbudowane pomiędzy Litwą, a Polską. Do 2015 r. ma zostać uruchomiony nowy reaktor w elektrowni w Ignalinie (docelowo dwa, o mocy 1 600 MWe każdy), który będzie budowany przez konsorcjum firm z Polski, Litwy, Łotwy i Estonii.

Rumunia posiada dwa najmniejsze reaktory jądrowe w Europie. Funkcjonują one w elektrowni jądrowej Cernavoda. Planowana jest rozbudowa elektrowni o dalsze trzy bloki, których oddanie do eksploatacji ma nastąpić przed 2015 r. Słowacja w dwóch elektrowniach jądrowych (Bohunice i Mohovce) eksploatuje pięć reaktorów, z których jeden zostanie wyłączony w bieżącym roku. Elektryczność w nich generowana jest dwukrotnie tańsza niż pochodząca z innych źródeł energii w tym kraju. Aktualnie Słowacja buduje dwa nowe reaktory jądrowe (Mohovce 3 i 4). Słowenia wspólnie z Chorwacją jest właścicielem reaktora w Krsko. Wytwarzana w nim energia elektryczna pokrywa 40% zapotrzebowania Słowenii na energię. Szwecja eksploatuje dziesięć elektrowni jądrowych, w których produkuje energię zaspokajającą 50% jej zapotrzebowania na energię elektryczną. Na Węgrzech planowane jest przedłużenie o 20 lat okresu eksploatacji wszystkich czterech funkcjonujących tam reaktorów, który pierwotnie miał się zakończyć w latach 2013-2017. W wyniku prac modernizacyjnych zwiększono ich moc.

Z powyższego wynika, że w ciągu najbliższych 20 lat należy spodziewać się w państwach Unii Europejskiej znacznych inwestycji w wymianę często przestarzałych instalacji energii jądrowej.

Zużycie energii elektrycznej w 2005 r. wyniosło we Włoszech 330 mld kWh, co w przeliczeniu na osobę przekroczyło 5 640 kWh/rok. W 2006 r. elektrownie o łącznej mocy 81 GWe wyprodukowały 315 mld kWh. Dodatkowo z zagranicznych elektrowni jądrowych (głównie francuskich) importowano 50,3 mld kWh. Krajowa produkcja energii elektrycznej oparta jest na importowanym gazie ziemnym i także ropie naftowej, w efekcie czego cena prądu jest we Włoszech o 45% wyższa niż wynosi średnia cena w Unii Europejskiej. Włochy są jedynym krajem grupy G8 najbogatszych państw świata, który nie posiada własnych elektrowni jądrowych oraz największym importerem energii elektrycznej na świecie.

To fenomen w Unii Europejskiej, będąc samowystarczalne energetycznie jedynie w 12%, a w pozostałym zakresie uzależnione od importu energii oraz surowców niezbędnych do jej wytwarzania, Włochy 12% energii kupują z ośmiu zagranicznych elektrowni jądrowych, zaś pozostałe 76% produkują samodzielnie, ale przy użyciu surowców zakupionych za granicą. Proporcje te można sobie bardziej uzmysłwić wiedząc, że we Włoszech rocznie zużywa się tyle energii elektrycznej, co w całej Afryce, zaś do jej produkcji zużywa więcej gazu ziemnego niż w całej Ameryce Południowej. W efekcie, w latach 1999-2007 we Włoszech o 12,1% wzrosła emisja gazów cieplarnianych, przy spadku o 7,2% w tym samym okresie w Unii Europejskiej.

Przed awarią elektrowni w Czarnobylu we Włoszech eksploatowano cztery elektrownie jądrowe w: Caorso, Garigliano, Latinie i Trino Vercaliese. W 1987 r. przeprowadzono referendum, w którym 71% Włochów opowiedziało się przeciw energii jądrowej. Elektrownie jądrowe zamknięto, zaś odpady wywieziono do Francji. Włochy wyrzekając się energii jądrowej zdecydowały się na import energii elektrycznej i ponoszą koszty tej decyzji, przez co ceny energii w tym kraju są dużo wyższe niż w sąsiednich krajach korzystających z własnych elektrowni jądrowych i (obok Danii, która nie rozwinęła dotychczas energetyki jądrowej) należą do najwyższych w Europie. O tym, że był to nierozważny krok przekonuje argument, że i tak Włosi są narażeni na ewentualne promieniowanie trzynastu elektrowni jądrowych, które znajdują się w odległości ok. 200 km od granic ich kraju.

Jednym z pomysłów na zmianę powyższej sytuacji było powołanie w 2005 r. włosko-francuskiej spółki joint venture firm ENEL i EdF, która wybuduje reaktor we Francji, a 200 MWe z wyprodukowanej energii dostarczy do Włoch. Rozważane jest także rozpoczęcie w ciągu najbliższych pięciu lat budowy elektrowni jądrowych we Włoszech. Ponadto włoski ENEL wykupił pakiet 66% akcji słowackich elektrowni jądrowych oraz wsparł finansowo budowę nowego reaktora w tamtejszej elektrowni Mochovce, o mocy 942 MWe, którego budowa zostanie zakończona w 2012 r.

W 2006 r. bloki energetyczne o mocy 32 GWe wyprodukowały w Polsce 161,7 mld kWh energii elektrycznej, zdecydowaną większość (94%) w elektrowniach węglowych. Do 2025 r., w związku z dynamicznym rozwojem gospodarki, przewidywany jest wzrost o 90% zużycia energii elektrycznej, przy czym spodziewany jest wzrost restrykcyjności Unii Europejskiej w zakresie kontroli ilości emisji dwutlenku węgla.

W 2005 r. Rząd RP zdecydował o dywersyfikacji źródeł energii oraz redukcji emisji CO₂. Obu tym celom służy wdrożenie w kraju programu budowy kilku elektrowni jądrowych. Przeprowadzone w 2006 r. studium wskazuje potrzebę budowy reaktorów o łącznej mocy 11,5 GWe, przy czym 4,5 GWe jest potrzebne do zaspokojenia najpil-

niejszych potrzeb gospodarki, a pozostałe do odtworzenia przewidzianych do wyłączenia elektrowni węglowych, którym wyczerpał się docelowy reśurs eksploatacyjny.

Podpisane zostało porozumienie o budowie na Litwie do 2015 r. wspólnie z państwami Bałtyckimi nowej elektrowni jądrowej w Ignalinie, jej moc wyniesie 3 200 MWe. Ponadto do 2015 r. zostanie wybudowany most energetyczny (400 kV) pomiędzy Litwą i Polską.

Polska aktualnie nie eksploatuje elektrowni jądrowych, posiada jednak inne tego typu obiekty. Są to:

- reaktor badawczy MARIA wraz z basenem technologicznym eksploatowany przez Instytut Energii Atomowej w Świerku (rys. 2.14),
- przechowalniki wypalonego paliwa jądrowego zlokalizowane w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych w Świerku,
- Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych w Różanie.



Rysunek 2.14. Ośrodek jądrowy w Świerku koło Warszawy (Źródło: *Działalność prezesa Państwowej Agencji Atomistyki oraz ocena stanu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w Polsce w 2006 roku*, PAA, Warszawa 2007, s. 79)

W Polsce istnieją dwa wodne przechowalniki wypalonego paliwa. Jeden z nich służy do przechowywania niskowzbożonego wypalonego paliwa z pierwszego okresu eksploatacji reaktora EWA, niektórych stałych odpadów pochodzących z likwidacji reaktora EWA i eksploatacji reaktora MARIA, a także zużytych źródeł promieniowania gamma o dużej aktywności. Drugi służy do przechowywania wysokowzbożonego paliwa pochodzącego z eksploatacji reaktora EWA. Powyższymi przechowalnikami zarządza Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Promieniotwórczych, który oprócz gospodarki wypalonym paliwem jądrowym zajmuje się także odbiorem od użytkowników w kraju, transportem, przetwarzaniem i składowaniem innych odpadów promieniotwórczych.

ZUOP zarządza także Krajowym Składowiskiem Odpadów Promieniotwórczych, które jest składowiskiem powierzchniowym przeznaczonym do ostatecznego składowania krótkotrwałych odpadów nisko- i średnioaktywnych, których okres połowicznego rozpadu izotopów jest krótszy niż 30 lat. Do opinii publicznej docierają informacje, że konieczne jest zlokalizowanie i wybudowanie nowego składowiska odpadów nisko- i średnioaktywnych, gdyż składowisko w Różanie powinno zostać zamknięte z powodu wypełnienia.

Niezbędne jest wybudowanie w Polsce głębokiego składowiska geologicznego do składowania wysokoaktywnych odpadów oraz instalacji czasowego przechowywania tych odpadów (lub ich ekwiwalentu) w okresie przed wybudowaniem składowiska ostatecznego. Kilka miejsc odpowiadających wymaganiom głębokich składowisk geologicznych na terenie naszego kraju zostało zlokalizowanych w złożach solnych (z okresu Permu lub wcześniejszych) na głębokości ponad 700 m pod powierzchnią. Taka głębokość gwarantuje, że nawet w przypadku wycieku substancji promieniotwórczych, ich przesączenie się na powierzchnię nastąpi nie wcześniej niż po 100 tys. lat, a więc długo po całkowitym rozpadzie zawartych w nich izotopów. Opcję ewentualnego przechowywania takich odpadów w innych krajach na zasadach komercyjnych należy zdaniem autora wykluczyć ze względu na długi okres procesu oraz związane z tym wysokie koszty, które w chwili obecnej są trudne do oszacowania. Budowa składowiska głębokiego przed rozpoczęciem eksploatacji elektrowni jądrowych w Polsce nie jest wymagana i ze względu na koszty stanowiłaby wyraz zbędnej ekstrawagancji.

Wszystkie powyższe obiekty muszą być odpowiednio chronione, by przechowywane w nich materiały radioaktywne nie dostały się w ręce terrorystów, co mogłoby stanowić zagrożenie dla społeczności międzynarodowej. Problem ten mógłby zostać zminimalizowany, gdyby do celów energetyki jądrowej używany był uran niskowzbożony (o zawartości ^{235}U powyżej 20%). W Instytucie Energii Atomowej podjęto działania w tym kierunku. W 2007 r. podpisane zostało *Porozumienie między Rzeczpospolitą Polską, Stanami Zjednoczonymi i Międzynarodową Agencją Energii Atomowej w sprawie dostarczania niskowzbożonego paliwa jądrowego*⁵⁶). Ponadto Federacji Rosyjskiej przekazano 35 nienapromieniowanych w reaktorze wysokowzbożonych elementów paliwowych oraz podjęto działania w celu przekazania wypalonego paliwa z reaktorów EWA i MARIA.

Polska zgłosiła akces do wspólnej budowy w Ignalinie na Litwie nowego bloku jądrowego z reaktorem PWR, we współpracy z Litwą, Łotwą i Estonią. W Polityce energetycznej do 2025 r. dla produkcji energii elektrycznej przewidziano opcję jądrową obok dalszego korzystania z technologii węglowej. Za zasadne uznaje się w niej do 2030 r. oddanie do eksploatacji co najmniej trzech bloków jądrowych z reaktorami PWR o mocy 1 500 MWe każdy.

⁵⁶) W 2004 r. na forum Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (IAEA) w Wiedniu została przedstawiona przez USA inicjatywa w sprawie ograniczenia zagrożeń globalnych (*GTRI – Global Threat Reduction Initiative*), której celem jest usunięcie lub zabezpieczenie materiałów jądrowych, tak by nie stanowiły zagrożenia dla społeczności międzynarodowej, poprzez rozwój istniejących programów kontroli, ochrony fizycznej, zabezpieczenia i odzyskiwania materiałów jądrowych i promieniotwórczych, a także przez zminimalizowanie i – docelowo – wyeliminowanie z użycia do celów pokojowych wysokowzbożonego uranu (HEU) i zastąpienie go uranem niskowzbożonym (LEU) – udział w programie zadeklarowało ponad 20 państw (w tym Polska).

Według danych pochodzących z państw OECD, czas budowy bloków energetycznych opalanych węglem wynosi ok. 4 lata, gazem – 3 lata, a reaktorów jądrowych – 10 lat. Staranne przygotowanie budowy i wprowadzenie systemu prefabrykacji elementów elektrowni jądrowych umożliwi skrócenie czasu ich budowy nawet do 36 miesięcy. Nowoczesne reaktory jądrowe wymagają znacznie mniej układów bezpieczeństwa i ich składników, co także ułatwia budowę oraz skraca jej czas. Natomiast dzięki wykorzystaniu sił naturalnych, np. siły grawitacji lub konwekcji wyeliminowano układy zasilania awaryjnego (generatory Diesla i ich układy pomocnicze zaopatrujące generatory w paliwo, smary i wodę). Należy podkreślić, że wszystkie kwestie sporne trzeba wyjaśnić zanim rozpocznie się budowa, jednak gdy zostanie wydana licencja, jest ona ważna i na budowę i na eksploatację łącznie. Oznacza to, że jeśli inwestor zrealizuje warunki zawarte w licencji, to nie można zabronić mu uruchomienia elektrowni.

Dominującym elementem kosztu wytworzenia energii elektrycznej w elektrowni jądrowej są nakłady inwestycyjne, zaś ok. 90% owych nakładów przypada na ostatnie 5 lat budowy elektrowni. Koszty te powinny być uwzględnione w kosztach energii elektrycznej, podobnie jak stopa dyskonta oraz inne koszty ponoszone przez producenta energii, łącznie z podatkami. Do obliczeń odnośnie zwrotu kosztów budowy zdaniem autora należy przyjąć okres 40 lat użytecznej pracy (amortyzacji) oraz aktualnie przyjmowany w większości elektrowni jądrowych współczynnik obciążenia 90%. Likwidacja elektrowni jądrowej trwa zwykle 10 lat i obejmuje m.in.: działania związane z wyłączeniem elektrowni, demontaż, gospodarkę odpadami (usuwanie i przechowywanie), bezpieczeństwo na terenie elektrowni (nadzór i konserwacja) oraz przywrócenie terenu do stanu używalności (oczyszczenie i przywrócenie walorów krajobrazowych). Argumentem za wliczaniem kosztów likwidacji elektrowni do wydatków eksploatacyjnych jest potrzeba stworzenia specjalnego funduszu na ten cel, który powinien być tworzony na podstawie składek rocznych płaconych przez elektrownie. Jest to powszechna praktyka w krajach eksploatujących elektrownie jądrowe⁵⁷⁾. Wszystkie koszty, poza nakładami inwestycyjnymi, są to kwoty niewielkie, które nie mają istotnego wpływu na cenę 1 kWh, zaś gromadzone systematycznie dają w efekcie duże sumy i nie obciążają budżetu państwa.

Przy powyższych założeniach energia jądrowa jest tańsza niż energia produkowana w elektrowniach węglowych, a po ostatnim wzroście cen surowców ropopochodnych, wielokrotnie tańsza niż energia pochodząca z elektrowni gazowych lub opalanych ropą naftową. Uwzględniając opłaty za emisję CO₂ energia jądrowa jest znacznie tańsza od pochodzącej z paliw węglowodorowych. Do kosztów produkcji energii elektrycznej w tych elektrowniach zwykle nie dolicza się kosztów związanych z usuwaniem odpadów i likwidacji elektrowni oraz traktuje je jako koszty zewnętrzne ponoszone przez społeczeństwo. Koszty te w przypadku energii jądrowej są mniejsze niż jedna dziesiąta kosztów zewnętrznych ponoszonych przy spalaniu węgla (koszty związane z utratą zdrowia, skróceniem życia i szkodami dla środowiska). Jeśli koszty te (koszty społeczne, zdrowotne, środowiskowe) zostaną uwzględ-

⁵⁷⁾ Na świecie dotychczas zamknięto ok. 120 elektrowni jądrowych, 285 reaktorów badawczych, 100 innych instalacji, w tym zakładów produkcji paliwa jądrowego i przerobu paliwa wypalnego, a także przeprowadzono likwidację 17 elektrowni jądrowych, A. Strupczewski, *Aspekty ekonomiczne elektrowni jądrowych*, s. 15.

nione, to energia jądrowa jest energią zdecydowanie najtańszą⁵⁸⁾ i to bez kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych, które także należy uwzględnić.

2.5.3. Energia jądrowa a ochrona środowiska

Spalenie w elektrowni konwencjonalnej 1 mln t węgla kamiennego powoduje emisję 2 mln t dwutlenku węgla (CO₂), 35 tys. t dwutlenku siarki (SO₂), 6 tys. t tlenków azotu (NO_x) oraz 20 tys. t pyłów, a także skutkuje wywiezieniem na wysypiska 300 tys. t popiołów. Jeszcze większe ilości szkodliwych substancji powstają w wyniku spalania węgla brunatnego, który jest zwłaszcza źródłem znacznie większych ilości popiołów. Elektrownia węglowa o mocy 1 000 MWe zużywa rocznie 3 mln t surowca, przy wydobyciu którego statystycznie śmierć pod ziemią ponosi trzech górników, a wypadki często zdarzają się także podczas jego transportu z kopalni do elektrowni. Znacznie więcej osób rocznie umiera z powodu zanieczyszczenia środowiska emitowanymi ww. substancjami szkodliwymi, jednak wyniki badań w tym zakresie nie są upubliczniane, a elektrownie węglowe nie muszą zawinionych przez siebie kosztów leczenia ludności doliczać do ceny produkowanej energii. Pełne usuwanie dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów ze spalin elektrowni węglowych jest warunkiem niezbędnym wyeliminowania ich negatywnego wpływu na zdrowie i życie ludzi oraz na środowisko naturalne. Elektrownie węglowe powinny także w całości ponosić koszty zagospodarowania wytwarzanych przez siebie popiołów oraz emitowanego do atmosfery dwutlenku węgla. Opłaty za szkodliwe oddziaływanie CO₂ na środowisko ponoszone będą na rzecz społeczności międzynarodowej. Należałoby rozważyć wprowadzenie finansowanego przez elektrownie węglowe funduszu zdrowotnego oraz funduszu ekologicznego, które przeznaczone byłyby na leczenie ludzi i partycypowanie w kosztach ochrony środowiska. Elektrownie powinny samodzielnie zgromadzić środki przeznaczone na likwidację ich działalności i rekultywację terenu, wymóg ten winien dotyczyć także kopalni.

Gaz ziemny jest paliwem znacznie droższym od węgla, ale znacznie czystszy ekologicznie. Elektrownia gazowa w porównaniu z elektrownią węglową, przy wytwarzaniu tej samej ilości energii elektrycznej, emituje znacznie mniej szkodliwych substancji: dwutlenku siarki o 99,9%, pyłów o 99,6%, tlenków azotu o 75%, a dwutlenku węgla o 50%. Na oparcie swojej elektroenergetyki o elektrownie gazowe może pozwolić sobie niewiele krajów Unii Europejskiej⁵⁹⁾.

Elektrownie jądrowe nie produkują pyłów, popiołów, ani gazów cieplarnianych. Wprowadzają do środowiska mniejsze ilości substancji radioaktywnych niż elektrownie węglowe i to głównie w postaci gazów szlachetnych kryptonu (⁸⁵Kr) i ksenonu (¹³³Xe).

Energia jądrowa jest najczystsza energią i najbezpieczniejszą dla zdrowia. Wynika to z kilku faktów:

- obieg substancji promieniotwórczych jest zamknięty i w trakcie eksploatacji elektrowni nie wydostają się one na zewnątrz,

⁵⁸⁾ Gdyby koszty zewnętrzne zostały włączone w cenę energii elektrycznej, to cena energii wytwarzanej ze spalania węgla byłaby dwukrotnie wyższa, a z gazu wzrosłaby o 30%. Tamże, s. 18.

⁵⁹⁾ Por. T. Leszczyński, *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 4/2008, s. 84-97.

- zamiana elektrowni węglowej o mocy 1 000 MWe na równoważną na paliwo jądrowe pozwala uniknąć emisji od 1,3 do 2,2 mln ton ekwiwalentu węgla rocznie,
- ilość odpadów wytwarzanych rocznie jest wówczas 20 tys. razy mniejsza niż ilość pyłów wytwarzanych przez elektrownię węglową (30 ton zamiast 60 tys. ton),
- produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych nie powoduje praktycznie żadnych emisji gazów cieplarnianych,
- surowiec do elektrowni jądrowych można przechowywać w specjalnych magazynach przez kilkanaście lat, co ułatwia zaopatrzenie i zmniejsza do minimum potrzeby w zakresie transportu,
- przejście na produkcję energii atomowej umożliwia wyeliminowanie znacznej ilości niebezpiecznych i szkodliwych dla zdrowia miejsc pracy w górnictwie.

Potencjalne źródła zagrożenia radiacyjnego na terenie Polski to:

- przedstawione powyżej polskie obiekty jądrowe,
- zlokalizowane w pobliżu naszych granic elektrownie jądrowe eksploatowane w krajach sąsiednich,
- funkcjonujące u naszych sąsiadów obiekty przetwarzania i składowania odpadów promieniotwórczych,
- transportowane przez terytorium naszego kraju substancje promieniotwórcze,
- eksploatowane w kraju źródła promieniowania jonizującego.

W odległości do ok. 250 km od polskich granic funkcjonuje dziewięć elektrowni jądrowych z dwudziestoma dwoma reaktorami jądrowymi, a wkrótce powstaną następne – na Białorusi i w rosyjskim Obwodzie Kaliningradzkim. Większość tych bloków energetycznych zbudowana została w technologii WWER. Aktualnie eksploatowane są następujące elektrownie i reaktory jądrowe:

- Litwa: *Ignalino* – jeden reaktor typu RBMK o mocy 1 300 MWe;
- Ukraina: *Rowne* – cztery WWER, dwa o mocy 440 MWe oraz dwa o mocy 1 000 MWe, *Chmielnicki* – dwa WWER, każdy o mocy 1 000 MWe;
- Słowacja: *Bohunice* – trzy WWER, dwa o mocy 440 MWe i jeden o mocy 440/230 MWe, *Mochovce* – dwa WWER o mocy 440 MWe;
- Czechy: *Dukovany* – cztery WWER o mocy 440 MWe, *Temelin* – dwa WWER o mocy 1 000 MWe;
- Niemcy: *Krummel* – jeden BWR o mocy 1 315 MWe;
- Szwecja: *Oskarshamn* – trzy BWR o mocach 495, 625 i 1 200 MWe.

Łącznie pracuje w nich: jeden reaktor typu RBMK, jedenaście typu WWER-440, sześć typu WWER-1000 oraz cztery typu BWR. Najniebezpieczniejszy z nich jest reaktor w Ignalinie, podobny do tego, który uległ awarii w Czarnobylu. Zakończenie jego eksploatacji, jak już wcześniej wspomniano, przewidywane jest w 2009 r. W celu zapewnienia bezpieczeństwa radiacyjnego naszego kraju jest współpraca realizowana z dozorami jądrowymi sąsiednich krajów (na podstawie umów bilateralnych o wczesnym powiadomianiu o awariach jądrowych).

Ryzyka związane z zastosowaniem technologii jądrowej do produkcji energii elektrycznej można podzielić na trzy grupy:

- skażenie środowiska w przypadku awarii elektrowni atomowej,
- skażenie środowiska podczas transportu i przechowywania paliwa jądrowego,
- skażenie środowiska wywołane przez wyeksploatowane urządzenia technologiczne.

Awarye współczesnych elektrowni atomowych nie mają wpływu na możliwość napromieniowania ludzi i skażenie środowiska. Obecnie stosowane technologie czynią awarię typu czarnobylskiego bardzo mało prawdopodobną. Gdyby nawet zaistniała awaria, to będzie miała ograniczony obszar oddziaływania oraz ograniczone skutki. Skażenie terenu wokół elektrowni nie powinno wówczas przekroczyć kilku kilometrów, co wiązałoby się z koniecznością zamknięcia skażonej strefy i jej monitorowania.

Wypalone paliwo zwykle składa się na terenie elektrowni jądrowej, gdzie przez 20-30 lat wytraca swoje właściwości radioaktywne. Następnie odpady radioaktywne umieszcza się głęboko (ponad 0,5 km) pod ziemią, najczęściej w sztolniach starych kopalni soli. Składowanie odpadów radioaktywnych w sztolniach pod ziemią o odpowiedniej strukturze geologicznej jest bezpieczne.

Ryzyko powstające przy transporcie zużytego paliwa radioaktywnego do miejsc składowania jest w Polsce najlepiej poznane, w związku z systematycznym jego transportem z reaktora w Świerku do składowiska w Róźnie. Z niewielkim ryzykiem należy się liczyć przy demontażu i transporcie do miejsc składowania skażonych elementów wyposażenia reaktora oraz urządzeń wyeksploatowanej elektrowni atomowej.

Podczas oceny skali występujących zdarzeń radiacyjnych wykorzystywane są jednolite kryteria opracowane przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (ONZ) we współpracy z Agencją Energii Jądrowej (OECD), tzw. międzynarodowa skala zdarzeń jądrowych.

W Polsce z dnia na dzień wzrasta zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wzrost ten wynika głównie z dynamicznego rozwoju polskiej gospodarki. By zaspokoić wzrastające zapotrzebowanie na prąd, w zgodzie z przyznanymi Polsce limitami emisji gazów cieplarnianych oraz resursem aktualnie eksploatowanych elektrowni węglowych, do 2020 r. należy wybudować jeden blok elektrowni jądrowej o mocy 1 500 MWe. Do 2030 r., by zapewnić trwały rozwój kraju, należałoby uruchomić trzy takie bloki. Konieczność budowy reaktorów jądrowych wynika przede wszystkim z konieczności ochrony środowiska naturalnego i nie narażania kraju na płaćenie kar za przekroczenie limitów emisyjnych na gazy cieplarniane.

Tabela 2.22. Międzynarodowa skala zdarzeń jądrowych

	Poziom Nazwa	Natura zdarzenia
Awarye	7 Wielka awaria	<ul style="list-style-type: none"> Uwolnienie do otoczenia znacznych ilości substancji radioaktywnych nagromadzonych w dużym obiekcie (np. w rdzeniu reaktora atomowego). Będą one zazwyczaj zawierać typową mieszaninę krótko- i długożyciowych produktów rozszczepienia (w ilościach radiologicznie przekraczających dziesiątki tysięcy terabekereli jodu ¹³¹I). Takie uwolnienie może powodować ostre skutki zdrowotne, opóźnione skutki zdrowotne na znacznym obszarze (możliwość rozszerzenia się poza granice kraju), długotrwałe konsekwencje dla środowiska.
	6 Poważna awaria	<ul style="list-style-type: none"> Uwolnienie do otoczenia substancji radioaktywnych (w ilościach radiologicznie równoważnych od tysięcy do dziesiątek tysięcy terabekereli jodu ¹³¹I). Takie uwolnienie może wymagać pełnego wprowadzenia działań przewidzianych w lokalnych planach alarmowych, mających na celu przeciwdziałanie poważnym skutkom zdrowotnym.

Awarye	5 Awaria z zagrożeniem zewnętrznym	<ul style="list-style-type: none"> • Uwolnienie do otoczenia substancji radioaktywnych (w ilościach radiologicznie równoważnych od setek do tysięcy terabekereli jodu ¹³¹I). Takie uwolnienie może wymagać częściowego wprowadzenia działań przewidzianych w planach alarmowych, mających na celu ograniczenie prawdopodobnych skutków zdrowotnych. • Poważne uszkodzenie instalacji. Może to być: znaczne uszkodzenie rdzenia reaktora atomowego, poważna awaria, wielki pożar lub eksplozja, w wyniku których nastąpiło uwolnienie znacznych ilości substancji promieniotwórczych wewnątrz instalacji.
	4 Awaria bez istotnego zagrożenia zewnętrznego	<ul style="list-style-type: none"> • Uwolnienie do otoczenia substancji radioaktywnych zagrażające napromieniowaniem grup ryzyka dawkami rzędu kilku milisiwertów. Jest mało prawdopodobne, by takie uwolnienie wymagało zastosowania działań ochronnych poza obiektem, za wyjątkiem kontroli żywności. • Znaczne uszkodzenie instalacji. Awaria taka może doprowadzić do znacznych problemów wewnątrz obiektu np. częściowe stopienie rdzenia reaktora lub porównywalne zdarzenie poza reaktorem. • Napromieniowanie jednego lub więcej pracowników wskutek nadmiernej ekspozycji z dużym prawdopodobieństwem następstw w postaci wcześniejszej śmierci.
Incydenty	3 Poważny incydent	<ul style="list-style-type: none"> • Uwolnienie do otoczenia substancji radioaktywnych zagrażające napromieniowaniem grup ryzyka dawkami rzędu dziesiątych części milisiwerta. Przy takich uwolnieniach podejmowanie środków zaradczych prawdopodobnie nie będzie potrzebne. • Zdarzenia na terenie obiektu wywołujące ostre skutki zdrowotne i/lub zdarzenie wywołujące rozległe skażenie, np. uwolnienie do obiegu wtórnego substancji promieniotwórczych o aktywności kilku tysięcy terabekereli, przy czym substancje te mogą być zawrócone do odpowiednich stref przechowywania. • Incydenty, w których jakkolwiek dalsza niesprawność systemów bezpieczeństwa może doprowadzić do awarii lub sytuacji, w której systemy bezpieczeństwa nie byłyby w stanie zapobiec awarii, gdyby pojawiły się dodatkowe czynniki inicjujące.
	2 Incydent	<ul style="list-style-type: none"> • Incydenty, w których znacznie zostały naruszone niektóre bariery bezpieczeństwa, ale pozostałe elementy wielostopniowych zabezpieczeń skutecznie chronią przed dalszymi ewentualnymi konsekwencjami. Obejmuje zdarzenia, które mogłyby zostać zaklasyfikowane do poziomu 1, ale które ujawniły dodatkowe znaczące braki organizacyjne lub niedociągnięcia w utrzymaniu bezpieczeństwa. • Zdarzenie, w wyniku którego pracownik otrzymał dopuszczalną roczną dawkę i/lub zdarzenie prowadzące do obecności znacznych ilości promieniowania w obiekcie w miejscach, w których nie powinno się ono pojawić, co wymaga podjęcia działań naprawczych.
	1 Anomalia	<ul style="list-style-type: none"> • Anomalia poza zatwierdzony reżim eksploatacyjny, ale z zachowaniem znacznego stopnia sprawności systemów bezpieczeństwa. Może to być spowodowane niesprawnością urządzenia, błędem ludzkim lub niedoskonałością procedur i może powstać w dowolnym obszarze objętym ochroną, np. podczas eksploatacji instalacji, transportu substancji promieniotwórczych, przeładowywania paliwa lub składowania odpadów. Przykłady obejmują: naruszenia specyfikacji technicznych lub przepisów transportowych, incydenty bez bezpośrednich konsekwencji dla bezpieczeństwa, które ujawniły niedociągnięcia w systemie organizacyjnym lub polityce bezpieczeństwa, drobne uszkodzenia rur poza przewidywanymi w ramach normalnej eksploatacji.
Odchylenia	0 Odchylenie	<ul style="list-style-type: none"> • Odchylenia niewykraczające poza dopuszczalne parametry eksploatacyjne i warunki brzegowe, które są prawidłowo zarządzane zgodnie z odpowiednimi procedurami. Przykłady obejmują: pojedynczą przypadkową usterkę w systemie nadmiarowym (redundantnym), wykrytą podczas kontroli okresowej lub testu, planowego wyłączenia reaktora funkcjonującego prawidłowo, fałszywe uruchomienie systemów zabezpieczeń bez ważnych powodów, wyciek w granicach dopuszczalnych norm, niezbyt rozległe skażenie w obszarze kontrolowanym bez większego znaczenia dla polityki bezpieczeństwa.

Źródło: opracowanie własne na podstawie *The International Nuclear Event Scale User's Manual*, IAEA, Wiedeń 2001, s. 4.

2.6. Odnawialne źródła energii

2.6.1. Światowe zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii

Nieuchronnie, ze względu na szybki wzrost zapotrzebowania na energię, grozi światu wyczerpanie się zasobów naturalnych surowców energetycznych (węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego i rud uranu). Dodatkowo zagrożenie stanowią produkty odpadowe energetyki konwencjonalnej: tlenki węgla, siarki, azotu i pyły.

Odnawialne zasoby energii utrzymują się na stałym poziomie i prawdopodobnie nie ulegną wyczerpaniu tak długo, jak długo będzie istniała Ziemia. Istnieje wiele różnych źródeł energii odnawialnej (tabela 2.23).

Tabela 2.23. Podział odnawialnych źródeł energii

Pierwotne źródła energii		Naturalne procesy przemiany energii	Techniczne procesy przemiany energii	Forma uzyskanej energii
Woda		Parowanie, topnienie lodu i śniegu, opady	Elektrownie wodne	Energia elektryczna
Wiatr		Ruch atmosfery	Elektrownie wiatrowe	Energia cieplna i elektryczna
		Energia fal	Elektrownie falowe	Energia elektryczna
Słońce	Promieniowanie słoneczne	Prądy oceaniczne	Elektrownie wykorzystujące prądy oceaniczne	Energia elektryczna
			Elektrownie wykorzystujące ciepło oceanów	Energia elektryczna
			Pompy ciepła	Energia cieplna
		Promieniowanie słoneczne	Kolektory i ciepłnice elektrownie słoneczne	Energia cieplna
			Fotoogniwa i elektrownie słoneczne	Energia elektryczna
Biomasa	Produkcja biomasy	Fotoliza	Paliwa	
		Ogrzewanie i elektrownie ciepłnice	Energia cieplna i elektryczna	
		Urządzenia przetwarzające	Paliwa	
Ziemia	Rozpad izotopów	Źródła geotermalne	Ogrzewanie i elektrownie geotermalne	Energia cieplna i elektryczna
Księżyc	Grawitacja	Pływy wód	Elektrownie pływowe	Energia elektryczna

Źródło: W.M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2007.

Oszacowano możliwe do technicznego zagospodarowania zasoby energii odnawialnej⁶⁰⁾. Wynoszą one:

- energia mechaniczna wody w rzekach 3 TW×a (2,857 TW),

⁶⁰⁾ W.M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2007, za: J. Bogdanienko, *Odnawialne Źródła Energii*, Biblioteka Problemów. T. 290, PWN, Warszawa 1989.

- energia biomasy $6 \text{ TW} \times \text{a}$ ($1,2 \text{ PJ}/(\text{a} \times \text{ha})$), w tym pozostałości upraw zbożowych, $1,9 \text{ PJ}/(\text{a} \times \text{ha})$ odpady zwierzęce, $80 \text{ PJ}/\text{a}$ odpady leśne),
- energia mechaniczna wiatru $3 \text{ TW} \times \text{a}$ (1 PW),
- energia pływów $0,045 \text{ TW} \times \text{a}$ ($1,57 \text{ PW}$ pływy, $2,5 \text{ PW}$ fale),
- energia termiczna mórz i oceanów $1 \text{ TW} \times \text{a}$,
- energia geotermalna $2 \text{ TW} \times \text{a}$,
- energia słoneczna wykorzystywana w urządzeniach do jej przetwarzania $2,2 \text{ TW} \times \text{a}$.

Powyższe uzupełnienia w nawiasach pochodzą z innego oszacowania⁶¹⁾. Jeszcze inaczej potencjał odnawialnych źródeł energii oszacowano na poziomie $800 \text{ EJ}/\text{a}$ (600 – promieniowanie słoneczne, 31 – energia wiatru, 63 – biomasa, 70 – energia rzek, 19 – geotermia, reszta to energia fal, pływów itd.)⁶²⁾.

W niniejszym rozdziale przedstawiony zostanie jedynie rozwój energetyki wiatrowej, czyli obecnie najbardziej dynamicznie rozwijającego się sektora energetyki odnawialnej⁶³⁾.

Do końca 2008 r. moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przekroczyła 120 GW i zaspokajały one $1,5\%$ globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Już 80 państw wykorzystywało w minionym roku siłę wiatru do produkcji energii. Największy w tym udział posiadały wówczas: Niemcy, USA, Hiszpania, Chiny i Indie. Na świecie można zaobserwować silny wzrost rynku energetyki wiatrowej, poza Europą (p. poniżej), także w Ameryce Północnej, Azji i Australii (rys. 2.15). Ze względu na dotychczasowy brak precyzyjnych informacji o produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych w 2008 r. zmuszeni jesteśmy bazować na danych za lata wcześniejsze.

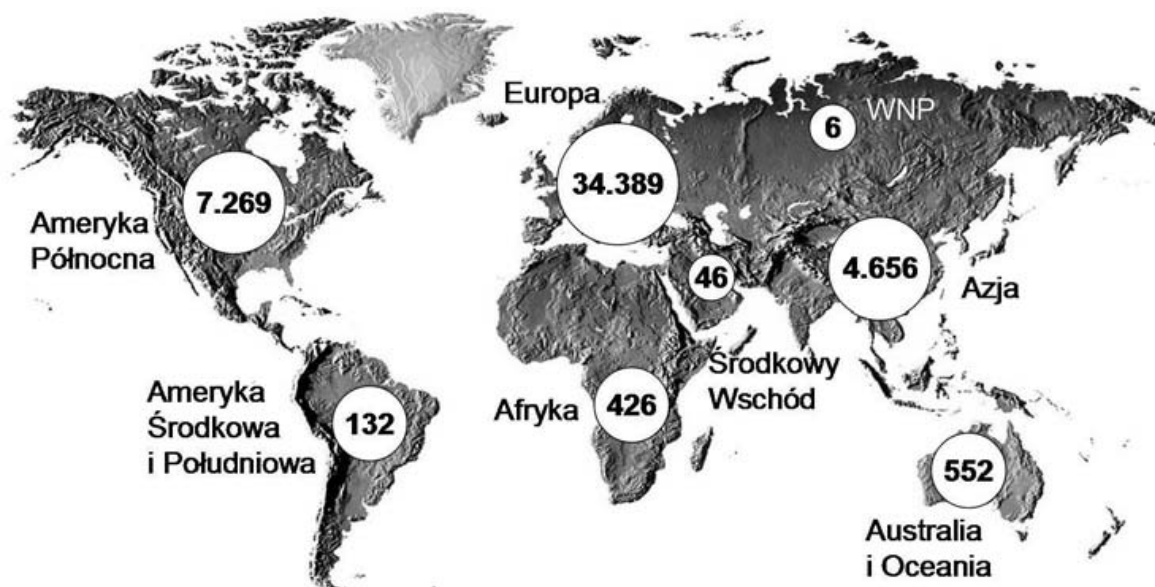
W 2007 r. inwestycje w energetykę wiatrową wyniosły $50,2 \text{ mld USD}$ i stanowiły 43% wydatków na rozwój tzw. czystych technologii energetycznych oraz dominowały wśród nakładów na odnawialne źródła energii. Zainstalowane zostały elektrownie wiatrowe o mocy łącznej bliskiej 20 GW , w czym największy udział miały USA, Chiny i Hiszpania.

W 2007 r. moc nowo przyłączonych turbin wiatrowych na świecie wyniosła $20\,073 \text{ MW}$ (rys. 2.16). Oznaczało to wzrost w stosunku do roku poprzedniego o $26,6\%$, podczas gdy w 2006 r. wynosił on $25,6\%$. Tym samym całkowita moc zainstalowana w globalnej energetyce wiatrowej na początku 2008 r. wynosiła $93\,849 \text{ MW}$ (rys. 2.17, na koniec 2008 r. przekroczyła 120 MW). Elektrownie wiatrowe w 2007 r. pozwalały generować 200 TWh , co odpowiadało $1,3\%$ światowego zapotrzebowania na energię elektryczną – w niektórych krajach udział energii wytwarzanej przez wiatraki przekraczał już wówczas nawet 40% . Liczba osób zatrudnionych w sektorze energetyki wiatrowej w 2007 r. wynosiła $350\,000$, co oznaczało wzrost o $50\,000$ w porównaniu z 2006 r. Bazując na dotychczasowych doświadczeniach World Wind

⁶¹⁾ W.M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2007, za: B.J. Brinkworth, *Energia Słoneczna w Służbie Człowieka*, Biblioteka Problemów. T. 254, PWN, Warszawa 1979.

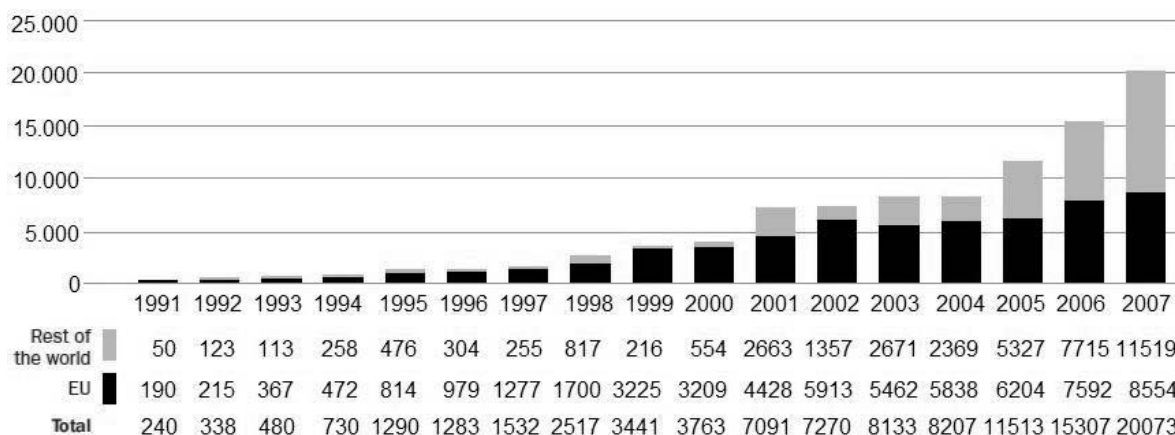
⁶²⁾ W.M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa 2007, za: G. Wiśniewski, *Rezolucja Sejmu RP w sprawie wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w drodze do opracowania strategii wykorzystania energii odnawialnej oraz przyjęcia stosownych rozwiązań ustawowych*, VI Konferencja Naukowo-Techniczna, Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł '99, Jadwisin 1999.

⁶³⁾ Polecamy cykl publikacji autora w Biuletynie URE, dostępny na stronie internetowej: www.ure.gov.pl.



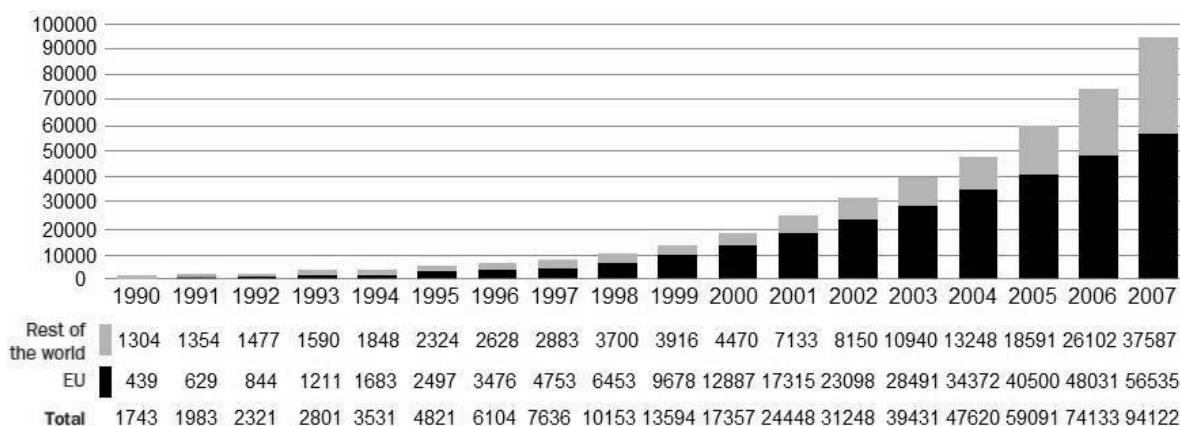
Rysunek 2.15. Moc elektryczna elektrowni wiatrowych na świecie w 2004 r. (Źródło: S. Gomuła, J. Zimny, T. Fiszer, *Kierunki rozwoju energetyki wiatrowej w świecie, Europie i Polsce*, AGH, Kraków 2005)

Energy Association (WWEA) szacuje, że w 2010 r. moc zainstalowana w sektorze osiągnie 170 000 MW, zwraca wszakże uwagę, że w 2007 r. nie odnotowano jej wzrostu w ok. 40 krajach. Zdaniem autora powyższe szacunki, choć zostały dokonane przed okresem obecnego światowego kryzysu gospodarczego, są w pełni realne. Energetyka wiatrowa rozwija się głównie w pięciu ww. krajach, które odpowiadają za 75% mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych, zaś u nich sektor ten oparty jest na solidnych podstawach.



Rysunek 2.16. Roczne przyrosty mocy elektrowni wiatrowych (1991-2007) (Źródło: EWEA)

Wiele państw na świecie, w tym członków Unii Europejskiej, nie zapewnia wystarczającego wsparcia dla energetyki wiatrowej (rys. 2.18). Główną przyczynę należy upatrywać w nierównych warunkach dostępu do sieci energetycznej oraz wolnej jej modernizacji i rozbudowie w tych krajach. Czynniki te nadal stanowią zagrożenie dla przyszłego rozwoju sektora w skali globalnej. Nie sposób nie dostrzec również systematycznie następującej i już znacznej konsolidacji branży, wskutek czego zmniejsza się liczba przedsiębiorstw oraz wzrasta ich wielkość.



Rysunek 2.17. Skumulowana moc elektrowni wiatrowych (1990-2007) (Źródło: EWEA)



Rysunek 2.18. Państwa rozwijające energetykę wiatrową, w których w 2007 r. łączna moc elektrowni wiatrowych przekraczała 10 MW (Źródło: T. Leszczyński, *Rozwój energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 2/2009, s. 41)

Pomiędzy poziomem rozwoju rynku energetyki wiatrowej w poszczególnych krajach występują znaczne dysproporcje (tabela 2.24). Spośród 40 największych rynków w sektorze, 20 państw w 2007 r. odnotowało mniejszy przyrost mocy niż rok wcześniej. Największy wolumen przyrostu mocy odnotowano w USA – o 5 329 MW, co dotychczas w ciągu jednego roku nie miało miejsca w żadnym kraju na świecie. Natomiast największą roczną dynamikę wzrostu odnotowano w Chinach, w których łączna moc zainstalowana w turbinach wiatrowych powiększyła się o 127,5%.

Unia Europejska po raz pierwszy w 2007 r. zainstalowała mniej niż połowę globalnego przyrostu mocy i jej udział w światowym rynku energetyki wiatrowej zmalał do 61% na koniec 2007 r., w porównaniu z 65,5% w 2006 r. Kolejne miejsca zajmują: Ameryka Północna (20%, wzrost o 28,5%) oraz Azja (17%, wzrost o 26,6%). Po spadku rocznego przyrostu mocy w latach 1999-2004, od 2004 r. na świecie notuje się coraz wyższą dynamikę rozwoju energetyki wiatrowej (2004 – 21,4%, 2005 – 23,8%, 2006 – 25,6%, 2007 – 26,6%, 2008 – wg wstępnych szacunków ok. 27,7%).

Energetyka wiatrowa jest najszybciej rozwijającym się w USA działem energetyki – w 2007 r. odpowiadała za 35% wzrostu mocy wszystkich elektrowni. Zrealizowano wówczas 45 nowych projektów wiatrowych (o mocy powyżej 2 MW) w 18 stanach.

Średnia moc wszystkich instalowanych turbin przekroczyła 1,65 MW. Największą farmę wiatrową w 2007 r., o mocy 735 MW, zbudowano w Teksasie. Obecne możliwości produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych sięgają 48 TWh rocznie, co pozwala zasilać 4,3 mln domów i eliminuje emisję 30 mln t CO₂ rocznie. Energetyka wiatrowa pokrywa 1% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, przy czym w niektórych stanach (np. Minnesota

i Iowa) prawie 7,5% konsumowanej energii elektrycznej pochodzi z elektrowni wiatrowych. Zgodnie z ogłoszoną w 2006 r. *Inicjatywą Zaawansowanej Energii* zadeklarowano w USA rozwój technologii czystej energii, w tym wiatrowej. Zgodnie z powyższą *Inicjatywą*, ma nastąpić szybki rozwój energetyki wiatrowej, tak by w 2030 r. 20% energii elektrycznej było produkowane przez farmy wiatrowe. Oznacza to, iż moc całkowita elektrowni wiatrowych, uwzględniając rosnące zapotrzebowanie na energię, będzie musiała wzrosnąć z obecnych 16,8 GW do ok. 300 GW. Stąd oczekuje się, że po ok. 10-letnim okresie przygotowawczym wzrost mocy energetyki wiatrowej będzie przekraczał 16 GW rocznie. Podczas gdy w 2007 r. szesnaście stanów posiadało możliwość generowania ponad 100 MW energii elektrycznej z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych, to już w 2010 r. ma ich być trzydzieści. W dwudziestu z nich mają być zbudowane farmy wiatrowe o mocy ponad 1 500 MW (nowa farma w zachodnim Teksasie ma mieć moc 4 000 MW). Profesjonalne projekty wiatrowe rozpoczęły w USA rywalizację o palmę pierwszeństwa z energetyką nuklearną oraz z projektami bazującymi na węglu. Także przemysł małych turbin wiatrowych o mocy do 100 kW odnotował w 2007 r. wzrost (o 20%). Sprzedano ponad 9 000 kpl., co przyniosło wzrost mocy całkowitej tej kategorii elektrowni wiatrowych o 9,7 MW – do 55 MW. Najważniejszy jest jednak rynek wielkich turbin, na którym dominują takie firmy jak: GE Wind (44% rynku w 2007 r.), Vestas (18%) i Siemens (16%). Turbina o największej dotychczas mocy 7,5 MW zainstalowana została przez amerykańską firmę Clipper w Blyth w Wielkiej Brytanii.

W Indiach energetyka odnawialna w 2007 r. posiadała moc produkcyjną 11,4 GW, z czego ponad 7,8 GW to była moc zainstalowana w energetyce wiatrowej. Plan na 2020 r. zakłada instalację 42 GW łącznej mocy w energetyce wiatrowej. Indyjski producent turbin wiatrowych Suzlon należy do pięciu największych tego typu przedsiębiorstw na świecie. Większość produkowanych w Indiach turbin jest obecnie eksportowanych.

Chiny są największym na świecie producentem energii ze źródeł odnawialnych, przy czym najwięcej energii produkują hydroelektrownie (145 GW w 2007 r.), a następnie elektrownie wiatrowe (5,9 GW). W 2007 r. uruchomione nowe elektrownie wiatrowe miały moc 3 522 MW, co dawało Chinom pod tym względem trzecie miejsce po USA i Hiszpanii. Na 2010 r. Chiny zakładały osiągnięcie 5 GW łącznego po-

Tabela 2.24. Moc elektrowni wiatrowych w wybranych krajach w 2007 r.

Kraj	[w MW]	Kraj	[w MW]
USA	16 819	Korea Płd	191
Indie	7 850	Ukraina	89
Chiny	5 912	Meksyk	87
Kanada	1 846	Kostaryka	74
Japonia	1 538	Iran	67
Australia	817	Maroko	64
Norwegia	333	Argentyna	30
Nowa Zelandia	322	Filipiny	25
Brazylia	247	Jamajka	21
Turcja	207	Gwadelupa	21

Źródło: WWEA.

ziomu mocy w energetyce wiatrowej, cel ten został osiągnięty na 3 lata przed terminem. Do 2020 r. planowane jest uruchomienie nowych farm wiatrowych o mocy ok. 24 GW, tak by energetyka wiatrowa posiadała łączną moc zainstalowaną przekraczającą 30 GW i zaspokajała 9% zapotrzebowania kraju na energię.

Australia charakteryzuje się wiatrami o największych mocach na świecie, a także przykładaniem wielkiego znaczenia ochronie środowiska i walce ze zmianami klimatu. W 2007 r. odnotowano wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych jedynie o 7 MW (łączna zainstalowana moc osiągnęła 824 MW, z czego 40% w Australii Południowej, 24% w Australii Zachodniej, 17% na Tasmanii, 16% w Wiktorii, 2% w Nowej Południowej Walii i 1% w Queenslandzie). Elektrownie wiatrowe wyprodukowały wówczas 2 526 TWh energii elektrycznej i zaspokoiły w tym zakresie 1% zapotrzebowania krajowego. Do 2020 r. planowane jest osiągnięcie poziomu produkcji 45 000 TWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Za planami idą czyny, gdyż na koniec 2007 r. realizowanych było dziewięć projektów budowy elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 868 MW, zaś kolejne elektrownie o łącznej mocy ok. 9 000 MW znajdowały się na różnych etapach rozwoju i uzgodnień. Działania zmierzają do znacznego zmniejszenia udziału elektrowni węglowych w produkcji energii elektrycznej, których udział w 2007 r. wynosił w Australii 77%.

Brazylia w największym stopniu na świecie zaspokaja swoje potrzeby energetyczne energią ze źródeł odnawialnych, które w krajowym *energy mix* stanowią 45,8% oraz zapewniają 84% mocy dostępnej do produkcji energii, w czym dominują hydroelektrownie, dostarczające 4/5 zużywanej w kraju energii elektrycznej. Wiatr jest drugim co do wielkości źródłem energii w Brazylii, które wg oceny Brazilian Wind Energy Center potencjalnie mogłoby dostarczać aż 143 GW energii elektrycznej rocznie. Jednak w 2007 r. jedynie 247 MW łącznej mocy posiadały wszystkie zainstalowane w tym kraju elektrownie wiatrowe.

2.6.2. Wiatr źródłem energii odnawialnej w Unii Europejskiej

Początki energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej datuje się na koniec lat siedemdziesiątych XX w. Najważniejszym czynnikiem rozwoju sektora we Wspólnocie jest silne wsparcie na poziomie struktur unijnych oraz poszczególnych państw członkowskich. Zgodnie z zapisami dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych⁶⁴⁾ jej celem jest wzrost udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 21% w 2010 r., przy założeniu osiągnięcia wówczas 12% ich udziału w wytwarzaniu całej konsumowanej energii (straci moc 1 stycznia 2012 r.⁶⁵⁾). Przyjmując ww. dyrektywę Parlament Europejski i Rada Europejska wychodziły z założenia, że wówczas w państwach Unii Europejskiej potencjał eksploatacyjny odnawialnych źródeł energii nie był w pełni wykorzystany, stąd uznano potrzebę ich wspierania za sprawę priory-

⁶⁴⁾ W art. 2 lit. a dyrektywy zapisano: „termin „odnawialne źródła energii” oznacza odnawialne, niekopalne źródła energii (energia wiatru, słoneczna, geotermiczna, falowa, pływów, wodna, biomasę, gazu z odpadów, gazu z zakładów oczyszczania ścieków i biogazów).”

⁶⁵⁾ Art. 2, art. 3 ust. 2 oraz art. 4-8 dyrektywy 2001/77/WE stracą moc 1.04.2010 r.

tetową. Podkreślano przy tym pozytywny wpływ odnawialnych źródeł energii na ochronę środowiska, trwały rozwój, stymulowanie lokalnego zatrudnienia, umacnianie spójności społecznej oraz przyczynianie się do zapewnienia gwarancji dostaw i przyspieszenia realizacji Protokołu z Kioto.

Powyższa dyrektywa stanowiła milowy krok w rozwoju wykorzystania źródeł odnawialnych do produkcji energii elektrycznej i wskazała główne kierunki wdrożeń. Szczegółowe sposoby realizacji dyrektywy pozostawiono w gestii państw członkowskich, by każdy kraj mógł wybrać dla siebie najkorzystniejszy sposób z punktu widzenia jego szczególnej sytuacji. Dlatego poszczególne kraje Wspólnoty do dziś posługują się różnymi mechanizmami wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym: zielonymi certyfikatami, pomocą inwestycyjną, zwolnieniami podatkowymi, bądź obniżaniem lub zwrotem podatku, a także systemami wsparcia cen bezpośrednich. Mechanizmy te zwykle uzupełniane są różnorodnymi procedurami koncesjonowania. Jednym z najważniejszych środków osiągnięcia celu pozostaje gwarantowanie sprawnego funkcjonowania mechanizmów z zachowaniem zaufania ze strony inwestorów.

W kolejnych latach zostało na szczęblu Wspólnoty wypracowanych i ogłoszonych wiele dokumentów dotyczących energetyki, z których część odnosiła się do odnawialnych źródeł energii. M.in. w 2006 r. Komisja Europejska ogłosiła *Zieloną Księgę: Europejską strategię na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*⁶⁶⁾. Strategia jest efektem procesu konsultacji i dotyczy działań planowanych w średnim i długim okresie w obszarze polityki energetycznej, z uwzględnieniem energii odnawialnej. Dokonując spostrzeżeń, że uzależnienie Unii Europejskiej od importu surowców energetycznych wzrasta i w ciągu następnych 20-30 lat pokrywał on będzie około 70% zapotrzebowania w porównaniu z 50% obecnie oraz, że zapotrzebowanie na energię – i emisje CO₂ – wzrasta i do 2030 r. wzrośnie o około 60%, Komisja Europejska postawiła diagnozę: należy stworzyć konkurencyjny wewnętrzny rynek energii, który pozwoli obywatelom Unii Europejskiej cieszyć się korzyściami płynącymi z bezpieczeństwa dostaw energii i niższych cen. W związku z powyższym: „(...) Aby to osiągnąć, należy rozwijać międzypolączenia, stworzyć i w pełni zastosować skuteczne ramy prawne i regulacyjne, jak również zapewnić rygorystyczne przestrzeganie wspólnotowych zasad konkurencji. Ponadto, jeżeli Europa ma z powodzeniem sprostać stojącym przed nią wyzwaniom i we właściwy sposób inwestować w przyszłość, konsolidacja sektora energetycznego powinna być uwarunkowana sytuacją na rynku.”

W aspekcie energetyki wiatrowej w Strategii odnotowano, że: „(...) UE zainstalowała do chwili obecnej siłownie wiatrowe o mocy odpowiadającej 50 elektrowniom opalanych węglem, których koszty zostały zmniejszone o połowę w ciągu ostatnich 15 lat, a także: (...) Energia odnawialna jest już trzecim co do wielkości (po węglu i gazie) źródłem energii elektrycznej, i ma możliwości dalszego wzrostu, ze wszystkimi korzyściami w zakresie gospodarki i ochrony środowiska, które nastąpią w jego wyniku.”

Zielona Księga określa sześć kluczowych dziedzin, w których potrzebne są działania w celu sprostania wyzwaniom, przed którymi stoi Unia Europejska w zakresie możliwości zapewnienia sobie bezpieczeństwa energetycznego:

⁶⁶⁾ *Green Paper: A European Strategy for Sustainable, Competitive And Secure Energy* (COM (2006) 105).

1. *Konkurencyjność i wewnętrzny rynek energii* – należy wspierać wspólną europejską strategię energetyczną, oraz dążyć do dokończenia budowy w pełni konkurencyjnego wewnętrznego rynku energii, co jest niezbędnym warunkiem dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i niższych cen (choćby zrobiono już wiele dla stworzenia konkurencyjnego rynku unijnego, to jednak wiele państw zamyka się w ramach swoich rynków krajowych, na których dominuje niewielka liczba przedsiębiorstw – monopolistów, co uniemożliwia stworzenie prawdziwie konkurencyjnego rynku europejskiego).
2. *Zróżnicowanie form energii* – każdy kraj decyduje o wyborze własnych źródeł energii, ale wybór ten niewątpliwie oddziałuje na bezpieczeństwo energetyczne państw sąsiednich (swoboda państw członkowskich w wyborze źródeł energii powinna być skorelowana z potrzebą posiadania przez Unię Europejską jako całość zróżnicowanych form energii spełniających główne cele polityki energetycznej).
3. *Solidarność* – Komisja Europejska dostrzega, że zliberalizowane i konkurencyjne rynki energii wspierają bezpieczeństwo energetyczne, jednak w Zielonej Księdze solidarność energetyczną odnosi głównie do rynków energii elektrycznej i gazu. W razie klęsk żywiołowych i aktów terroryzmu, jak również podczas zagrożenia przerwania dostaw z przyczyn politycznych Unia Europejska może udzielić wsparcia w zakresie odbudowy infrastruktury energetycznej oraz niewielkiej pomocy w zakresie dostaw.
4. *Zrównoważony rozwój* – niezbędne jest uzgodnienie ogólnego celu strategicznego, równoważącego wykorzystanie energii, konkurencyjność i bezpieczeństwo dostaw, który powinien zapewnić punkt odniesienia, na podstawie którego można byłoby ocenić rozwój różnorodności form energii, co pomogłoby państwom Unii Europejskiej w zahamowaniu wzrastającej zależności od importu surowców energetycznych.
5. *Innowacje i technologia* – brak strategicznego planu technologicznego w dziedzinie energetyki, trzeba przyspieszyć rozwój obiecujących technologii energetycznych oraz stworzyć warunki niezbędne do sprawnego i skutecznego wprowadzania tych technologii we Wspólnocie i na rynek globalny.
6. *Polityka zewnętrzna* – Wspólnota, by zrealizować swe cele w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, powinna reprezentować jednolite stanowisko wobec podmiotów zewnętrznych. Bez spójnej polityki zewnętrznej nie jest możliwe zapewnienie ciągłości i niezbędnego poziomu dostaw we wszystkich krajach członkowskich, uzyskiwanej w sposób zrównoważony, konkurencyjny i bezpieczny energii.

O ile powyższa *Strategia* jedynie fragmentarycznie oraz w sposób głównie pośredni odnosiła się do problematyki rozwoju produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, to całkowicie tej problematyce poświęcona została dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (COM (2008) 19). Wychodząc z założenia, iż wytwarzanie i wykorzystanie energii to główne źródła emisji gazów cieplarnianych oraz konieczne jest zintegrowane podejście Unii Europejskiej do polityki klimatycznej i energetycznej, a także dostrzegając rosnącą zależność od importu energii zagrażającą bezpieczeństwu dostaw i skutkującą wzrostem cen, stwierdzono, że zwiększenie inwestycji w zakresie efektywności energetycznej, energii odnawialnej i nowych technologii przynosi szeroko zakrojone korzyści i przyczyniają się do realizacji strategii Wspólnoty na rzecz wzrostu gospodarczego i zatrudnienia. Ponadto odnawialne

źródła energii mają charakter lokalny, więc nie są zależne od importu, przez co zmniejszają wrażliwość gospodarki na wahania w zakresie dostaw energii. Dlatego energia odnawialna stanowi kluczowy element zrównoważonej przyszłości energetycznej, gdyż zwiększa bezpieczeństwo dostaw, a jednocześnie ogranicza emisję gazów cieplarnianych.

Każde państwo członkowskie zobowiązane zostało, aby jego udział energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii w 2020 r. odpowiadał co najmniej udziałowi zadeklarowanemu (Aneks II). Niektóre kraje postawiły przed sobą mało ambitne cele w powyższym zakresie (głównie kraje Grupy Wyszechradzkiej, ale także Malta, Cypr i kraje Beneluksu), co wynika z porównania udziału energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy wyjściowym 2005 r., a docelowym 2020 r. oraz całkowitego udziału energii odnawialnej w 2020 r. Komisja Europejska wskazała, że należy znacznie przyspieszyć wzrost energii odnawialnej, a także zaproponowała, by Unia Europejska uzyskała udział odnawialnych źródeł energii w swojej strukturze energetycznej na poziomie 20% do 2020 r., zwracając się jednocześnie do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego o wyrażenie aprobaty dla tego celu. Jak podkreślono realizacja będzie wymagała znacznego wzmocnienia ram regulacyjnych Unii Europejskiej.

Obecnie Wspólnota jest regionem o największej produkcji czystej energii elektrycznej z wiatru na świecie⁶⁷). W 2007 r. Unia Europejska odnotowała rekordowy rok, w którym moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wzrosła o ponad 8 GW. Dane opublikowane przez European Wind Energy Association (EWEA) wskazują, że łączne możliwości unijnej energetyki wiatrowej w zakresie produkcji energii elektrycznej w 2007 r. wzrosły o 18% do poziomu 56,535 GW (tabela 2.25). Potwierdza to, że unijna energetyka wiatrowa należy do najbardziej popularnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, a jej możliwości wytwórcze w XXI w. zwiększyły się z 9,7 GW (na koniec 2000 r.), do wspomnianych 56,5 GW (na koniec 2007 r.), czyli o 483%. Dla porównania, gdy w latach 2000-2007 w Europie wzrosła moc elektrowni wiatrowych o 47 GW, to elektrownie gazowe odnotowały wzrost o 88 GW. Należy dodać, że turbiny w elektrowniach wiatrowych stanowiły ok. 30% nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej zainstalowanych w powyższym okresie. W samym 2007 r. wzrost mocy elektrowni wiatrowych w Europie stanowił 40% łącznych nowych mocy i przewyższał w tym zakresie wzrost innych technologii energetycznych.

Elektrownie wiatrowe funkcjonujące w Unii Europejskiej, wg stanu na koniec 2007 r., pozwalają wytwarzać 119 TWh, tj. pokrywać 3,7% przeciętnego rocznego zapotrzebowania państw Wspólnoty na energię elektryczną⁶⁸). Największe możliwości produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych na początku 2008 r. posiadały: Niemcy, Hiszpania i Dania. Do europejskiej czołówki w tym zakresie należały także (rys. 2.19): Włochy, Francja, Wielka Brytania, Portugalia i Holandia.

W sektorze energetyki wiatrowej w państwach Unii Europejskiej w 2007 r. zatrudnionych było łącznie ok. 154 100 osób. Bezpośrednio przy produkcji energii elektrycznej w energetyce wiatrowej zatrudnionych jest ok. 108 600 pracowników.

⁶⁷) Europa w 1994 r. przejęła od Ameryki Północnej światowy prymat w rozwoju badań, konstrukcji i wdrożeń profesjonalnych systemów energetyki wiatrowej.

⁶⁸) W 2000 r. energetyka wiatrowa pokrywała w Unii Europejskiej jedynie 0,9% zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną.

Tabela 2.25. Moc elektrowni wiatrowych w państwach UE [w MW]

Kraj	1.01.2007 r.	W 2007 r.	1.01.2008 r.
Austria	965	20	982
Belgia	194	93	287
Bułgaria	36	34	70
Cypr	0	0	0
Czechy	54	63	116
Dania	3 136	3	3 125
Estonia	32	26	58
Finlandia	86	24	110
Francja	1 567	888	2 454
Grecja	746	125	871
Hiszpania	11 623	3 522	15 145
Holandia	1 558	210	1 746
Irlandia	746	59	805
Litwa	48	7	50
Luksemburg	35	0	35
Łotwa	27	0	27
Malta	0	0	0
Niemcy	20 622	1 667	22 247
Polska	153	123*	276*
Portugalia	1 716	434	2 150
Rumunia	3	5	8
Słowacja	5	0	5
Słowenia	0	0	0
Szwecja	571	217	788
Węgry	61	4	65
Wielka Brytania	1 962	427	2 389
Włochy	2 123	603	2 726
Unia Europejska	48 069	8 554	56 535

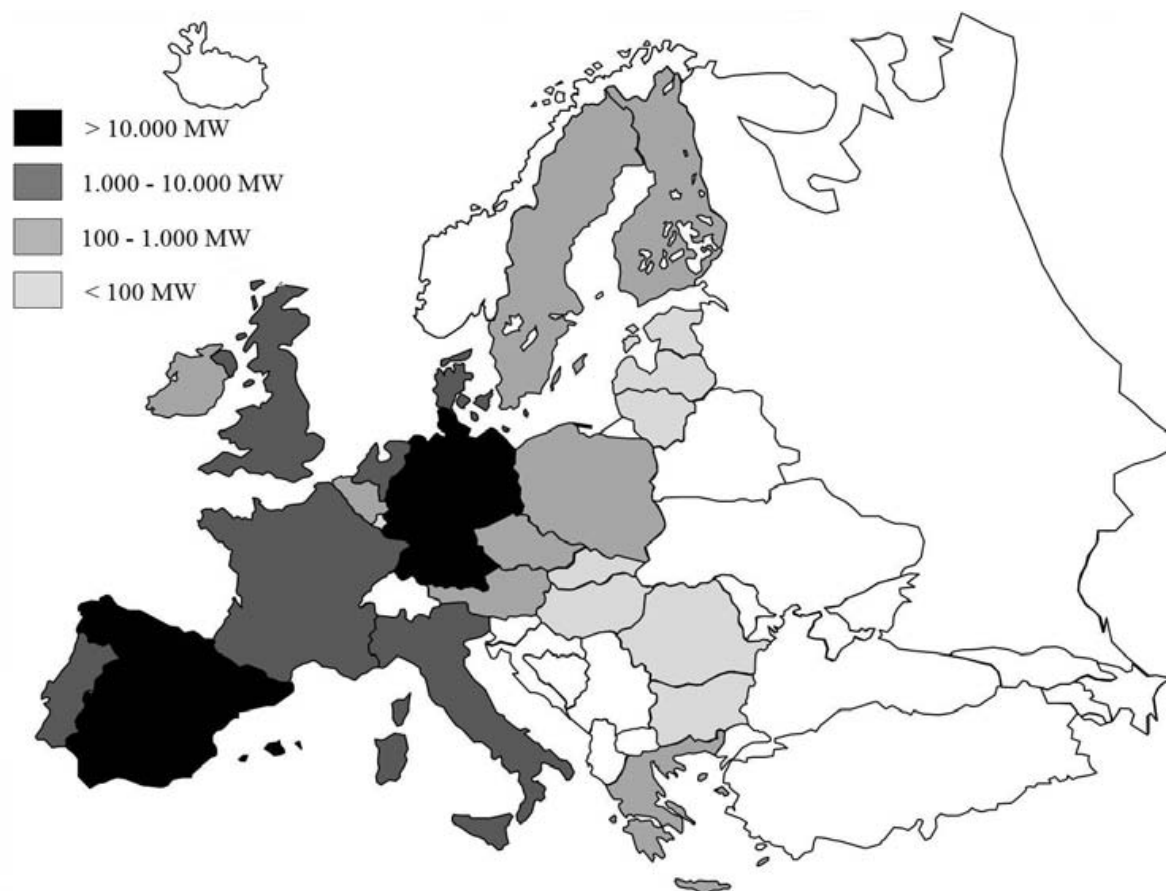
Źródło: EWEA (*URE dysponuje innymi danymi).

tu rynku reprezentowały zaledwie 1,8% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych i produkowały 3,3% energii elektrycznej wytwarzanej dzięki wykorzystaniu siły wiatru, gdyż dotychczas farmy wiatrowe budowano głównie na wybrzeżu morskim oraz w głębi lądu. W 2007 r. realizowano w Unii Europejskiej pięć inwestycji offshore (Dania, Holandia, Irlandia, Szwecja i Wielka Brytania), z których dwie zakończono (Szwecja i Wielka Brytania). W 2008 r. trwały prace przy realizacji kolejnych inwestycji tego typu w: Belgii (30 MW), Danii (200 MW), Francji (105 MW), Holandii (120 MW), Niemczech (60 MW), Szwecji (140 MW) i Wielkiej Brytanii (800 MW).

Większość bezpośrednio zatrudnionych pracuje przy produkcji turbin i elementów składowych wiatraków (40 180). Na farmach wiatrowych, przy instalacji elektrowni wiatrowych, ich obsłudze i remontach pracowało ok. 17 400 osób⁶⁹⁾. Komponenty do turbin i wiatraków wytwarza także 42 700 osób pośrednio pracujących na potrzeby energetyki wiatrowej. Najwięcej osób bezpośrednio zatrudnionych w sektorze pracuje w: Niemczech (38 000), Danii (23 500), Hiszpanii (20 500), Francji (7 000), Wielkiej Brytanii (4 000) oraz Włoszech (2 500). Pośrednio na potrzeby energetyki wiatrowej pracowało dodatkowe 45 500 osób. Zgodnie z badaniami EWEA, w latach 2002-2007 liczba pracowników bezpośrednio zatrudnionych w sektorze wzrastała o 12 000 rocznie.

W następnej dekadzie kluczowy dla energetyki wiatrowej będzie rozwój segmentu offshore, tj. budowy elektrowni na morzu. Do końca 2006 r. farmy wiatrowe tego segmen-

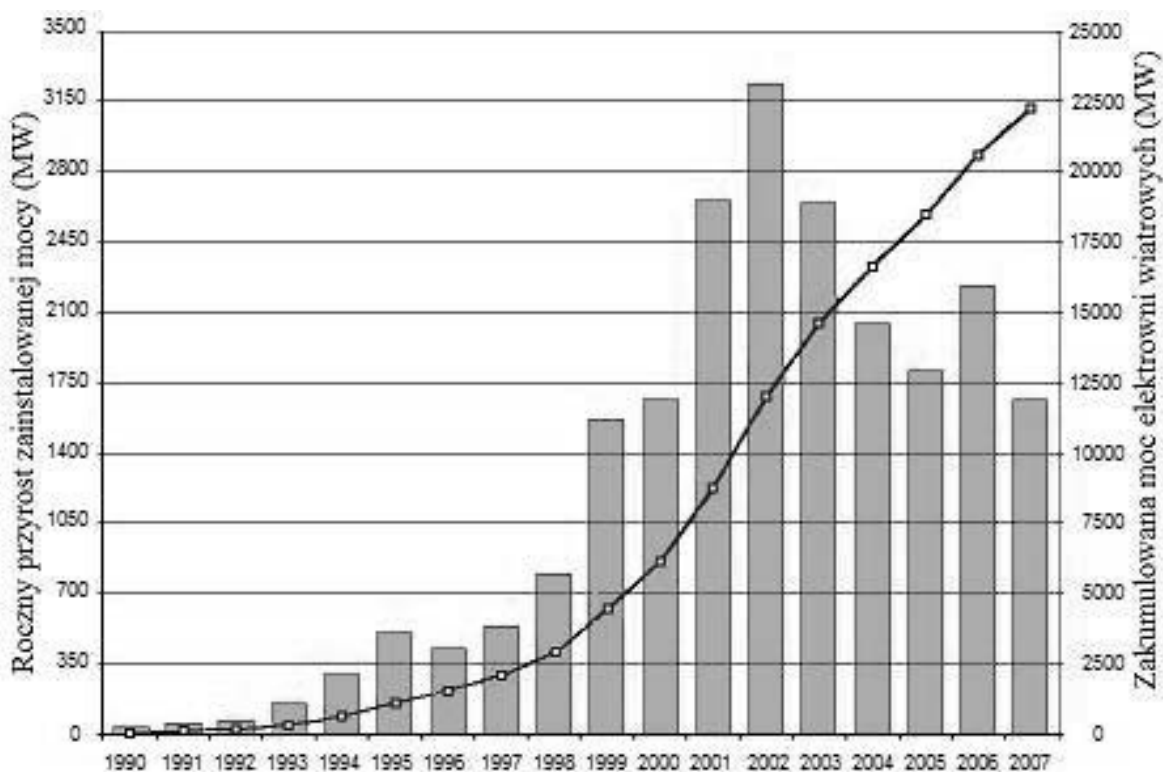
⁶⁹⁾ Por. I. Blanco, Ch. Kjaer, *Wind at Work: Wind energy and job creation in the EU*, EWEA, Bruksela 2009.



Rysunek 2.19. Moc elektrowni wiatrowych w państwach Unii Europejskiej wg stanu na koniec 2007 r. (Źródło: T. Leszczyński, *Rozwój energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej*, *Biuletyn URE* Nr 2/2009, s. 45)

W 2007 r. zainstalowano w Niemczech 883 turbiny (2006 r.: 1 208 szt.) o łącznej mocy 1 667 MW (2006 r.: 2 233 MW), co oznacza spadek ok. 25% w stosunku do roku poprzedniego. Odnawialne źródła energii pokrywały 8,5% (2006 r.: 7,5%) całkowitego krajowego zapotrzebowania na energię (elektryczność, ciepło i paliwa), co ograniczyło produkcję CO₂ o ok. 114 mln t. Energetyka wiatrowa przoduje wśród odnawialnych źródeł energii (OZE) w Niemczech, a jej udział w produkcji energii elektrycznej w 2007 r. wynosił 6,4% (energetyka wodna – 3,4%, produkcja energii elektrycznej z biomasy – 2,8%, zaś z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych – 0,6%). Tym samym deklarowany cel osiągnięcia w 2010 r. 12,5% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej został osiągnięty przed czasem. Zgodnie z danymi Federalnego Ministerstwa Środowiska (BMU), ponad 80% wartości dodanej wytworzonej w sektorze jest eksportowane. Jednak w ostatnich kilku latach dynamika przyrostu zainstalowanej mocy maleje (rys. 2.20). Także, według Niemieckiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (BWE), połowa produkowanej w tym kraju energii wiatrowej jest eksportowana do państw sąsiednich.

Na Morzu Północnym rozmieszczonych zostało 2/3 turbin zainstalowanych w 2007 r., z czego większość na farmach wiatrowych w odległości 40-100 km od wybrzeża. Znajdowało się wśród nich 45 nowych turbin o łącznej mocy 103 MW, które zastąpiły 108 starych turbin o łącznej mocy 41 MW. Moc kilkunastu turbin przekraczała 5 MW, wśród których były produkowane przez firmę Enercon turbiny E 126 o mocy 6 MW. Najnowocześniejsze z nich mogą pracować przy wietrze wiejącym z prędkością do 250 km/h, a ich okres używalności przewidziano na 20 lat. Trzy firmy sektora z największymi udziałami w rynku to wspomniany Enercon



Rysunek 2.20. Dynamika rozwoju energetyki wiatrowej w Niemczech (Źródło: IEA).

(50,3% udziałów w zyskach ze sprzedaży turbin wiatrowych sprzedanych w 2007 r.), Vestas (24,1%) i REpower Systems (10,9%).

W Hiszpanii w 2007 r. odnotowano rekordowy wzrost mocy elektrowni wiatrowych w skali Unii Europejskiej – o 3 522 MW. Obecnie prawie 10% prądu w tym kraju pochodzi z 16 000 elektrowni wiatrowych zgrupowanych w 672 farmach wiatrowych, których łączna moc, stawiająca Hiszpanię na drugim miejscu w Europie (po Niemczech) i trzecie na świecie (tuż za USA), na koniec 2007 r. wynosiła 15 145 MW. Hiszpańska energetyka wiatrowa wyprodukowała w 2007 r. 27 TWh energii elektrycznej. Przez rok w Hiszpanii nastąpił wzrost całkowitej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych o prawie 30% (2006 r.: 16%). Z powyższego wynika, że realizacja *Planu hiszpańskiej energetyki odnawialnej* (PER), w którym na 2010 r. określono poziom mocy energetyki wiatrowej na 20 155 MW, wydaje się bardzo prawdopodobna. Aktualnie Hiszpanie postawili przed sobą nowy cel: osiągnięcie poziomu 40 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej do 2020 r. W 2007 r. energetyka wiatrowa (9,8% udziału w produkcji energii elektrycznej) wyprzedziła w Hiszpanii hydroenergetykę (9%), zajmując czwarte miejsce za energetyką: węglową (25%), gazową (24%) i nuklearną (20%). Ponad 50% produkcji wyposażenia dla sektora wiatrowego przeznaczone jest na eksport. Jak wspomniano wcześniej, na potrzeby energetyki wiatrowej pracuje w Hiszpanii 45 000 osób, z których w 2007 r. 18 000 zatrudnionych było bezpośrednio przy uruchamianiu i eksploatacji farm wiatrowych, produkcji i montażu turbin, badaniach i rozwoju energetyki wiatrowej, zaś 27 000 pośrednio – głównie wytwarzając komponenty, które wykorzystywane były w elektrowniach wiatrowych.

Aktualnie elektrownie wiatrowe funkcjonują w piętnastu z siedemnastu hiszpańskich prowincji, wśród których największą łączną moc zainstalowaną posiadają farmy wiatrowe w Castilli La Manchy. Pozostałe dwie prowincje posiadają zaawansowane projekty i regulacje do rozpoczęcia aktywności w tej dziedzinie gospodarki.

W 2007 r. największy wzrost mocy nastąpił w Andaluzji i Castilli La Manchy, odpowiednio o 853 i 850 MW. Największy procentowy wzrost miał miejsce w Andaluzji – o 140%. Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem elektrowni wiatrowych umożliwiła ograniczenie w Hiszpanii w 2007 r. o ok. 18 mln t. Ponadto działalność energetyki wiatrowej pozwoliła oszczędzić 50 mln t paliw kopalnych. Większość zainstalowanych w 2007 r. turbin miała moc 2 MW (42%), 1,5 MW (26%) lub 850 kW (16%). Do największych hiszpańskich firm działających w sektorze należą producenci: Gamesa (48% udziałów w rynku), Vestas (20%) i Acciona Wind Power (19%) oraz deweloperzy: Iberdrola (28%), Acciona (18%), Endesa (8%) i Neo Energia (8%).

W Wielkiej Brytanii panują jedne z najlepszych warunków wietrznych w Europie, w związku z czym kraj ten posiada możliwości rozwoju projektów wiatrowych zarówno onshore, jak i offshore. Na osiągnięcie poziomu 1 GW zainstalowanej mocy w elektrowniach wiatrowych potrzeba było 14 lat (1991-2005), natomiast podwojenie tej mocy zajęło Wielkiej Brytanii zaledwie 2 lata (2006 r.: 630 MW, 2007 r.: 427 MW). Plany przewidują: 10% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2010 r. oraz 15% w 2020 r. Oczekuje się, że energetyka wiatrowa pokryje 50% zapotrzebowania w tym zakresie. W 2007 r. udział energetyki wiatrowej był niewielki i produkowała ona zaledwie 1,3% konsumowanego w kraju prądu. Wówczas całkowita moc zainstalowana na farmach wiatrowych wynosiła 2 390 MW, w tym 404 MW w elektrowniach offshore (drugie miejsce w Europie po Danii w rozwoju projektów tego typu). Prawie połowa mocy zainstalowana była w Szkocji (1 157 MW onshore i 10 MW offshore), zaś znacznie mniej w Anglii (400 + 334 MW), Walii (301 + 60 MW) oraz Irlandii Północnej (129 + 0). Trwała także budowa kolejnych elektrowni wiatrowych o mocy 1 134 MW, zaś działania inwestycyjne na wstępnym etapie dotyczyły kolejnych farm wiatrowych o łącznej mocy 5 322 MW.

Budowa elektrowni offshore rozpoczęła się dookoła Wielkiej Brytanii w 2000 r., kiedy to zainstalowano dwie turbiny po 2 MW mocy w okolicach Blyth. W 2007 r. zakończono budowę fermy wiatrowej Burbo Bank (na Morzu Irlandzkim, na zachód od Liverpoolu), w której oddano do użytku dwadzieścia pięć turbin o mocy po 3,6 MW, a także włączono do sieci dwie turbiny o mocy 5 MW na farmie Beatrice (w Zatoce Moray Firth, na północny-wschód od Szkocji).

Wśród możliwości oddziaływania na przyspieszenie rozwoju energetyki wiatrowej dostrzeżono w Wielkiej Brytanii potrzebę wprowadzenia obligacji na energię odnawialną (Renewables Obligation), które mają stać się instrumentem finansowym stymulującym ekspansję kraju w tym obszarze oraz poprawę regulacji prawnych w zakresie dostępu farm wiatrowych do sieci energetycznej kraju. Działania w powyższych obszarach pozwolą m.in. na realizację od dawna planowanych farm wiatrowych w Szkocji o mocy łącznej przewyższającej 9 GW.

Włochy posiadają jedne z najgorszych warunków wietrznych w Europie. Tylko kilka południowych i wschodnich regionów ma warunki dogodne do instalacji farm wiatrowych. Jednak w 2007 r. we włoskich elektrowniach wiatrowych zainstalowano turbiny o mocy 603 MW, w związku z czym na koniec roku energetyka wiatrowa dysponowała łączną mocą 2 726 MW i produkowała 4 TWh energii elektrycznej, co pokrywało 1,23% krajowego zapotrzebowania. Do 2020 r. zaplanowano zainstalowanie 12 GW łącznej mocy w farmach wiatrowych oraz osiągnięcie poziomu 22,6 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej. Wymaga to wzrostu mocy o 9,3 GW, czyli o 700 MW rocznie – jest to cel trudny, lecz możliwy do osiągnięcia.

W 2007 r. Apulia (217 MW nowo zainstalowanych mocy w elektrowniach wiatrowych), Sycylia (133 MW) i Campania (99 MW) potwierdziły gotowość rozwoju energetyki wiatrowej. Każdy z wymienionych regionów na koniec 2007 r. dysponował elektrowniami wiatrowymi o łącznej mocy ponad 0,5 GW. Ponadto nowe turbiny w 2007 r. uruchomiono w: Calabrii (94 MW), Molise (20 MW) i na Sardynii (21 MW). W konsekwencji szybkiego rozwoju sektora energetyki wiatrowej na koniec ww. roku we Włoszech zatrudnionych w nim było ponad 10 000 pracowników. Trzy największe firmy produkujące turbiny na rynek włoski to: Vestas Italia (w 2007 r. 55% udziałów w rynku), Gamesa (21%) i Enceron (13%).

Pod koniec 2007 r. największy udział energetyki wiatrowej w zaspokajaniu potrzeb na energię elektryczną spośród państw członkowskich Unii Europejskiej posiadały: Dania (21,22%), Hiszpania (11,76%), Portugalia (9,26%), Irlandia (8,42%) i Niemcy (7,00%). Cypr, Malta i Słowenia nie posiadały elektrowni wiatrowych, zaś niewielkie wykorzystanie energetyka wiatrowa miała w produkcji energii elektrycznej w: Rumunii (0,03%), Słowacji (0,04%), Finlandii (0,28%), Węgrzech (0,35%), Czechach (0,39%) i Polsce (0,44%). W przeliczeniu na 1 000 mieszkańców największą moc zainstalowaną w 2007 r. posiadała energetyka wiatrowa w: Danii (573,6 kW), Hiszpanii (340,5 kW), Niemczech (270,3 kW), Portugalii (202,8 kW) i Irlandii (186,5 kW), zaś najmniejszą (nie licząc Cypru, Malty i Słowenii) na Węgrzech (6,5 kW) oraz w: Polsce (7,2 kW), Bułgarii (9,1 kW), Czechach (11,3 kW) i na Łotwie (11,8 kW). W ramach projektów offshore na koniec 2007 r. na farmach wiatrowych zainstalowana łączna moc elektrowni wiatrowych wynosiła łącznie 1 080 MW, z czego w: Danii – 409 MW (39%), Wielkiej Brytanii – 404 MW (37%), Szwecji – 133 MW (12%), Holandii – 108 MW (10%), Irlandii – 25 MW (2%).

Planom przyspieszenia rozwoju energetyki wiatrowej w państwach Unii Europejskiej stoją na przeszkodzie niejednokrotnie nieadekwatne do współczesnych potrzeb przepisy prawa, długotrwałe procedury administracyjne oraz problemy z dostępem do sieci energetycznej nowoczesnych i bardzo wydajnych elektrowni wiatrowych.

Najkorzystniejsze warunki wiatrowe w Europie występują w krajach posiadających długą morską (oceaniczną) linię brzegową, gdyż z reguły w pasie nadmorskim (nadoceanicznym) wiatr wieje najczęściej i najsilniej. Stąd najdynamiczniejszy rozwój energetyki wiatrowej następuje w takich krajach, jak: Niemcy, Hiszpania, Dania, Francja i Holandia. Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwo-energetycznym przyczynia się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych oraz poprawy czystości środowiska naturalnego poprzez redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery i wód, a także redukcję ilości wytwarzanych odpadów.

* * *

Złóża węgla w niektórych państwach Unii Europejskiej zostały wyeksploatowane, zwłaszcza w Zachodniej Europie. Państwa Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Polska, posiadają jeszcze dość znaczne zasoby węgla, ale występujące na dużych głębokościach, w trudnych warunkach geologiczno-górnictwowych oraz przy dużym zagrożeniu tąpnięciami i wybuchami gazów. W 2007 r. import surowców energetycznych pokrywał 54% zapotrzebowania Unii Europejskiej na energię. Tak jak w poprzednich latach był to głównie import z jednego kierunku – z Rosji. Niezbędne są działania zmierzające do poprawy bilansu energetycznego, w tym zmiany jego

struktury, a także kontynuacja poszukiwania i wdrażania rozwiązań przeciwdziałających zmianom klimatycznym. Komisja Europejska we wspomnianym drugim pakiecie energetycznym określiła swoje priorytety, w tym: wsparcie inwestycji infrastrukturalnych, dywersyfikacja dostaw, wzmocnienie unijnych mechanizmów solidarności energetycznej, lepsze wykorzystanie unijnych źródeł energii, wzrost efektywności energetycznej oraz współpraca w tym zakresie z krajami trzecimi. Powyższe działania w najbliższych latach najprawdopodobniej nie ustrzegą Unii Europejskiej przed dalszym wzrostem importu.

Aktualnie trwają intensywne prace nad rozwojem technologii czystego węgla, wśród których CCS (wychwytywanie i magazynowanie CO₂) jest kluczową technologią, zapewniającą dalsze użycie węgla do produkcji energii elektrycznej, a tym samym gwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej. Wiąże się to z faktem, iż pomimo że w najbliższej przyszłości (do 2020 r.) węgiel nadal będzie elementem *energy mix* Unii Europejskiej, to w kolejnych latach następowała będzie stopniowa *dekarbonizacja* energetyki. Komisja Europejska nie zakłada wyeliminowania węgla jako paliwa w elektrowniach, jednak stawia ostre warunki, w praktyce poddające w wątpliwość zasadność jego wykorzystania po 2020 r. Wówczas mają być stosowane zrównoważone technologie węglowe eliminujące emisję dwutlenku węgla powstającego przy spalaniu paliwa. Komisja Europejska stoi na stanowisku, że od tego czasu wszystkie nowe elektrownie węglowe winny być wyposażane w urządzenia wychwytywania i składowania CO₂, a elektrownie eksploatowane stopniowo dostosowywane do tego modelu.

Udział gazu ziemnego w bilansie energetyczno-paliwowym państw Unii Europejskiej z roku na rok wzrasta, jednak potencjał tego surowca na obszarze Wspólnoty systematycznie maleje. Można wszakże stwierdzić, że dostępność złóż pozaeuropejskich oraz istniejąca (stale rozbudowywana) infrastruktura przesyłowa zabezpieczają potrzeby obywateli Unii Europejskiej do 2030 r. Bezpieczeństwo energetyczne poszczególnych państw członkowskich w zakresie gazu ziemnego można zwiększyć poprzez zróżnicowanie pochodzenia geograficznego dostaw, dywersyfikację źródeł i szlaków tranzytowych oraz wzrost importu gazu skroplonego. Na wzrost bezpieczeństwa gazowego wpłynie także budowa nowych terminali regazyfikacji gazu LNG oraz pojemnych podziemnych magazynów gazu (PMG). Pojawiające się co jakiś czas groźby oraz realne, na szczęście krótkotrwałe, wstrzymania dostaw gazu w wyniku *wojen gazowych* pokazują, że nie wystarczy posiadanie nawet najlepszych strategii i planów, by zapewnić zaopatrzenie obywateli w gaz ziemny, który jest jednym z podstawowych surowców energetycznych w gospodarstwach domowych oraz w przemyśle chemicznym.

Zasadniczy problem w Unii Europejskiej stanowi aktualny brak możliwości rezygnacji z dostaw rosyjskiej ropy naftowej. Wiele się czyni dla uniezależnienia od dostaw tego surowca oraz z danego kierunku. Nie wszystkie kraje czynią to z jednakową determinacją, a niektóre wręcz zwiększają swoją zależność od wschodniego dostawcy. Przy obecnym poziomie wydobywania zasoby rosyjskie wyczerpią się prawdopodobnie przed 2030 r., w najbliższych latach należy więc spodziewać się dalszego wzrostu cen ropy naftowej oraz rozwoju poszukiwań i wydobywania surowca w rejonach i pokładach, gdzie dotychczas było to mało opłacalne. Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że przez najbliższe dwie dekady ropa naftowa obok gazu ziemnego pozostanie podstawowym surowcem energetycznym. Jednak, podobnie jak w przypadku gazu ziemnego, jej złoża w szybkim tempie się

wyczerpują, stąd naukowcy na całym świecie pracują by jak najwcześniej, możliwe iż już pod koniec pierwszej połowy XXI wieku, zostały one zastąpione hydrataciami metanu i wodorem.

Energetyka odpowiada za 80% emisji gazów cieplarnianych wytwarzanych na obszarze Unii Europejskiej i jest główną przyczyną zmian klimatycznych oraz zanieczyszczenia powietrza. W myśl *Protokołu z Kioto* podjęto działania mające na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej i na całym świecie do poziomu, przy którym globalny wzrost temperatury zostanie ograniczony do 2°C ponad poziom sprzed epoki przemysłowej. Jeśli nie nastąpią zmiany w obecnej polityce dotyczącej energii i transportu do 2030 r., emisje w państwach UE wzrosną o ok. 5%, a na całym świecie o 55%. W związku z powyższym pilnym problemem w Unii Europejskiej jest rezygnacja z węgla jako źródła energii, bądź modernizacja elektrowni i elektrociepłowni węglowych, poprzez instalację skutecznych systemów oczyszczania gazów odlotowych.

Energia jądrowa jest najtańszym źródłem energii i po uwzględnieniu kosztów zewnętrznych (wynikających ze strat zdrowia społeczeństwa oraz zanieczyszczenia środowiska) oraz kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych wykazuje ogromną przewagę nad innymi źródłami energii. Inwestycja w czystą energię w tym przypadku zabezpiecza społeczeństwo przed skokami cen i możliwością szantażu politycznego ze strony państw dysponujących złożami ropy naftowej i gazu ziemnego. Ponadto rozwój energetyki jądrowej pozwoli zachować kurczące się zasoby paliw organicznych dla przyszłych pokoleń, które wraz z rozwojem nowych technologii będą mogły mieć z nich znacznie większy pożytek niż jest to możliwe obecnie. Czysta energia pozwoli natomiast podnieść poziom życia ludzi i wydłużyć czas jego trwania w przyjaznym środowisku.

Powszechnie oczekuje się, że udział odnawialnych źródeł energii, w tym szczególnie wiatru, w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie systematycznie wzrastał. Najnowsze badania dowodzą, że przed 2040 r. wiatr wraz z innymi OZE będzie mógł zaspokajać 100% światowych potrzeb w tym zakresie. Przewiduje się, że w najbliższych latach gwałtowny rozwój energetyki wiatrowej będzie odpowiedzią na globalny kryzys finansowy, by uchronić świat przed kryzysem energetycznym, gdyż energia wiatru jest praktycznie niewyczerpywalna, dostępna zawsze i wszędzie, co powoduje, iż ryzyko inwestycji w tym sektorze praktycznie nie istnieje. Dodatkowym argumentem dla inwestorów jest brak monopolu w sektorze oraz obowiązek odbioru przez państwo energii, której cena ciągle wzrasta.

Energetyka wiatrowa jest obecnie najbardziej rozwiniętą technologią odnawialną w Unii Europejskiej, która w tym sektorze zajmuje aktualnie pozycję lidera rynku globalnego, posiadając ok. 60% udziałów. Wielkość przewidywana w *Białej Księdze* w sprawie odnawialnych źródeł energii na poziomie 40,0 GW dawno już została osiągnięta, tj. ze znacznym wyprzedzeniem harmonogramu. Cel ten został w efekcie podwyższony do poziomu 75,0 GW w 2010 r., co ma umożliwić wytwarzanie około 160 TWh energii elektrycznej rocznie, a przez to zapewnić pokrycie 4-6% europejskiego zapotrzebowania w tym zakresie. Dominującą pozycję w unijnej energetyce wiatrowej zajmują Niemcy, natomiast największą dynamikę rozwoju w ostatnich latach wykazuje Hiszpania.

Rozdział 3. Zapotrzebowanie oraz produkcja paliw i energii w Unii Europejskiej

3.1. Przyjęta procedura oraz zastosowane jednostki miar

W celu zobrazowania trendów występujących w zakresie zapotrzebowania na paliwa i energię oraz możliwości jego zaspokojenia, po podaniu podstawowych danych dotyczących ludności i produktu krajowego brutto (PKB) określono poziomy produkcji i konsumpcji energii pierwotnej. Metoda ta uwzględnia zawartość energii w surowcu, przed przemianą w końcowe zużycie energii. W przypadku energii elektrycznej wytwarzanej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii przyjmuje się wówczas, że wkład energii pierwotnej jest równy wyprodukowanej energii. W związku z powyższym energia odnawialna znajduje się w znacznie lepszej sytuacji niż inne źródła energii, gdyż do ich zużycia nie wlicza się strat wynikających z przemiany.

Dla neutralizacji ww. błędu urodzenia obarczającego energię pierwotną podano również zużycie energii finalnej (wtórnej) brutto – wskazujące, jakie nośniki energetyczne oraz którym odbiorcom dostarczane są do celów energetycznych. Powyższe dane, dotyczące badanego okresu (lata 2000-2006), uzupełniono dodatkowo o poziom emisji dwutlenku węgla oraz stopień zależności energetycznej badanych krajów i całej Unii Europejskiej.

Liczba ludności, której potrzeby energetyczne były i winny nadal być zaspokajane podana została z dokładnością do 100 tys. według danych na 1 stycznia każdego roku, bądź (w kilku przypadkach) na dzień 31 grudnia roku poprzedniego. PKB przytoczone zostały z mld euro z dokładnością do 100 mln euro, wraz ze stopą wzrostu wyliczoną poprzez porównanie PKB za dany rok do PKB z roku poprzedniego wyrażoną w procentach, z dokładnością do 0,1 procenta. O ile PKB wskazuje potencjał ekonomiczny poszczególnych podmiotów, to roczny wzrost PKB obrazuje dynamikę rozwoju gospodarczego i wskazuje istniejące w tym zakresie różnice pomiędzy poszczególnymi krajami. Ponadto, w celu wyeliminowania różnic w poziomie cen podano najbardziej uniwersalną miarę poziomu gospodarczego PKB według parytetu siły nabywczej, po przeliczeniu na jednego mieszkańca, a w zasadzie na jednego obywatela.

Produkcja każdego z wydobywanych surowców energetycznych wyrażana w międzynarodowych statystykach w różnych jednostkach wielkości, podana została w sposób umożliwiający porównanie z energią wytwarzaną przez energetyką jądrową oraz energetykę bazującą na źródłach odnawialnych, tj. po przeliczeniu na tysiące ton ekwiwalentu ropy naftowej (1 000 toe = 1 ktoe), z dokładnością do 1 ktoe. Łączną produkcję pierwotną węgla kamiennego i brunatnego podano wraz z ilościami konsumowanymi następnie przez producentów w procesie produkcji, np. do ogrzewania lub uruchamiania wyposażenia zasadniczego i urządzeń pomocniczych. Dane o produkcji ropy naftowej obejmują wydobycie na terytoriach poszczególnych państw i z dna morskiego, bez wolumenu powtórnie wtłoczonego do gruntu, zarówno ropy naftowej, gazów skroplonych (LNG), kondensatów i oleju z łupiek bitumicznych oraz z piasków roponośnych. Jako gaz ziemny zakwalifikowano wolumen przewidziany do transportu gazociągami i w zbiornikach, ale tylko w postaci gazowej, w ilościach mierzonych po oczyszczeniu, odsiarczeniu i wydzieleniu gazu do

skroplenia. Ciepło powstałe wskutek rozszczepienia jąder atomowych w elektrowniach jądrowych jest wykazane jako energia pierwotna wyprodukowana z energii jądrowej. Natomiast energia pierwotna ze źródeł odnawialnych obejmuje: energię kinetyczną otrzymywaną podczas przekształcania energii wody w energię elektryczną (energia elektryczna produkowana w elektrowniach szczytowo-pompowych nie jest uwzględniana), ciepło uzyskiwane podczas produkcji biopaliw i biogazu oraz spalania odpadów odnawialnych, energię kinetyczną wiatru, która w turbinach wiatrowych wykorzystywana jest do produkcji energii elektrycznej, energię promieniowania słonecznego wykorzystywaną do ogrzewania lub produkcji energii elektrycznej oraz ciepło pozyskiwane z wód geotermalnych. Wartości wskazane w pozycji *łączna produkcja energii [pierwotnej]* stanowią sumę wartości energii wszystkich wymienionych powyżej rodzajów energii pierwotnej.

Konsumpcja energii pierwotnej została wyszczególniona w zamieszczonych tabelach (3.1 – 3.28) w rozbiciu na poszczególne rodzaje paliw, w takich samych jednostkach, jak jej produkcja, tj. w tysiącach ton ekwiwalentu ropy naftowej, z dokładnością do 1 ktoe. *Łączna konsumpcja energii [pierwotnej]* została zdefiniowana jako różnica sumy produkcji wewnętrznej, importu, produktów odzyskanych i wyników wymiany dokonanej poprzez giełdy energii pierwotnej oraz sumy eksportu wraz z ilościami paliw przeznaczonych do zatankowania zbiorników w portach (bunkrów morskich). Różnica pomiędzy wielkościami łącznej produkcji energii i łącznej konsumpcji energii oznacza wielkość energii pierwotnej utraconej.

Import/Eksport energii pierwotnej obliczony został poprzez odjęcie ilości eksportowanych od ilości importowanych, przy czym import obejmuje łączną ilość wpływającą na dane terytorium z wyłączeniem ilości przesyłanych tranzytem.

Produkcja energii elektrycznej obejmuje całość energii elektrycznej generowanej w danym kraju lub w całej Unii Europejskiej przez elektrownie wszelkich typów. Jej wielkość wyrażona została w TWh, z dokładnością do 100 GWh. Ponadto w tabelach przedstawione zostały współczynniki energetyczne równe wielkości produkcji energii elektrycznej przypadającej na osobę, tzn. na każdego obywatela danego kraju, wyrażone w kilowatogodzinach na osobę, z dokładnością do 0,1 kWh/osobę.

Konsumpcja energii elektrycznej, stanowiąca część konsumpcji energii finalnej, została podana odrębnie według sektorów, z dokładnością do 100 GWh. Wartość ujemna importu oznacza, że dany kraj jest eksporterem netto.

Konsumpcja energii finalnej również podana została w rozbiciu na sektory gospodarki. Obejmuje ona sumaryczne ilości wszystkich rodzajów energii finalnej dostarczanych odbiorcy końcowemu. Konsumpcja energii finalnej w przemyśle obejmuje jej zużycie przez wszystkie działy przemysłu z wyłączeniem działu wytwarzania energii. Zużycie energii finalnej w transporcie zawiera konsumpcję paliw i energii we wszystkich działach transportu, w tym kolejowego, drogowego, lotniczego krajowego i międzynarodowego, wewnętrzne systemy nawigacji na lotniskach, w portach i poza nimi, z wyłączeniem paliw w bunkrach morskich.

Emisja dwutlenku węgla (CO₂) wskazuje ilości emitowanego gazu odpowiedzialnego w ponad 82% za globalny efekt cieplarniany. Jej wielkość wyrażona została w milionach ton, z dokładnością do 0,1 Mt.

Zależność energetyczna wskazuje stopień zaspokajania potrzeb energetycznych importem. Obliczana jest jako iloczyn różnicy importu i eksportu energii przez sumę rocznej konsumpcji energii i energii zgromadzonej w magazynach (bunkrach morskich).

3.2. Dotychczasowy bilans energii w Unii Europejskiej

Tabela 3.1. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Austrii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		8 002,2	8 020,9	8 065,1	8 102,2	8 140,1	8 206,5	8 265,9	
PKB [w mld euro]		207,5	212,5	218,8	223,3	232,8	244,5	257,3	
Wzrost PKB [w %]		3,7	0,5	1,6	0,8	2,5	2,9	3,4	
PKB na osobę [w PPP]		25 000	24 700	25 800	26 300	27 400	28 100	29 400	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	293	283	332	271	55	0	0	
	ropa naftowa	1 095	1 032	966	1 029	1 081	983	1 004	
	gaz ziemny	1 533	1 471	1 597	1 776	1 667	1 403	1 564	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	6 705	6 863	6 788	6 409	6 879	6 950	7 019	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	3 598	3 455	3 433	2 827	3 132	3 085	2 999
		energia z biomasy	3 024	3 312	3 251	3 452	3 547	3 624	3 737
		energia wiatrowa	6	15	17	31	79	114	148
		energia słoneczna	64	67	69	80	86	92	101
		energia geotermalna	14	14	17	19	35	35	35
łączna produkcja energii		9 626	9 648	9 682	9 485	9 682	9 337	9 587	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 592	3 722	3 802	4 067	4 047	4 039	3 985	
	ropa naftowa	12 223	13 166	13 207	14 203	14 248	14 455	14 430	
	gaz ziemny	6 519	6 909	6 987	7 554	7 465	8 178	7 458	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	6 656	6 809	6 772	6 300	6 814	6 890	7 282	
łączna konsumpcja energii		29 032	30 858	31 103	32 904	33 201	34 105	34 088	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		19 106	19 973	21 173	23 097	23 481	24 658	24 864	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		58,7	59,1	58,8	55,9	59,7	61,0	58,8	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		7,7	7,8	7,7	7,4	7,9	8,0	7,7	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	20,8	21,6	21,6	21,7	23,4	24,0	24,9	
	transport	3,3	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	27,3	28,0	27,9	29,3	28,7	29,1	29,9	
	łączna konsumpcja energii	54,1	55,6	56,3	58,2	59,4	60,2	62,3	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		- 1,4	0,2	0,7	5,6	3,1	2,7	6,9	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	7 701	7 941	8 087	8 159	8 345	8 601	8 746	
	transport	6 080	6 401	6 995	7 487	7 745	8 034	7 659	
	gospodarstwa domowe	6 007	6 395	6 163	6 402	6 368	6 657	6 631	
	rolnictwo	555	580	571	584	587	593	577	
	usługi	2 715	3 209	3 179	3 667	3 195	3 221	3 139	
	pozostałe	- 1	- 1	0	1	1	1	1	
łączna konsumpcja energii		23 057	24 525	24 995	26 300	26 241	27 107	26 753	
Emisja CO ₂ [w Mt]		65,9	70,2	72,1	78,3	77,5	79,5	77,3	
Zależność energetyczna [w %]		65,8	64,7	68,1	70,2	70,7	72,3	72,9	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.2. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Belgii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		10 239,1	10 263,4	10 309,7	10 355,8	10 396,4	10 445,8	10 511,4	
PKB [w mld euro]		251,7	258,9	267,7	274,7	289,6	302,1	318,2	
Wzrost PKB [w %]		3,7	0,8	1,5	1,0	3,0	1,8	3,0	
PKB na osobę [w PPP]		24 000	24 400	25 600	25 500	26 100	26 900	28 000	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	2	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	12 422	11 956	12 217	12 222	12 204	12 277	12 032	
	energia odnawialna	641	719	666	896	955	1 176	1 335	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	39	38	31	21	27	25	31
		energia z biomasy	596	673	627	864	913	1 127	1 267
		energia wiatrowa	1	3	5	8	11	20	31
		energia słoneczna	1	1	2	2	3	3	3
		energia geotermalna	4	4	1	1	1	1	2
	łącznie produkcja energii		13 065	12 675	12 883	13 118	13 159	13 453	13 367
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	8 200	7 077	6 652	6 216	6 090	5 450	5 163	
	ropa naftowa	24 100	24 252	22 673	25 090	24 685	24 747	23 670	
	gaz ziemny	13 369	13 180	13 378	14 402	14 570	14 740	14 995	
	energia jądrowa	12 422	11 956	12 217	12 222	12 204	12 277	12 032	
	energia odnawialna	746	820	802	1 056	1 161	1 457	1 767	
	łącznie konsumpcja energii		61 386	60 248	58 340	61 481	61 389	61 147	60 411
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		50 812	51 272	49 341	53 244	53 940	53 775	53 486	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		78,3	74,4	76,6	79,1	79,8	80,8	79,6	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		8,2	7,8	8,0	8,2	8,2	8,3	8,1	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	39,9	39,2	38,9	40,0	40,4	39,4	40,2	
	transport	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,6	
	gospodarstwa domowe/usługi	36,2	37,5	38,1	38,2	38,7	39,1	40,8	
	łącznie konsumpcja energii		78,9	79,6	80,4	81,7	83,5	83,0	85,5
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		4,3	9,1	7,6	6,4	7,8	6,3	10,2	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	15 687	15 545	14 328	14 572	14 287	13 563	14 429	
	transport	9 710	9 492	9 654	10 177	10 247	9 926	9 626	
	gospodarstwa domowe	9 491	9 869	9 293	9 889	10 037	9 938	8 932	
	rolnictwo	659	695	657	829	645	818	717	
	usługi	3 442	3 656	3 574	4 069	4 058	4 152	4 314	
	pozostałe	66	37	45	411	68	47	149	
łącznie konsumpcja energii		39 055	39 294	37 551	39 947	39 342	38 443	38 165	
Emisja CO ₂ [w Mt]		123,8	124,0	123,2	127,1	126,8	123,5	119,1	
Zależność energetyczna [w %]		76,1	78,3	75,7	77,9	78,1	78,2	77,9	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.3. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Bułgarii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		8 190,9	8 149,5	7 891,1	7 845,8	7 801,3	7 761,0	7 718,7	
PKB [w mld euro]		13,7	15,2	16,6	17,8	19,9	21,9	25,2	
Wzrost PKB [w %]		5,4	4,1	4,5	5,0	6,6	6,2	6,3	
PKB na osobę [w PPP]		5 300	5 800	6 300	6 700	7 300	7 800	8 600	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	4 310	4 497	4 428	4 645	4 524	4 178	4 307	
	ropa naftowa	43	34	37	30	31	30	28	
	gaz ziemny	12	18	16	13	267	384	374	
	energia jądrowa	4 689	5 044	5 216	4 457	4 337	4 812	5 028	
	energia odnawialna	780	696	832	952	1 009	1 149	1 173	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	230	149	189	260	272	373	364
		energia z biomasy	550	547	643	691	737	743	774
		energia wiatrowa	0	0	0	0	0	0	2
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	33	33
	łącna produkcja energii		9 834	10 290	10 530	10 098	10 169	10 553	10 911
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	6 417	7 246	6 658	7 329	7 247	6 892	6 968	
	ropa naftowa	4 218	4 263	4 430	4 634	4 404	4 946	5 116	
	gaz ziemny	2 932	2 739	2 404	2 501	2 493	2 804	2 901	
	energia jądrowa	4 689	5 044	5 216	4 457	4 337	4 812	5 028	
	energia odnawialna	776	692	828	942	980	1 123	1 140	
łącna konsumpcja energii		18 647	19 390	19 002	19 553	18 986	19 983	20 547	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		8 718	9 027	8 939	9 313	9 240	9 516	9 545	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		38,8	41,3	41,5	40,0	39,1	41,8	43,2	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		5,0	5,4	5,4	5,4	5,3	5,7	5,9	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	8,6	9,0	8,5	9,2	9,7	9,8	10,0	
	transport	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
	gospodarstwa domowe/usługi	15,1	15,1	15,1	15,5	14,7	15,4	16,4	
	łącna konsumpcja energii	27,9	28,0	29,0	28,5	28,2	29,3	30,5	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-4,6	-7,2	-6,3	-5,5	-5,9	-7,6	-7,7	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	3 652	3 657	3 500	3 826	3 755	3 719	3 833	
	transport	1 823	1 924	2 026	2 291	2 374	2 570	2 772	
	gospodarstwa domowe	2 165	2 016	2 170	2 271	2 104	2 145	2 180	
	rolnictwo	311	273	278	281	276	302	299	
	usługi	647	760	732	762	692	824	945	
	pozostałe	3	12	13	0	9	4	0	
łącna konsumpcja energii		8 602	8 641	8 719	9 432	9 211	9 565	10 028	
Emisja CO ₂ [w Mt]		50,5	52,1	49,3	53,9	53,3	54,0	55,1	
Zależność energetyczna [w %]		46,6	46,3	46,8	47,3	48,4	47,4	46,2	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.4. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Cyprze (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		690,5	697,5	705,5	715,1	730,4	749,2	766,4	
PKB [w mld euro]		10,1	10,8	11,2	11,8	12,7	13,7	14,7	
Wzrost PKB [w %]		5,0	4,0	2,1	1,9	4,2	3,9	4,1	
PKB na osobę [w PPP]		16 900	18 000	18 300	18 400	19 600	20 400	21 300	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	-	-	-	-	-	-	-	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	44	44	45	48	48	48	50	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	-	-	-	-	-	-	-
		energia z biomasy	9	10	10	12	9	7	7
		energia wiatrowa	-	-	-	-	-	-	-
		energia słoneczna	35	34	35	36	39	41	43
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
łącna produkcja energii		44	44	45	48	48	48	50	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	35	37	37	38	38	36	37	
	ropa naftowa	2 310	2 337	2 355	2 565	2 362	2 382	2 520	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	44	44	45	48	48	48	50	
łącna konsumpcja energii		2 390	2 420	2 439	2 654	2 450	2 466	2 609	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		2 547	2 504	2 586	2 663	2 417	2 816	2 971	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		3,2	3,3	3,6	3,8	3,9	4,1	4,4	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		4,9	5,1	5,4	5,7	5,8	5,8	6,1	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	
	transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	gospodarstwa domowe/usługi	2,5	2,6	2,9	3,1	3,2	3,4	3,6	
	łącna konsumpcja energii	3,0	3,1	3,4	3,7	3,7	3,9	4,2	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-	-	-	-	-	-	-	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	442	415	429	428	525	316	331	
	transport	854	929	899	955	860	972	929	
	gospodarstwa domowe	215	213	229	248	237	319	347	
	rolnictwo	8	8	9	35	37	38	39	
	usługi	106	123	134	140	150	157	165	
	pozostałe	15	8	8	7	7	8	28	
	łącna konsumpcja energii	1 640	1 697	1 708	1 813	1 818	1 809	1 840	
Emisja CO ₂ [w Mt]		6,8	6,7	7,1	7,4	7,7	7,9	8,1	
Zależność energetyczna [w %]		98,8	96,0	100,5	95,9	96,4	100,8	102,5	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.5. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Czechach (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		10 278,1	10 266,5	10 206,4	10 203,3	10 211,5	10 220,6	10 251,1	
PKB [w mld euro]		61,5	69,0	80,0	80,9	88,3	100,2	113,5	
Wzrost PKB [w %]		3,6	2,5	1,9	3,6	4,5	6,3	6,8	
PKB na osobę [w PPP]		13 000	13 900	14 400	15 200	16 300	17 100	18 300	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	25 049	25 347	24 255	25 363	23 563	23 570	23 719	
	ropa naftowa	176	185	268	321	310	317	269	
	gaz ziemny	169	122	115	131	162	154	147	
	energia jądrowa	3 506	3 805	4 834	6 674	6 791	6 379	6 719	
	energia odnawialna	595	687	851	1 514	1 919	2 012	2 200	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	151	177	214	119	174	205	219
		energia z biomasy	444	510	637	1 394	1 743	1 803	1 973
		energia wiatrowa	0	0	0	0	1	2	4
		energia słoneczna	0	0	0	0	2	2	3
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącna produkcja energii		29 566	30 198	30 396	34 073	32 781	32 434	33 074
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	21 598	21 166	20 780	22 009	21 069	20 300	20 904	
	ropa naftowa	8 036	8 512	8 648	8 905	9 712	10 068	10 041	
	gaz ziemny	7 500	8 032	7 762	7 842	7 788	7 703	7 576	
	energia jądrowa	3 506	3 805	4 834	6 674	6 791	6 379	6 719	
	energia odnawialna	595	687	851	1 514	1 781	1 824	1 972	
łącna konsumpcja energii		40 502	41 511	42 025	45 615	45 885	45 316	46 240	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		9 445	10 719	11 364	11 399	11 744	12 893	12 930	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		68,8	70,0	71,8	78,2	79,1	77,4	79,0	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		7,1	7,3	7,5	8,2	8,3	8,1	8,2	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	18,9	19,9	20,6	20,6	22,4	23,1	23,6	
	transport	2,3	2,1	2,1	2,2	2,2	2,1	2,2	
	gospodarstwa domowe/usługi	28,1	28,8	28,1	29,6	29,3	30,0	31,2	
	łącna konsumpcja energii	53,8	55,6	55,5	56,9	58,3	59,7	61,5	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-10,0	-9,5	-11,4	-16,2	-15,7	-12,6	-12,6	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	9 796	9 467	9 459	9 508	9 845	9 593	9 477	
	transport	4 377	4 628	4 831	5 473	5 791	6 164	6 318	
	gospodarstwa domowe	5 301	5 771	5 332	5 968	6 249	5 949	6 509	
	rolnictwo	660	621	576	568	563	550	561	
	usługi	2 984	3 235	3 053	3 428	3 481	3 276	2 981	
	pozostałe	518	249	320	289	148	243	403	
łącna konsumpcja energii		23 636	23 970	23 571	25 234	26 078	25 776	26 251	
Emisja CO ₂ [w Mt]		126,8	128,3	124,6	125,9	126,6	125,9	127,9	
Zależność energetyczna [w %]		23,3	25,8	27,0	25,0	25,6	28,5	28,0	

Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.6. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Danii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		5 330,0	5 349,2	5 368,4	5 383,5	5 397,6	5 411,4	5 427,5	
PKB [w mld euro]		173,6	179,2	184,7	188,5	197,1	207,4	218,3	
Wzrost PKB [w %]		3,5	0,7	0,5	0,4	2,3	2,4	3,3	
PKB na osobę [w PPP]		25 100	25 300	26 300	25 700	27 200	27 800	29 100	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	-	-	-	-	-	-	-	
	ropa naftowa	18 176	17 280	18 551	18 563	19 692	18 935	17 231	
	gaz ziemny	7 412	7 589	7 603	7 203	8 492	9 383	9 323	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	2 065	2 206	2 351	2 637	2 835	2 955	2 957	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	3	2	3	2	2	2	2
		energia z biomasy	1 687	1 822	1 917	2 144	2 253	2 371	2 408
		energia wiatrowa	365	370	419	478	566	569	525
		energia słoneczna	8	8	9	9	9	10	10
		energia geotermalna	3	3	4	4	4	3	12
	łącznie produkcja energii		27 652	27 076	28 505	28 403	31 018	31 273	29 511
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 987	4 202	4 187	5 665	4 361	3 751	5 476	
	ropa naftowa	8 905	9 084	8 689	8 398	8 367	8 171	8 235	
	gaz ziemny	4 449	4 631	4 627	4 661	4 634	4 399	4 537	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	2 124	2 296	2 456	2 798	3 054	3 262	3 257	
łącznie konsumpcja energii		19 525	20 167	19 785	20 791	20 173	19 705	20 912	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		-7 255	-5 777	-8 610	-6 850	-9 947	-10 430	-8 082	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		33,9	35,5	37,0	43,5	38,2	34,3	43,1	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		6,8	7,1	7,3	8,6	7,5	6,7	8,4	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	10,0	10,1	9,9	9,7	10,0	10,3	10,4	
	transport	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
	gospodarstwa domowe/usługi	22,1	22,2	22,2	22,3	22,6	22,8	23,3	
	łącznie konsumpcja energii	32,5	32,6	32,8	32,9	33,5	34,0	34,7	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		0,7	-0,6	-2,1	-8,5	-2,9	1,4	-6,9	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	2 941	3 012	2 852	2 863	2 898	2 866	2 925	
	transport	4 732	4 760	4 733	4 916	5 153	5 269	5 339	
	gospodarstwa domowe	4 158	4 406	4 301	4 409	4 397	4 462	4 419	
	rolnictwo	967	943	934	906	866	864	901	
	usługi	1 829	1 889	1 911	1 970	1 983	1 984	2 031	
	pozostałe	12	14	13	13	13	13	13	
łącznie konsumpcja energii		14 638	15 025	14 743	15 076	15 309	15 457	15 627	
Emisja CO ₂ [w Mt]		53,1	54,7	54,2	59,4	53,9	50,3	57,5	
Zależność energetyczna [w %]		-34,8	-27,1	-41,6	-31,5	-47,4	-50,8	-36,8	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.7. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Estonii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		1 372,1	1 367,0	1 361,2	1 356,0	1 351,1	1 347,5	1 344,7	
PKB [w mld euro]		6,1	6,9	7,8	8,7	9,7	11,1	13,1	
Wzrost PKB [w %]		9,6	7,7	7,8	7,1	7,5	9,2	10,4	
PKB na osobę [w PPP]		8 500	9 100	10 200	11 300	12 400	13 700	15 400	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	2 672	2 625	2 813	3 247	3 035	3 176	3 099	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	512	552	568	667	679	680	624	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	0	1	1	1	2	2	1
		energia z biomasy	512	551	567	665	676	674	616
		energia wiatrowa	0	0	0	1	1	5	7
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącznie produkcja energii		3 184	3 428	3 653	4 205	4 029	4 210	3 858
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	2 974	2 922	2 853	3 323	3 342	3 191	3 043	
	ropa naftowa	627	996	1 061	1 047	1 082	1 118	1 103	
	gaz ziemny	662	710	596	680	775	800	808	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	513	541	548	577	599	589	531	
łącznie konsumpcja energii		4 696	5 116	4 998	5 465	5 643	5 559	5 420	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		1 593	1 663	1 491	1 466	1 657	1 471	1 885	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		8,0	8,0	8,0	9,6	9,7	9,6	9,2	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		6,2	6,2	6,3	7,5	7,6	7,6	7,2	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	1,8	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	
	transport	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	3 047	3,2	3,3	3,4	3,7	3,8	4,1	
	łącznie konsumpcja energii	5,9	5,8	6,1	6,5	6,8	6,9	7,3	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-0,9	-0,8	-0,7	-1,9	-1,8	-1,6	-0,7	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	529	583	549	644	615	645	615	
	transport	579	653	681	644	712	769	797	
	gospodarstwa domowe	928	939	918	926	923	889	881	
	rolnictwo	58	60	80	67	108	101	93	
	usługi	271	286	317	344	383	378	387	
	pozostałe	0	0	0	0	1	0	0	
łącznie konsumpcja energii		2 365	2 521	2 544	2 625	2 743	2 783	2 775	
Emisja CO ₂ [w Mt]		15,3	15,4	15,1	16,9	17,1	16,5	16,0	
Zależność energetyczna [w %]		33,2	31,9	29,1	26,3	28,6	25,9	33,5	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.8. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Finlandii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		5 171,3	5 181,1	5 194,9	5 206,3	5 219,7	5 236,6	5 255,6	
PKB [w mld euro]		132,2	139,8	143,8	145,8	152,2	157,1	167,0	
Wzrost PKB [w %]		5,1	2,7	1,6	1,8	3,7	2,8	4,9	
PKB na osobę [w PPP]		22 300	22 900	23 600	23 400	25 200	25 700	27 100	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1 207	1 378	2 107	1 832	885	2 129	3 224	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	5 799	5 874	5 751	5 864	5 860	6 003	5 909	
	energia odnawialna	7 742	7 440	7 722	7 813	8 671	8 078	8 654	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	1 261	1 135	927	825	1 296	1 185	988
		energia z biomasy	6 474	6 298	6 789	6 979	7 364	6 878	7 651
		energia wiatrowa	7	6	6	8	10	15	13
		energia słoneczna	1	1	1	1	1	1	1
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącznie produkcja energii		14 747	14 692	15 579	15 508	15 415	16 210	17 787
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	5 087	6 099	6 488	8 315	7 508	4 925	7 446	
	ropa naftowa	9 266	9 000	10 359	10 506	11 086	10 625	10 978	
	gaz ziemny	3 422	3 707	3 684	4 084	3 951	3 598	3 876	
	energia jądrowa	5 799	5 874	5 751	5 864	5 860	6 003	5 909	
	energia odnawialna	7 742	7 416	7 683	7 765	8 612	8 000	8 576	
łącznie konsumpcja energii		32 544	33 167	35 205	37 235	37 494	34 666	37 821	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		18 587	18 926	18 844	22 420	20 958	19 306	20 946	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		66,8	71,0	71,3	80,0	81,4	67,1	77,9	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		13,5	14,4	14,4	16,2	16,4	13,5	15,7	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	42,7	42,4	43,7	44,3	46,1	43,3	46,9	
	transport	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	
	gospodarstwa domowe/usługi	32,2	34,3	35,4	35,9	36,4	37,0	38,2	
	łącznie konsumpcja energii	76,0	77,9	80,3	81,4	83,3	81,1	86,0	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		11,9	10,0	11,9	4,9	4,9	17,0	11,4	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	12 046	11 414	12 094	12 385	12 886	12 093	13 273	
	transport	4 457	4 548	4 567	4 703	4 809	4 831	4 956	
	gospodarstwa domowe	4 541	4 828	4 933	4 991	4 826	4 849	4 947	
	rolnictwo	736	750	757	758	754	750	777	
	usługi	1 563	1 662	1 704	1 696	1 728	1 742	1 822	
	pozostałe	833	934	1 037	1 097	1 090	986	904	
łącznie konsumpcja energii		24 176	24 137	25 092	25 630	26 093	25 252	26 679	
Emisja CO ₂ [w Mt]		57,0	62,2	64,7	72,3	68,5	56,7	68,1	
Zależność energetyczna [w %]		56,0	56,1	52,6	59,2	55,2	54,9	54,6	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.9. Bilans energii i wskaźniki energetyczne we Francji (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		60 538,0	60 963,8	61 399,3	61 831,8	62 251,8	62 637,6	62 998,8	
PKB [w mld euro]		1 441,4	1 497,2	1 548,6	1 594,8	1 660,2	1 726,1	1 807,5	
Wzrost PKB [w %]		3,9	1,8	1,0	1,1	2,5	1,9	2,2	
PKB na osobę [w PPP]		22 000	22 900	23 700	23 200	23 800	24 900	25 900	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	2 021	1 317	951	1 041	99	0	0	
	ropa naftowa	1 692	1 662	1 341	1 431	1 388	1 248	1 119	
	gaz ziemny	1 505	1 510	1 450	1 282	1 108	909	1 059	
	energia jądrowa	107 093	108 618	112 664	113 776	115 625	116 474	116 128	
	energia odnawialna	18 065	18 423	16 808	17 273	17 447	16 844	17 261	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	5 822	6 464	5 257	5 133	5 193	4 496	4 845
		energia z biomasy	12 087	11 820	11 382	11 959	12 053	12 113	12 072
		energia wiatrowa	7	11	23	34	51	83	185
		energia słoneczna	26	19	19	18	20	22	29
		energia geotermalna	124	109	128	129	130	130	130
	łącna produkcja energii		131 106	131 689	133 388	134 802	135 667	135 474	135 567
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	15 240	12 532	13 773	13 933	13 902	14 296	13 243
ropa naftowa		89 539	95 859	93 166	93 013	93 769	92 991	92 248	
gaz ziemny		35 766	37 548	37 484	39 318	40 148	41 077	39 624	
energia jądrowa		107 093	108 618	112 664	113 776	115 625	116 474	116 128	
energia odnawialna		18 070	18 431	16 794	17 231	17 384	16 788	17 273	
łącna konsumpcja energii		259 734	267 108	267 257	271 560	275 505	276 439	273 070	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		134 196	136 771	137 477	138 857	141 485	144 346	141 728	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		511,8	521,0	528,0	535,5	540,6	544,4	542,4	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,2	9,1	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	134,7	134,7	133,4	133,8	139,5	137,9	138,9	
	transport	11,7	11,7	12,0	12,1	12,4	12,2	12,3	
	gospodarstwa domowe/usługi	238,6	249,4	248,2	262,4	271,0	275,3	278,7	
	łącna konsumpcja energii	411,9	422,0	420,1	437,3	447,0	451,8	447,3	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-69,5	-68,4	-77,0	-66,4	-61,9	-60,3	-63,3	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	36 777	39 506	37 739	38 283	37 837	35 598	35 078	
	transport	51 586	51 898	51 427	50 978	50 367	49 941	50 859	
	gospodarstwa domowe	42 412	43 910	42 608	44 196	46 162	45 576	44 658	
	rolnictwo	3 083	3 096	3 036	2 892	3 384	3 294	3 187	
	usługi	18 206	19 131	18 299	20 703	20 955	21 383	20 934	
	pozostałe	293	609	600	396	905	3 461	3 053	
łącna konsumpcja energii		152 356	158 150	153 709	157 457	159 619	159 262	157 779	
Emisja CO ₂ [w Mt]		402,6	408,8	401,3	407,5	411,9	415,7	404,2	
Zależność energetyczna [w %]		51,1	50,7	51,0	50,6	50,8	51,7	51,4	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.10. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Grecji (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		10 903,8	10 931,2	10 968,7	11 006,4	11 040,6	11 082,8	11 125,2	
PKB [w mld euro]		137,9	146,4	156,6	171,4	185,9	197,6	213,2	
Wzrost PKB [w %]		4,5	4,2	3,4	5,6	4,9	2,9	4,5	
PKB na osobę [w PPP]		16 000	17 100	18 500	19 100	20 400	20 900	22 200	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	8 222	8 392	8 914	8 176	8 547	8 538	8 137	
	ropa naftowa	281	192	190	138	134	101	95	
	gaz ziemny	42	40	42	31	29	18	26	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	1 403	1 318	1 393	1 543	1 554	1 634	1 793	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	318	180	241	410	402	431	520
		energia z biomasy	946	970	996	945	954	990	1 006
		energia wiatrowa	39	65	56	88	96	109	146
		energia słoneczna	99	100	99	99	101	102	109
		energia geotermalna	2	2	1	1	1	1	11
	łącznie produkcja energii		9 947	9 943	10 539	9 887	10 264	10 291	10 050
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	9 040	9 308	9 319	8 906	9 101	8 952	8 392	
	ropa naftowa	16 007	16 499	17 057	17 619	17 612	18 063	18 207	
	gaz ziemny	1 705	1 683	1 801	2 026	2 229	2 354	2 747	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	1 403	1 318	1 393	1 543	1 554	1 634	1 796	
łącznie konsumpcja energii		28 217	29 061	29 856	30 307	30 773	31 352	31 509	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		22 065	22 410	23 308	22 592	24 708	23 448	24 853	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		50,4	50,0	50,9	54,7	55,5	56,1	56,9	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		4,9	4,9	5,0	5,3	5,4	5,4	5,5	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	13,5	13,8	14,1	14,2	14,0	14,4	14,2	
	transport	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	gospodarstwa domowe/usługi	29,4	30,6	32,2	34,2	35,5	36,3	38,2	
	łącznie konsumpcja energii	46,1	47,6	49,8	51,8	53,2	54,3	56,0	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-0,0	2,5	2,9	2,1	2,8	3,8	4,2	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	4 445	4 505	4 468	4 315	4 054	4 143	4 213	
	transport	7 212	7 379	7 476	7 818	7 977	8 085	8 502	
	gospodarstwa domowe	4 486	4 701	4 914	5 485	5 381	5 489	5 491	
	rolnictwo	1 108	1 107	1 150	1 247	1 104	1 143	1 174	
	usługi	1 309	1 470	1 538	1 665	1 778	1 939	2 075	
	pozostałe	0	0	1	2	3	2	0	
łącznie konsumpcja energii		18 560	19 162	19 546	20 530	20 297	20 800	21 454	
Emisja CO ₂ [w Mt]		103,7	106,1	105,7	109,9	110,2	110,5	109,7	
Zależność energetyczna [w %]		69,4	68,9	70,7	67,5	72,7	68,6	71,9	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.11. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Hiszpanii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		40 049,7	40 476,7	40 964,2	41 663,7	42 345,3	43 038,0	43 758,2	
PKB [w mld euro]		630,3	680,7	729,2	782,9	841,0	908,8	982,3	
Wzrost PKB [w %]		5,0	3,6	2,7	3,1	3,3	3,6	3,9	
PKB na osobę [w PPP]		18 500	19 400	20 600	20 900	21 900	22 900	24 600	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	7 740	7 358	7 450	6 975	6 453	6 265	6 049	
	ropa naftowa	229	341	319	325	257	168	140	
	gaz ziemny	148	471	467	197	310	144	55	
	energia jądrowa	16 046	16 434	16 255	15 961	16 407	14 842	15 510	
	energia odnawialna	7 016	8 307	7 076	9 324	8 972	8 709	9 442	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	2 534	3 527	1 981	3 530	2 713	1 681	2 198
		energia z biomasy	4 035	4 135	4 297	4 700	4 852	5 131	5 173
		energia wiatrowa	406	599	748	1 038	1 341	1 825	1 979
		energia słoneczna	33	38	43	48	58	65	84
		energia geotermalna	8	8	8	8	8	8	8
	łącna produkcja energii		31 179	32 910	31 567	32 782	32 399	30 127	31 195
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	20 643	18 456	21 686	20 164	21 096	20 698	17 875	
	ropa naftowa	64 191	67 234	66 580	68 397	70 093	70 610	70 316	
	gaz ziemny	15 219	16 400	18 751	21 353	25 172	29 844	31 020	
	energia jądrowa	16 046	16 434	16 255	15 961	16 407	14 842	15 510	
	energia odnawialna	7 016	8 307	7 076	9 324	8 972	8 709	9 442	
łącna konsumpcja energii		123 652	127 283	130 808	135 308	141 480	144 588	143 881	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		99 334	99 798	108 012	109 080	115 282	123 972	123 811	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		211,1	222,0	229,0	245,2	263,1	273,3	283,4	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		5,6	5,9	6,0	6,3	6,6	6,8	6,9	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	85,6	90,3	92,9	98,3	101,5	105,0	106,8	
	transport	4,2	4,6	4,8	5,1	5,2	5,4	5,4	
	gospodarstwa domowe/usługi	98,6	106,1	108,9	116,5	123,9	131,8	137,7	
	łącna konsumpcja energii	196,2	207,5	215,1	224,0	236,0	246,0	254,1	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		4,4	3,5	5,3	1,3	-3,0	-1,3	-3,3	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	25 527	27 211	28 165	29 777	30 725	31 097	30 111	
	transport	32 977	34 372	35 000	36 856	38 498	39 609	40 822	
	gospodarstwa domowe	11 886	12 479	12 815	13 784	14 382	15 168	14 753	
	rolnictwo	2 539	2 390	2 356	2 932	3 291	3 098	2 754	
	usługi	6 681	7 049	7 265	7 131	7 589	8 300	8 066	
	pozostałe	20	10	21	183	39	182	136	
łącna konsumpcja energii		79 631	83 510	85 623	90 661	94 523	97 455	96 642	
Emisja CO ₂ [w Mt]		307,7	311,6	330,6	334,7	351,9	368,3	359,6	
Zależność energetyczna [w %]		76,7	74,5	78,5	76,7	77,6	81,3	81,4	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.12. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Holandii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		15 863,9	15 987,1	16 105,3	16 192,6	16 258,0	16 305,5	16 334,2	
PKB [w mld euro]		418,0	447,7	465,2	476,9	491,2	513,4	539,9	
Wzrost PKB [w %]		3,9	1,9	0,1	0,3	2,2	2,0	3,4	
PKB na osobę [w PPP]		25 600	26 400	27 300	26 800	28 000	29 400	30 900	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	-	-	-	-	-	-	-	
	ropa naftowa	2 422	2 336	3 173	3 179	2 988	2 346	2 084	
	gaz ziemny	51 904	55 713	54 275	52 212	61 585	56 265	55 395	
	energia jądrowa	1 013	1 026	1 010	1 036	986	1 031	895	
	energia odnawialna	1 824	1 870	1 958	2 016	2 106	2 257	2 389	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	12	10	9	6	8	8	9
		energia z biomasy	1 732	1 778	1 857	1 876	1 917	2 050	2 123
		energia wiatrowa	71	71	78	114	161	178	235
		energia słoneczna	9	11	13	19	20	22	22
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącznie produkcja energii		57 163	60 945	60 415	58 443	67 664	61 899	60 763
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	8 035	8 416	8 470	8 820	9 261	8 190	7 924	
	ropa naftowa	29 610	30 516	30 694	32 498	32 997	33 527	32 674	
	gaz ziemny	34 711	35 547	35 842	35 998	36 745	35 324	34 300	
	energia jądrowa	1 013	1 026	1 010	1 036	986	1 031	895	
	energia odnawialna	1 831	1 904	2 075	2 085	2 372	2 834	2 909	
łącznie konsumpcja energii		77 036	79 105	79 709	81 900	83 755	82 479	80 548	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		35 442	32 644	32 545	36 691	31 404	38 390	37 227	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		84,4	88,3	90,4	91,1	94,8	94,3	92,6	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		5,6	5,9	6,0	6,0	6,2	6,1	6,0	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	40,6	40,6	41,1	40,7	41,4	41,6	41,6	
	transport	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
	gospodarstwa domowe/usługi	55,7	5,7	57,1	58,2	60,1	61,3	62,9	
	łącznie konsumpcja energii	99,2	101,3	102,6	103,8	106,7	108,2	109,6	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		18,9	17,3	16,4	17,0	16,2	18,3	21,5	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	13 769	13 725	13 702	14 263	14 805	14 929	13 434	
	transport	13 858	14 275	14 621	14 717	15 084	15 114	15 620	
	gospodarstwa domowe	10 332	10 654	10 252	10 502	10 437	10 104	10 013	
	rolnictwo	3 949	4 198	4 130	3 756	3 869	4 037	3 944	
	usługi	7 944	8 055	8 025	8 358	8 323	7 452	7 821	
	pozostałe	323	2	4	2	0	3	3	
łącznie konsumpcja energii		50 175	50 909	50 735	51 598	52 518	51 639	50 835	
Emisja CO ₂ [w Mt]		169,6	175,2	175,8	179,7	181,1	175,9	172,2	
Zależność energetyczna [w %]		39,2	34,8	34,6	38,5	31,9	38,7	38,0	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.13. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Irlandii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		3 777,8	3 833,0	3 899,9	3 963,7	4 027,7	4 109,2	4 209,0	
PKB [w mld euro]		104,8	117,0	130,2	139,4	149,0	162,2	177,3	
Wzrost PKB [w %]		9,2	5,8	6,4	4,5	4,7	6,4	5,7	
PKB na osobę [w PPP]		24 900	26 200	28 200	29 100	30 700	32 400	34 800	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	959	869	572	1 055	877	789	766	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	958	659	678	544	688	461	411	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	235	234	261	235	282	367	420	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	73	51	78	51	54	54	62
		energia z biomasy	141	154	149	144	171	216	217
		energia wiatrowa	21	29	33	39	56	96	139
		energia słoneczna	0	0	0	0	0	0	1
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	1
	łącna produkcja energii		2 152	1 761	1 511	1 834	1 847	1 616	1 597
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	2 711	2 756	2 687	2 621	2 420	2 685	2 432	
	ropa naftowa	7 938	8 403	8 599	8 379	9 325	8 426	8 500	
	gaz ziemny	3 436	3 584	3 679	3 653	3 645	3 470	4 013	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	235	234	261	235	282	367	420	
łącna konsumpcja energii		14 328	14 956	15 269	14 988	15 808	15 123	15 518	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		12 266	13 684	13 742	13 573	13 861	13 657	14 217	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		22,3	23,2	23,4	23,4	23,7	24,1	26,1	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		6,4	6,5	6,5	6,4	6,3	6,2	6,5	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	7,7	7,8	7,8	7,3	6,9	7,7	9,0	
	transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	12,5	13,2	13,9	15,7	16,1	16,6	16,8	
	łącna konsumpcja energii	20,4	21,0	21,9	22,5	23,3	24,1	25,7	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		0,1	-0,2	0,5	1,2	1,6	2,0	1,8	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	2 348	2 334	2 290	2 236	2 234	2 481	2 754	
	transport	4 018	4 288	4 398	4 440	4 614	4 997	5 373	
	gospodarstwa domowe	2 489	2 619	2 611	2 725	2 820	2 895	3 060	
	rolnictwo	313	319	320	321	310	321	254	
	usługi	1 514	1 550	1 590	1 738	1 704	1 642	1 592	
	pozostałe	0	0	0	3	3	4	4	
	łącna konsumpcja energii	10 681	11 109	11 208	11 463	11 685	12 340	13 037	
Emisja CO ₂ [w Mt]		44,8	47,3	45,9	45,1	46,0	47,7	47,3	
Zależność energetyczna [w %]		84,7	90,5	89,1	89,5	86,9	89,7	90,9	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.14. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Litwie (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		3 512,1	3 487,0	3 475,6	3 462,6	3 445,9	3 425,3	3 403,3	
PKB [w mld euro]		12,4	13,6	15,1	16,5	18,2	20,9	24,0	
Wzrost PKB [w %]		4,2	6,7	6,9	10,2	7,4	7,8	7,8	
PKB na osobę [w PPP]		7 500	8 200	9 000	10 200	10 900	11 900	13 100	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	12	10	14	13	14	20	15	
	ropa naftowa	323	482	444	390	308	220	184	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	2 172	2 931	3 648	3 994	3 896	2 666	2 232	
	energia odnawialna	656	658	706	708	745	776	813	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	29	28	30	28	36	39	34
		energia z biomasy	627	630	666	677	706	734	776
		energia wiatrowa	0	0	0	0	0	0	1
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	0	0	9	3	3	3	2
	łącna produkcja energii		3 162	4 080	4 812	5 105	4 963	3 683	3 244
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	98	89	147	187	182	201	274	
	ropa naftowa	2 203	2 628	2 529	2 388	2 604	2 769	2 720	
	gaz ziemny	2 064	2 146	2 170	2 354	2 348	2 476	2 454	
	energia jądrowa	2 172	2 931	3 648	3 994	3 896	2 666	2 232	
	energia odnawialna	649	682	703	708	736	758	787	
łącna konsumpcja energii		7 070	8 135	8 639	8 984	9 147	8 616	8 430	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		4 343	3 923	3 740	4 105	4 439	5 120	5 481	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		10,5	13,6	16,3	17,7	17,6	13,7	11,9	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		3,3	4,2	5,1	5,6	5,6	4,3	3,7	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	2,3	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	
	transport	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	3,8	4,0	4,1	4,5	4,8	5,0	5,4	
	łącna konsumpcja energii	8,4	8,2	8,4	8,8	9,2	9,5	10,4	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-0,8	-4,0	-6,5	-7,5	-7,2	-3,0	-0,4	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	780	772	863	910	937	995	1 055	
	transport	1 051	1 143	1 181	1 206	1 325	1 408	1 503	
	gospodarstwa domowe	1 342	1 371	1 376	1 380	1 370	1 384	1 429	
	rolnictwo	99	99	104	102	105	105	113	
	usługi	468	474	491	526	549	568	616	
	pozostałe	0	0	-1	-1	0	4	4	
łącna konsumpcja energii		3 740	3 860	4 014	4 123	4 286	4 465	4 722	
Emisja CO ₂ [w Mt]		12,1	12,9	12,9	13,0	13,6	14,3	14,5	
Zależność energetyczna [w %]		60,6	47,6	42,8	45,1	47,9	58,5	64,0	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.15. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Luksemburgu (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		433,6	439,0	444,0	448,3	455,0	461,2	469,1	
PKB [w mld euro]		22,0	22,6	24,0	25,8	27,5	30,2	33,9	
Wzrost PKB [w %]		8,4	2,5	4,1	1,5	4,5	5,2	6,4	
PKB na osobę [w PPP]		46 400	46 300	49 200	51 300	54 900	57 100	63 100	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	-	-	-	-	-	-	-	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	57	50	56	60	73	74	79	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	10	2	10	7	9	8	9
		energia z biomasy	44	46	44	51	59	59	63
		energia wiatrowa	2	2	2	2	3	5	5
		energia słoneczna	0	0	0	0	1	2	2
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
łącznie produkcja energii		57	50	56	60	73	74	79	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	125	110	93	78	94	82	110	
	ropa naftowa	2 292	2 435	2 492	2 688	2 964	3 100	2 983	
	gaz ziemny	670	695	1 053	1 064	1 199	1 179	1 234	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	57	50	56	60	73	74	79	
łącznie konsumpcja energii		3 637	3 776	3 990	4 208	4 621	4 714	4 712	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		3 630	3 697	3 950	4 154	4 535	4 622	4 662	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		0,4	0,5	2,6	2,6	3,2	3,2	3,3	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		2,7	2,8	8,3	8,1	9,1	9,0	9,2	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	3,9	3,7	3,7	4,0	4,2	4,0	4,3	
	transport	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	1,8	1,8	1,9	1,9	2,1	2,1	2,2	
	łącznie konsumpcja energii	6,0	5,9	5,9	6,2	6,5	6,3	6,7	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		5,7	5,6	3,4	3,7	3,4	3,3	3,6	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	958	921	889	890	963	938	1 019	
	transport	1 884	1 993	2 134	2 339	2 591	2 721	2 631	
	gospodarstwa domowe	598	664	616	626	670	651	610	
	rolnictwo	13	14	13	13	20	26	27	
	usługi	86	89	91	95	102	102	105	
	pozostałe	19	22	2	3	4	1	5	
	łącznie konsumpcja energii	3 558	3 703	3 745	3 967	4 350	4 439	4 398	
Emisja CO ₂ [w Mt]		9,0	9,3	10,2	10,5	12,2	12,1	12,1	
Zależność energetyczna [w %]		99,8	97,9	99,0	98,7	98,1	98,0	98,9	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.16. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Łotwie (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		2 381,7	2 364,3	2 345,8	2 331,5	2 319,2	2 306,4	2 294,6	
PKB [w mld euro]		8,5	9,3	9,9	10,0	11,2	13,0	16,0	
Wzrost PKB [w %]		6,9	8,0	6,5	7,2	8,7	10,6	12,2	
PKB na osobę [w PPP]		7 000	7 700	8 400	9 000	9 900	10 900	12 400	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	16	17	34	2	3	3	3	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	1 393	1 506	1 575	1 728	1 837	1 854	1 839	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	242	244	212	195	267	286	232
		energia z biomasy	1 150	1 263	1 362	1 529	1 565	1 564	1 603
		energia wiatrowa	0	0	1	4	4	4	4
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącznie produkcja energii		1 409	1 523	1 609	1 730	1 840	1 856	1 842
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	135	123	100	89	68	82	87	
	ropa naftowa	1 174	1 241	1 169	1 294	1 358	1 382	1 480	
	gaz ziemny	1 092	1 270	1 291	1 347	1 332	1 358	1 407	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	1 191	1 296	1 259	1 325	1 459	1 481	1 433	
łącznie konsumpcja energii		3 745	4 091	4 021	4 288	4 406	4 491	4 625	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		2 245	2 534	2 455	2 796	3 173	2 994	3 169	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		4,0	4,2	3,9	3,9	4,6	4,8	4,7	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		1,7	1,8	1,7	1,7	2,0	2,1	2,1	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	
	transport	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	2,9	2,9	3,2	3,5	3,6	3,9	4,2	
	łącznie konsumpcja energii	4,9	5,0	5,1	5,6	5,8	6,1	6,4	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		1,9	1,8	2,2	2,6	2,1	2,1	2,5	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	572	610	620	628	669	705	741	
	transport	747	874	899	959	1 012	1 066	1 177	
	gospodarstwa domowe	1 327	1 443	1 431	1 520	1 493	1 514	1 492	
	rolnictwo	129	135	128	146	155	152	154	
	usługi	463	489	530	559	589	588	633	
	pozostałe	2	2	2	2	2	3	3	
łącznie konsumpcja energii		3 240	3 554	3 612	3 813	3 921	4 030	4 201	
Emisja CO ₂ [w Mt]		7,0	7,4	7,5	7,6	7,6	7,8	8,3	
Zależność energetyczna [w %]		59,8	59,1	58,1	62,5	68,9	63,0	65,7	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.17. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Malcie (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		380,2	391,4	394,6	397,3	399,9	402,7	405,0	
PKB [w mld euro]		4,2	4,3	4,5	4,4	4,5	4,8	5,1	
Wzrost PKB [w %]		b.d.	-1,6	2,6	-0,3	1,3	3,7	3,2	
PKB na osobę [w PPP]		15 900	15 400	16 300	16 200	16 700	17 600	18 100	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	-	-	-	-	-	-	-	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	-	-	-	-	-	-	-	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	-	-	-	-	-	-	-
		energia z biomasy	-	-	-	-	-	-	-
		energia wiatrowa	-	-	-	-	-	-	-
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
łącna produkcja energii		-	-	-	-	-	-	-	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	-	-	-	-	-	-	-	
	ropa naftowa	773	727	879	879	899	958	897	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	-	-	-	-	-	-	-	
łącna konsumpcja energii		773	727	879	879	899	958	897	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		822	749	901	901	922	958	897	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		1,8	1,8	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		5,0	5,1	5,2	5,6	5,5	5,6	5,7	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	
	transport	-	-	-	-	-	-	-	
	gospodarstwa domowe/usługi	1,1	1,1	1,1	1,3	1,2	1,2	1,3	
	łącna konsumpcja energii	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-	-	-	-	-	-	-	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	43	42	44	48	47	46	46	
	transport	238	199	271	272	267	329	294	
	gospodarstwa domowe	76	75	78	83	89	89	81	
	rolnictwo	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	
	usługi	43	47	50	55	54	48	57	
	pozostałe	11	11	11	11	11	14	0	
	łącna konsumpcja energii	412	374	454	468	469	526	478	
Emisja CO ₂ [w Mt]		2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,6	
Zależność energetyczna [w %]		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	

Uwaga: b.d. – brak danych.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.18. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Niemczech (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		82 163,5	82 259,5	82 440,3	82 536,7	82 531,7	82 500,8	82 438,0	
PKB [w mld euro]		2 062,5	2 113,2	2 143,2	2 163,8	2 210,9	2 243,2	2 321,5	
Wzrost PKB [w %]		3,2	1,2	0,0	-0,2	1,2	0,8	3,0	
PKB na osobę [w PPP]		22 600	23 100	23 600	24 200	25 200	26 300	27 400	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	59 599	58 177	58 761	57 989	58 339	56 488	53 309	
	ropa naftowa	3 234	3 347	3 587	3 773	3 538	3 545	3 453	
	gaz ziemny	15 800	15 932	15 987	15 920	14 732	14 224	14 052	
	energia jądrowa	43 750	44 189	42 522	42 578	43 095	42 061	43 148	
	energia odnawialna	9 628	10 428	11 593	13 213	15 418	17 492	21 169	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	1 869	1 955	1 988	1 656	1 812	1 684	1 714
		energia z biomasy	6 849	7 300	7 929	9 587	11 017	12 976	16 175
		energia wiatrowa	804	899	1 363	1 622	2 193	2 341	2 641
		energia słoneczna	96	150	184	216	262	353	472
		energia geotermalna	10	124	128	132	134	138	167
	łącznie produkcja energii		132 062	133 053	133 888	135 246	136 987	135 663	136 850
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	83 725	86 438	84 313	84 970	85 845	82 803	82 236	
	ropa naftowa	130 919	134 641	129 645	127 794	126 240	124 323	124 475	
	gaz ziemny	71 853	75 591	75 571	79 131	78 731	80 856	79 495	
	energia jądrowa	43 750	44 189	42 522	42 578	43 095	42 061	43 148	
	energia odnawialna	9 628	10 428	11 593	13 213	15 418	17 492	21 113	
łącznie konsumpcja energii		341 166	353 163	345 873	348 593	350 292	347 147	349 026	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		205 682	216 654	209 252	212 969	215 533	215 281	215 548	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		536,1	550,0	536,0	562,9	576,5	579,7	594,8	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		7,0	7,1	6,9	7,3	7,5	7,5	7,7	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	221,9	236,6	233,6	231,8	233,8	232,1	229,4	
	transport	15,9	16,4	16,2	16,1	16,2	16,2	16,3	
	gospodarstwa domowe/usługi	244,8	252,3	249,1	261,3	263,3	269,2	282,3	
	łącznie konsumpcja energii	505,0	520,5	518,5	532,5	545,7	545,8	549,1	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		3,1	3,7	10,0	-3,3	-2,6	-4,6	-17,0	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	57 896	58 759	57 925	57 128	55 929	55 666	55 648	
	transport	66 188	64 804	64 371	62 596	63 219	62 149	63 311	
	gospodarstwa domowe	62 142	66 709	64 308	67 316	66 550	67 731	69 124	
	rolnictwo	2 736	2 702	2 583	2 633	2 659	2 570	2 621	
	usługi	22 580	24 320	23 161	24 709	24 572	24 425	25 720	
	pozostałe	6 556	6 646	6 892	7 556	7 451	5 828	6 637	
łącznie konsumpcja energii		218 098	223 940	219 240	221 938	220 381	218 369	223 062	
Emisja CO ₂ [w Mt]		883,4	901,4	886,5	900,8	899,8	876,8	880,2	
Zależność energetyczna [w %]		59,9	61,0	60,1	60,6	61,1	61,6	61,3	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.19. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Polsce (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		38 653,6	38 254,0	38 242,2	38 218,5	38 190,6	38 173,8	38 157,1	
PKB [w mld euro]		185,7	212,3	209,6	191,6	204,2	244,4	272,1	
Wzrost PKB [w %]		4,3	1,2	1,4	3,9	5,3	3,6	6,2	
PKB na osobę [w PPP]		9 200	9 400	9 900	10 100	11 000	11 500	12 400	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	70 661	71 027	70 615	70 163	68 805	68 421	67 105	
	ropa naftowa	661	779	737	777	901	862	808	
	gaz ziemny	3 313	3 492	3 569	3 611	3 927	3 884	3 880	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	3 809	4 078	4 141	4 158	4 325	4 550	5 054	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	181	200	196	144	179	189	176
		energia z biomasy	3 625	3 874	3 933	3 996	4 126	4 340	4 844
		energia wiatrowa	0	1	5	11	12	12	22
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	3	3	6	7	8	9	13
	łącznie produkcja energii		78 444	79 376	79 062	78 709	77 959	77 717	76 848
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	56 358	55 822	54 797	56 234	54 259	54 918	57 041	
	ropa naftowa	20 889	20 791	20 631	20 700	22 280	22 734	24 232	
	gaz ziemny	9 960	10 377	10 113	11 261	11 881	12 235	12 373	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	3 802	4 078	4 142	4 156	4 325	4 493	4 987	
łącznie konsumpcja energii		90 907	90 958	89 577	91 978	92 428	93 870	98 269	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		10 262	9 539	10 227	12 137	13 525	16 911	19 645	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		134,7	135,2	134,1	141,1	143,5	146,3	151,2	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		3,8	3,8	3,8	4,0	4,0	4,1	4,2	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	40,5	39,0	38,2	40,2	42,4	41,3	42,8	
	transport	4,3	4,3	4,3	4,4	3,9	3,6	3,1	
	gospodarstwa domowe/usługi	51,9	55,1	54,7	56,2	58,0	60,1	64,7	
	łącznie konsumpcja energii	114,1	114,3	112,6	116,5	119,8	120,5	126,2	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-6,4	-6,7	-7,1	-10,2	-9,3	-11,2	-11,0	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	18 886	17 360	16 571	17 281	17 850	16 462	17 349	
	transport	9 204	9 190	9 002	10 214	11 321	12 082	13 426	
	gospodarstwa domowe	17 519	19 221	18 104	17 917	17 656	18 378	19 178	
	rolnictwo	4 683	4 668	4 414	4 201	4 222	4 412	4 302	
	usługi	4 851	5 414	6 040	6 477	6 454	6 519	6 566	
	pozostałe	42	15	99	6	0	0	1	
	łącznie konsumpcja energii	55 185	55 868	54 231	56 096	57 505	57 854	60 823	
Emisja CO ₂ [w Mt]		320,4	316,8	305,6	316,7	316,9	317,7	350,5	
Zależność energetyczna [w %]		11,3	10,5	11,4	13,2	14,6	18,0	19,9	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.20. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Portugalii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		10 195,0	10 256,7	10 329,3	10 407,5	10 474,7	10 529,3	10 569,6	
PKB [w mld euro]		122,3	129,3	135,4	138,6	144,1	149,1	155,4	
Wzrost PKB [w %]		3,9	2,0	0,8	-0,8	1,5	0,9	1,4	
PKB na osobę [w PPP]		14 900	15 300	15 800	15 900	16 200	17 300	18 000	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	-	-	-	-	-	-	-	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	3 826	3 895	3 643	4 336	3 894	3 578	4 320	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	974	1 207	671	1 352	849	407	946
		energia z biomasy	2 770	2 583	2 838	2 842	2 877	2 931	3 011
		energia wiatrowa	14	22	31	43	70	152	252
		energia słoneczna	18	19	20	21	21	23	24
		energia geotermalna	49	64	84	78	78	66	88
	łącznie produkcja energii		3 826	3 895	3 643	4 336	3 894	3 578	4 320
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 803	3 192	3 476	3 281	3 372	3 347	3 308	
	ropa naftowa	15 335	15 691	16 253	15 167	15 274	15 768	13 593	
	gaz ziemny	2 034	2 255	2 729	2 636	3 303	3 751	3 640	
	energia jądrowa	-	-	-	-	-	-	-	
	energia odnawialna	3 826	3 895	3 643	4 336	3 894	3 578	4 320	
łącznie konsumpcja energii		25 078	25 055	26 264	25 665	26 409	27 035	25 338	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		21 881	21 848	22 519	22 393	22 653	24 414	21 569	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		41,4	44,1	43,3	44,5	42,7	43,7	46,3	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		4,3	4,5	4,5	4,5	4,3	4,4	4,6	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	16,0	16,2	16,5	16,8	17,1	17,2	17,6	
	transport	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	
	gospodarstwa domowe/usługi	22,1	23,4	24,6	25,9	27,1	28,7	29,6	
	łącznie konsumpcja energii	38,6	40,3	41,7	43,5	45,1	46,3	48,0	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		0,9	0,2	1,9	2,8	6,5	6,8	5,4	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	6 244	6 322	5 824	5 869	7 226	5 689	5 694	
	transport	6 542	6 574	7 156	7 115	7 308	7 055	7 142	
	gospodarstwa domowe	2 804	2 859	3 122	3 115	3 032	3 206	3 201	
	rolnictwo	714	506	497	455	584	570	318	
	usługi	1 375	1 852	1 790	1 838	2 023	2 199	2 185	
	pozostałe	16	1	0	0	0	0	0	
łącznie konsumpcja energii		17 694	18 113	18 389	18 393	20 177	18 723	18 544	
Emisja CO ₂ [w Mt]		63,6	64,9	69,1	64,4	66,4	68,7	64,4	
Zależność energetyczna [w %]		85,0	85,6	84,2	85,3	83,7	88,4	83,1	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.21. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Rumunii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		22 455,5	22 430,5	21 833,5	21 772,8	21 711,3	21 658,5	21 610,2	
PKB [w mld euro]		40,7	45,4	48,6	52,6	61,1	79,8	97,8	
Wzrost PKB [w %]		2,1	5,7	5,1	5,2	8,5	4,2	7,9	
PKB na osobę [w PPP]		5 000	5 500	6 000	6 500	7 400	7 900	9 100	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	5 875	5 699	6 099	6 537	6 207	5 793	6 480	
	ropa naftowa	6 383	6 325	6 157	6 001	5 810	5 538	5 091	
	gaz ziemny	10 968	10 780	10 599	10 429	10 377	9 701	9 558	
	energia jądrowa	1 407	1 405	1 422	1 266	1 431	1 433	1 453	
	energia odnawialna	4 040	3 419	3 748	4 061	4 594	4 984	4 831	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	1 271	1 283	1 380	1 140	1 420	1 737	1 578
		energia z biomasy	2 763	2 130	2 351	2 903	3 160	3 229	3 235
		energia wiatrowa	0	0	0	0	0	0	0
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	7	5	17	18	13	18	18
	łącznie produkcja energii		28 673	27 627	28 024	28 294	28 419	27 450	27 413
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	7 753	7 610	8 791	9 329	9 150	8 769	9 488
ropa naftowa		10 214	11 156	11 029	10 995	10 488	10 321	10 854	
gaz ziemny		13 680	13 180	13 629	14 729	13 937	13 942	14 608	
energia jądrowa		1 407	1 405	1 422	1 266	1 431	1 433	1 453	
energia odnawialna		4 041	3 423	3 749	4 002	4 567	4 940	4 781	
łącznie konsumpcja energii		37 130	36 887	38 486	40 229	39 562	39 241	40 897	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		8 116	9 480	9 136	10 216	11 944	10 814	11 888	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		49,7	51,3	52,2	52,4	54,0	56,9	59,3	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,9	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	19,9	20,8	22,7	22,3	25,2	23,7	24,3	
	transport	1,8	1,8	1,9	1,8	1,6	1,6	1,3	
	gospodarstwa domowe/usługi	12,2	13,8	10,9	13,3	12,0	13,6	15,3	
	łącznie konsumpcja energii	42,4	43,1	42,6	45,6	46,7	47,9	48,4	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-0,7	-1,4	-2,9	-2,1	-1,2	-2,9	-4,3	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	9 057	9 633	10 281	10 311	10 078	9 905	9 481	
	transport	3 396	4 089	4 356	4 361	5 195	4 221	4 359	
	gospodarstwa domowe	8 426	7 284	7 223	7 825	7 966	7 964	7 839	
	rolnictwo	396	287	274	237	228	209	260	
	usługi	671	1 122	555	1 148	1 414	1 667	2 379	
	pozostałe	520	576	337	294	549	648	387	
	łącznie konsumpcja energii	22 466	22 989	23 026	24 176	25 431	24 614	24 706	
Emisja CO ₂ [w Mt]		95,3	100,3	106,3	111,4	112,1	105,8	111,0	
Zależność energetyczna [w %]		21,9	25,7	23,7	25,4	30,2	27,6	29,1	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.22. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Słowacji (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		5 398,7	5 378,8	5 378,9	5 379,2	5 380,1	5 384,8	5 389,2	
PKB [w mld euro]		22,0	23,5	26,0	29,5	34,0	38,5	44,6	
Wzrost PKB [w %]		1,4	3,4	4,8	4,7	5,2	6,5	8,5	
PKB na osobę [w PPP]		9 500	10 400	11 100	11 500	12 400	13 500	15 000	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1 018	980	934	819	817	637	562	
	ropa naftowa	59	56	53	49	43	35	32	
	gaz ziemny	133	151	145	166	142	126	176	
	energia jądrowa	4 255	4 412	4 631	4 608	4 392	4 573	4 646	
	energia odnawialna	506	768	723	638	758	881	886	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	406	424	453	299	353	399	378
		energia z biomasy	100	336	260	331	397	473	501
		energia wiatrowa	0	0	0	0	1	1	1
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	0	9	9	8	8	8	6
	łącznie produkcja energii		5 971	6 366	6 485	6 281	6 152	6 251	6 302
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	4 261	4 421	4 281	4 604	4 519	4 231	4 449	
	ropa naftowa	2 992	3 229	3 679	3 430	3 503	3 758	3 680	
	gaz ziemny	5 776	6 716	6 321	6 136	6 111	5 921	5 378	
	energia jądrowa	4 255	4 412	4 631	4 608	4 392	4 573	4 646	
	energia odnawialna	498	763	724	633	742	825	859	
łącznie konsumpcja energii		17 550	19 259	19 327	19 235	19 131	19 061	18 833	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		11 586	12 230	12 578	12 651	13 204	12 488	12 048	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		28,9	30,3	30,7	29,5	29,0	29,9	29,7	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		5,7	6,0	6,0	5,8	5,7	5,8	5,8	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	9,7	9,7	9,0	10,3	10,7	11,0	11,9	
	transport	1,0	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	
	gospodarstwa domowe/usługi	11,3	13,0	13,0	12,0	12,6	11,2	11,2	
	łącznie konsumpcja energii	24,4	25,3	25,4	25,3	25,8	24,9	26,0	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-2,7	-3,7	-4,2	-2,3	-1,9	-3,3	-2,3	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	3 816	3 932	4 190	4 355	4 376	4 471	4 513	
	transport	1 459	1 478	1 798	1 610	1 592	1 796	1 832	
	gospodarstwa domowe	2 586	3 061	2 976	2 815	2 664	2 533	2 315	
	rolnictwo	206	180	149	158	161	164	142	
	usługi	2 205	2 258	1 998	1 762	2 051	1 636	1 866	
	pozostałe	14	15	12	8	10	15	11	
łącznie konsumpcja energii		10 285	10 924	11 124	10 710	10 855	10 614	10 680	
Emisja CO ₂ [w Mt]		40,2	41,6	40,0	41,4	41,1	40,7	40,0	
Zależność energetyczna [w %]		66,0	63,5	65,1	65,8	69,0	65,5	64,0	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.23. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Słowenii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		1 987,8	1 990,1	1 994,0	1 995,0	1 996,4	1 997,6	2 003,4	
PKB [w mld euro]		21,4	22,7	24,5	25,7	27,1	28,7	31,0	
Wzrost PKB [w %]		4,4	2,8	4,0	2,8	4,3	4,3	5,9	
PKB na osobę [w PPP]		15 200	15 800	16 800	17 300	18 700	19 600	20 700	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1 062	1 008	1 175	1 184	1 201	1 184	1 210	
	ropa naftowa	1	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	6	5	5	4	4	3	3	
	energia jądrowa	1 228	1 356	1 426	1 343	1 408	1 518	1 431	
	energia odnawialna	788	776	715	714	822	774	771	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	330	326	285	254	352	298	309
		energia z biomasy	458	450	431	460	470	476	462
		energia wiatrowa	-	-	-	-	-	-	-
		energia słoneczna	-	-	-	-	-	-	-
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącznie produkcja energii		3 085	3 146	3 322	3 245	3 435	3 479	3 415
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 306	1 431	1 568	1 490	1 535	1 539	1 565	
	ropa naftowa	2 393	2 485	2 413	2 446	2 522	2 554	2 658	
	gaz ziemny	826	850	820	907	899	929	899	
	energia jądrowa	1 228	1 356	1 426	1 343	1 408	1 518	1 431	
	energia odnawialna	788	776	715	714	822	774	768	
łącznie konsumpcja energii		6 427	6 746	6 845	6 923	7 129	7 299	7 342	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		3 381	3 390	3 455	3 699	3 722	3 825	3 838	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		12,9	13,7	13,8	13,0	14,4	14,3	14,2	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		6,9	7,3	7,3	6,9	7,6	7,6	7,5	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	5,5	5,7	5,8	6,6	6,8	7,2	7,4	
	transport	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
	gospodarstwa domowe/usługi	4,7	5,0	5,7	5,3	5,6	5,4	5,5	
	łącznie konsumpcja energii	10,8	11,1	11,9	12,3	12,8	13,0	13,4	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		-1,3	-1,8	-1,1	0,2	-0,8	-0,3	0,1	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	1 424	1 336	1 264	1 500	1 533	1 657	1 699	
	transport	1 312	1 362	1 321	1 340	1 384	1 475	1 554	
	gospodarstwa domowe	1 124	1 119	1 133	1 249	1 239	1 186	1 158	
	rolnictwo	15	16	75	73	73	73	73	
	usługi	436	617	446	296	305	261	196	
	pozostałe	129	131	322	229	259	240	264	
	łącznie konsumpcja energii	4 440	4 581	4 560	4 688	4 794	4 892	4 945	
Emisja CO ₂ [w Mt]		15,2	16,2	16,3	16,1	16,4	16,8	16,9	
Zależność energetyczna [w %]		52,6	50,3	50,5	53,4	52,2	52,3	52,1	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.24. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Szwecji (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		8 861,4	8 882,8	8 909,1	8 940,8	8 975,7	9 011,4	9 047,8	
PKB [w mld euro]		266,4	251,3	264,2	275,7	287,7	294,7	313,4	
Wzrost PKB [w %]		4,4	1,1	2,4	1,9	4,1	3,3	4,2	
PKB na osobę [w PPP]		24 100	24 000	24 800	25 400	27 000	27 100	28 700	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	162	190	240	241	267	211	185	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	-	-	-	-	-	-	-	
	energia jądrowa	14 781	18 601	17 569	17 390	19 988	18 670	17 277	
	energia odnawialna	15 040	14 531	13 415	12 759	13 544	15 285	14 813	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	6 757	6 798	5 706	4 604	5 170	6 260	5 307
		energia z biomasy	8 238	7 686	7 653	8 093	8 297	8 938	9 415
		energia wiatrowa	39	41	52	58	73	80	85
		energia słoneczna	5	6	4	5	5	6	6
		energia geotermalna	-	-	-	-	-	-	-
	łącna produkcja energii		29 983	33 322	31 225	30 390	33 799	34 166	32 275
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	2 442	2 753	2 846	2 678	2 944	2 629	2 691	
	ropa naftowa	14 429	15 219	15 822	15 612	15 427	14 858	14 588	
	gaz ziemny	776	875	891	888	884	843	882	
	energia jądrowa	14 781	18 601	17 569	17 390	19 988	18 670	17 277	
	energia odnawialna	15 040	14 531	13 415	12 759	13 544	15 285	14 813	
łącna konsumpcja energii		47 896	51 380	51 055	50 483	52 629	51 689	50 829	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		19 291	19 293	19 873	22 835	20 350	20 179	19 797	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		141,1	156,6	141,4	130,7	146,4	153,3	138,5	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		16,4	18,2	16,5	15,1	16,9	17,6	15,8	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	56,9	57,1	57,3	56,1	57,2	57,6	57,3	
	transport	3,2	2,9	2,9	2,8	3,0	3,8	2,9	
	gospodarstwa domowe/usługi	68,6	72,7	71,1	70,5	70,2	71,0	70,6	
	łącna konsumpcja energii	134,9	137,5	134,9	132,8	133,4	134,2	133,6	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		4,7	-7,3	5,4	12,8	-2,1	-7,4	6,0	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	13 158	12 425	12 571	12 373	12 694	12 664	12 760	
	transport	8 147	8 605	8 024	8 195	8 418	8 608	8 569	
	gospodarstwa domowe	7 554	7 508	7 331	7 378	7 144	7 302	7 003	
	rolnictwo	851	755	795	807	791	796	781	
	usługi	4 704	4 089	4 768	4 781	4 547	4 351	4 087	
	pozostałe	38	-7	50	43	29	19	17	
łącna konsumpcja energii		34 452	33 375	33 540	33 576	33 624	33 740	33 218	
Emisja CO ₂ [w Mt]		53,4	54,2	55,3	56,3	55,2	52,5	51,5	
Zależność energetyczna [w %]		39,2	36,6	38,0	43,8	37,3	37,6	37,4	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.25. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Węgrzech (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		10 221,6	10 200,3	10 174,9	10 142,4	10 116,7	10 097,5	10 076,6	
PKB [w mld euro]		52,0	59,5	70,6	74,6	82,2	88,7	90,0	
Wzrost PKB [w %]		5,2	4,1	4,1	4,2	4,8	4,0	4,1	
PKB na osobę [w PPP]		10 700	11 600	12 600	13 100	13 700	14 200	15 000	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	2 893	2 664	2 683	2 709	2 182	1 748	1 818	
	ropa naftowa	1 673	1 567	1 606	1 619	1 578	1 427	1 356	
	gaz ziemny	2 475	2 477	2 356	2 286	2 367	2 331	2 382	
	energia jądrowa	3 658	3 644	3 599	2 841	3 074	3 569	3 472	
	energia odnawialna	516	491	889	921	966	1 185	1 282	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	15	16	17	15	18	17	16
		energia z biomasy	415	387	784	818	860	1 078	1 174
		energia wiatrowa	0	0	0	0	1	1	4
		energia słoneczna	0	1	2	2	2	2	2
		energia geotermalna	86	86	86	86	86	87	86
	łącna produkcja energii		11 215	10 842	11 132	10 684	10 166	10 400	10 344
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 967	3 640	3 643	3 801	3 527	3 054	3 099	
	ropa naftowa	6 923	6 727	6 620	7 008	6 613	7 537	7 824	
	gaz ziemny	9 657	10 711	10 811	11 886	11 712	12 094	11 457	
	energia jądrowa	3 658	3 644	3 599	2 841	3 074	3 569	3 472	
	energia odnawialna	516	491	889	921	966	1 185	1 272	
łącna konsumpcja energii		25 016	25 496	25 938	27 058	26 562	28 006	27 771	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		14 026	13 897	14 786	16 350	16 100	17 519	17 347	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		33,2	34,4	34,1	32,2	31,8	33,8	33,9	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		3,4	3,6	3,6	3,4	3,3	3,5	3,6	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	8,8	9,4	10,3	9,6	9,5	9,3	9,4	
	transport	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	
	gospodarstwa domowe/usługi	19,6	20,1	20,2	20,8	21,2	22,0	22,6	
	łącna konsumpcja energii	31,8	32,9	34,0	34,9	35,3	36,1	37,1	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		3,4	3,2	4,3	6,9	7,5	6,2	7,2	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	3 461	3 565	3 770	3 490	3 347	3 430	3 430	
	transport	3 263	3 414	3 599	3 750	3 882	4 196	4 680	
	gospodarstwa domowe	5 276	5 614	6 019	6 637	6 063	6 381	6 182	
	rolnictwo	696	669	651	614	616	577	419	
	usługi	2 945	3 120	2 887	3 057	3 488	3 428	3 152	
	pozostałe	118	92	87	76	67	69	58	
	łącna konsumpcja energii	15 759	16 474	17 014	17 624	17 462	18 080	17 920	
Emisja CO ₂ [w Mt]		59,2	60,6	58,8	62,1	60,4	61,7	60,4	
Zależność energetyczna [w %]		56,1	54,5	57,0	60,4	60,6	62,6	62,5	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.26. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Wielkiej Brytanii (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		58 785,2	58 999,8	59 217,6	59 437,7	59 699,8	60 059,9	60 393,1	
PKB [w mld euro]		1 602,2	1 643,2	1 710,4	1 647,1	1 769,1	1 831,7	1 939,0	
Wzrost PKB [w %]		3,9	2,5	2,1	2,8	2,8	2,1	2,8	
PKB na osobę [w PPP]		22 700	23 700	24 700	25 200	26 700	27 400	28 400	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	18 221	18 708	17 547	16 490	15 300	11 882	10 421	
	ropa naftowa	128 761	119 004	118 505	108 300	97 314	86 414	78 006	
	gaz ziemny	97 554	95 257	93 408	92 634	86 770	79 550	72 008	
	energia jądrowa	21 942	23 240	22 661	22 877	20 636	21 054	19 463	
	energia odnawialna	2 600	2 516	2 784	2 871	3 146	3 625	4 048	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	437	349	412	277	416	423	396
		energia z biomasy	2 069	2 070	2 247	2 462	2 538	2 921	3 251
		energia wiatrowa	81	83	108	110	166	250	363
		energia słoneczna	11	13	16	20	25	30	37
		energia geotermalna	1	1	1	1	1	1	1
	łącznie produkcja energii		269 078	258 724	254 905	243 171	223 166	202 524	183 946
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	36 816	38 751	35 753	38 831	38 347	38 387	41 334
		ropa naftowa	81 857	79 705	78 591	79 926	81 294	83 126	82 278
gaz ziemny		87 399	86 650	85 855	85 882	87 752	85 625	81 062	
energia jądrowa		21 942	23 240	22 661	22 877	20 636	21 054	19 463	
energia odnawialna		2 600	2 516	2 787	2 978	3 499	4 048	4 425	
łącznie konsumpcja energii		231 868	232 720	226 832	231 157	232 527	233 311	229 525	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		-39 249	-21 645	-28 239	-14 583	11 079	32 293	49 295	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		353,1	360,6	363,1	372,9	369,4	373,0	372,0	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		6,4	6,5	6,5	6,7	6,6	6,6	6,6	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	114,1	111,3	112,6	113,4	115,8	118,5	116,3	
	transport	8,6	8,8	8,5	8,2	8,5	8,6	8,5	
	gospodarstwa domowe/usługi	206,7	212,6	212,3	214,6	214,6	217,8	218,0	
	łącznie konsumpcja energii		336,1	338,9	340,5	343,0	343,8	349,9	348,5
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		14,2	10,4	8,4	2,2	7,5	8,3	7,5	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	36 424	36 334	34 877	35 580	34 136	34 296	33 608	
	transport	52 307	51 758	52 042	52 665	53 912	55 187	56 060	
	gospodarstwa domowe	43 074	44 276	43 233	43 865	44 672	43 450	42 018	
	rolnictwo	1 159	1 218	1 127	895	866	936	859	
	usługi	16 850	17 049	16 065	16 073	16 423	16 290	16 102	
	pozostałe	2 364	2 708	1 613	1 700	1 929	2 029	1 918	
łącznie konsumpcja energii		152 177	153 343	148 956	150 779	151 937	152 188	150 565	
Emisja CO ₂ [w Mt]		546,9	558,2	542,1	554,2	555,3	555,6	554,8	
Zależność energetyczna [w %]		-16,8	-9,2	-12,3	-6,3	4,7	13,7	21,3	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.27. Bilans energii i wskaźniki energetyczne we Włoszech (2000-2006)

Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Liczba ludności [w tys.]		56 923,5	56 960,7	56 993,7	57 321,1	57 888,2	58 462,4	58 751,7	
PKB [w mld euro]		1 191,1	1 248,6	1 295,2	1 335,4	1 391,5	1 429,5	1 485,4	
Wzrost PKB [w %]		3,7	1,8	0,5	-0,0	1,5	0,7	2,0	
PKB na osobę [w PPP]		22 300	23 300	22 900	22 900	23 100	23 600	24 500	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	4	69	104	159	62	60	13	
	ropa naftowa	4 636	4 147	5 613	5 653	5 521	6 191	5 850	
	gaz ziemny	13 622	12 483	11 976	11 372	10 615	9 886	8 992	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	8 548	8 981	8 636	10 090	11 875	11 528	12 198	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	3 812	4 025	3 398	3 176	3 671	3 101	3 181
		energia z biomasy	1 572	1 653	1 637	1 962	3 136	3 404	3 758
		energia wiatrowa	48	101	121	125	159	202	255
		energia słoneczna	12	14	16	18	21	30	38
		energia geotermalna	3 103	3 188	3 464	4 810	4 888	4 791	4 966
	łącna produkcja energii		26 810	25 680	26 329	27 274	28 073	27 665	27 053
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	12 659	13 582	13 717	14 923	16 583	16 477	16 658
ropa naftowa		89 365	88 158	88 974	89 200	85 489	83 691	83 173	
gaz ziemny		57 940	58 099	57 706	63 621	66 019	70 651	69 192	
energia jądrowa		0	0	0	0	0	0	0	
energia odnawialna		9 034	9 515	9 203	10 714	12 521	12 149	13 097	
łącna konsumpcja energii		172 955	173 672	174 227	183 416	185 329	187 312	186 113	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		153 428	148 250	153 370	156 360	159 548	160 955	164 570	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		256,0	258,0	263,0	268,1	269,2	281,0	291,2	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		4,9	4,9	5,0	5,1	5,2	5,2	5,3	
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	141,8	143,2	143,1	144,4	144,2	144,8	147,4	
	transport	8,1	8,2	8,5	9,0	9,1	9,4	9,7	
	gospodarstwa domowe/usługi	122,6	126,0	130,7	137,6	141,7	146,2	151,2	
	łącna konsumpcja energii	281,2	287,0	293,8	298,1	294,0	309,5	316,3	
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		44,3	48,4	50,6	51,0	45,6	49,2	45,0	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	39 526	39 680	38 915	40 394	39 855	39 074	38 007	
	transport	41 388	42 028	42 523	43 249	44 092	43 782	44 194	
	gospodarstwa domowe	28 361	29 632	28 497	29 877	30 935	31 881	29 919	
	rolnictwo	3 219	3 358	3 302	3 510	3 329	3 378	3 393	
	usługi	10 469	11 305	11 289	13 033	12 685	14 265	14 782	
	pozostałe	503	219	217	217	213	213	353	
łącna konsumpcja energii		123 465	126 220	124 743	130 280	131 116	132 600	130 654	
Emisja CO ₂ [w Mt]		464,3	470,2	472,4	487,8	491,0	491,8	488,0	
Zależność energetyczna [w %]		87,3	84,0	86,5	83,8	84,6	84,4	86,8	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.28. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Unii Europejskiej – UE-27 (2000-2006)

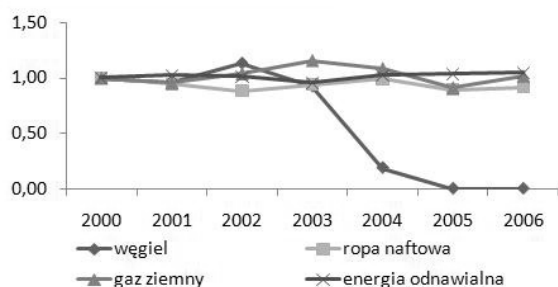
Wyszczególnienie		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Liczba ludności [w tys.]		482 760,7	483 781,7	484 613,6	486 617,4	488 756,7	491 023,5	492 975,2
PKB [w mld euro]		9 202,3	9 580,2	9 941,7	10 108,2	10 602,8	11 063,1	11 676,8
Wzrost PKB [w %]		3,9	2,0	1,2	1,3	2,5	2,0	3,1
PKB na osobę [w PPP]		19 100	19 800	20 500	20 700	21 600	22 500	23 600
węgiel		211 995	210 616	210 026	208 909	201 235	195 092	190 424
ropa naftowa		169 845	158 768	161 540	151 579	140 892	128 338	116 728
gaz ziemny		207 559	208 169	204 288	199 809	203 242	188 677	179 413
energia jądrowa		243 761	252 533	255 425	256 886	260 130	257 360	255 342
energia odnawialna		99 031	101 746	100 345	107 943	115 983	120 013	127 962
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	w tym energia ze źródeł odnawialnych							
	energia wodna	30 374	32 046	27 120	26 332	27 827	26 395	26 569
	energia z biomasy	62 914	63 262	65 641	71 882	77 026	81 419	87 751
	energia wiatrowa	1 913	2 320	3 071	3 815	5 057	6 061	7 077
	energia słoneczna	419	488	539	594	675	807	987
	energia geotermalna	3 411	3 631	3 975	5 320	5 397	5 331	5 577
łącзна produkcja energii		933 041	933 275	933 582	927 570	923 698	891 830	871 777
węgiel		321 007	321 906	320 914	331 906	329 909	319 923	325 226
ropa naftowa		658 726	674 954	668 136	674 780	676 697	676 861	672 968
gaz ziemny		393 417	404 083	405 956	425 915	435 722	445 998	437 978
energia jądrowa		243 761	252 533	255 425	256 886	260 130	257 360	255 342
energia odnawialna		99 417	102 232	100 872	108 295	116 709	121 187	129 735
łącзна konsumpcja energii		1 722 908	1 762 743	1 758 045	1 803 128	1 823 493	1 825 958	1 825 279
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		826 298	857 458	858 115	904 534	940 860	986 069	1 010 424
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		2 840,1	2 921,3	2 926,5	3 013,3	3 073,2	3 103,9	3 149,7
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		6,3	6,4	6,4	6,6	6,7	6,7	6,8
Konsumpcja energii elektrycznej wg sektorów [w TWh]	przemysł	1 068,7	1 088,7	1 092,1	1 102,5	1 129,7	1 131,1	1 142,8
	transport	71,1	71,3	71,6	72,3	72,9	73,7	72,5
	gospodarstwa domowe/usługi	1 375,4	1 432,0	1 436,0	1 493,2	1 522,0	1 559,1	1 605,8
	łącзна konsumpcja energii	2 646,1	2 709,2	2 730,2	2 795,9	2 848,4	2 894,5	2 936,7
Import/Eksport energii elektrycznej [w TWh]		20,4	4,3	12,3	-3,3	-7,3	11,3	3,5
przemysł		327 905	331 006	326 266	332 016	332 451	325 642	324 269
transport		339 390	343 058	345 984	351 325	359 750	362 356	370 304
gospodarstwa domowe		286 620	299 636	291 986	303 399	305 866	308 090	304 370
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	rolnictwo	29 862	29 647	28 966	29 020	29 603	29 877	28 739
	usługi	117 357	124 320	121 482	130 080	131 275	132 797	134 718
	pozostałe	12 414	12 305	11 705	12 548	12 811	14 037	14 352
	łącзна konsumpcja energii	1 113 548	1 139 972	1 126 389	1 158 388	1 171 756	1 172 799	1 176 752
Emisja CO ₂ [w Mt]		4 099,8	4 179,1	4 154,9	4 263,2	4 283,2	4 257,5	4 257,6
Zależność energetyczna [w %]		46,8	47,4	47,6	48,9	50,3	52,5	53,8

Źródło: opracowanie własne.

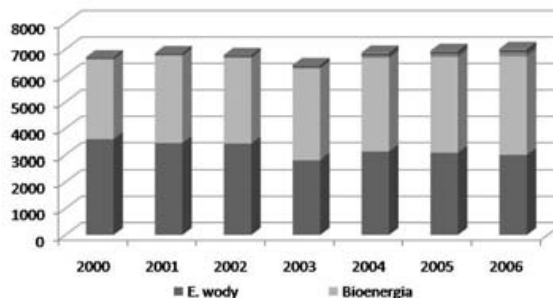
3.3. Analiza otrzymanych wyników i zaobserwowanych trendów

3.3.1. Austria

Austria nie posiada elektrowni jądrowych, a od 2005 r. zaprzestała także wydobycia węgla. Produkcja energii pierwotnej utrzymuje się na stabilnym poziomie 9,6 mln toe, stąd można zaobserwować tendencję jedynie niewielkich wahań na wykresie obrazującym porównanie wzrostu produkcji energii pierwotnej rok do roku (rys. 3.1). Jako rok bazowy, zarówno w przypadku Austrii, jak i pozostałych krajów członkowskich Unii Europejskiej oraz całej Wspólnoty, przyjęto 2000 r. Rozwój produkcji energii pierwotnej przedstawiono po obliczeniu ilorazu produkcji w 2001 r. i w 2000 r., a w kolejnych latach w proporcji do roku poprzedniego.



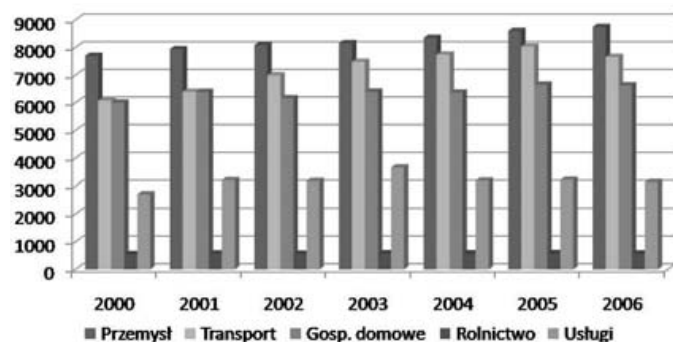
Rysunek 3.1. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Austrii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.2. Rozwój energetyki odnawialnej w Austrii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Produkcja energii elektrycznej oparta jest w Austrii na energetyce odnawialnej (rys. 3.2). W ostatnich latach można zaobserwować niewielką przewagę bioenergii, choć pozycja hydroenergetyki jest solidna. Energia wiatru, słoneczna i geotermalna nie są jeszcze eksploatowane w stopniu, w jakim mogłyby w tym kraju być wykorzystywane.

Konsumpcja energii finalnej jest uzależniona od importu ropy naftowej i gazu ziemnego, co częściowo wiąże się z faktem, iż przez Austrię przebiegają zarówno ropo-, jak i gazociągi.



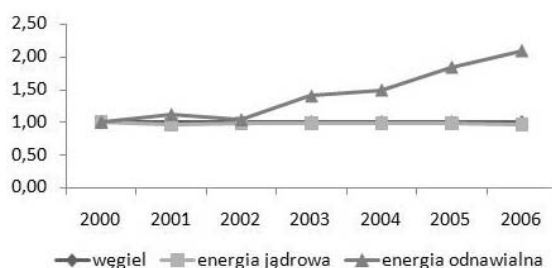
Rysunek 3.3. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Austrii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Jednak większą rolę odgrywa świadoma polityka energetyczna rządu i koncernów energetycznych. Węgiel, choć w całości pochodzący z importu, nadal jest wykorzystywany. Energia odnawialna zmierza natomiast do zastąpienia gazu ziemnego na drugiej pozycji wśród konsumowanych rodzajów energii pierwotnej. Konsumpcja energii finalnej systematycznie rośnie, a jej największymi odbiorcami są: przemysł, transport i gospodarstwa domowe (rys. 3.3). Do 2005 r. największe przyrosty notowało zużycie energii w transporcie, ale ostatnio ta tendencja została zahamowana. W latach 2004 i 2006 odnotowywano spadek łącznego zużycia energii finalnej, zaś 2002 r. był jedynym, w którym wystąpił spadek uzależnienia energetycznego od importu paliw i energii.

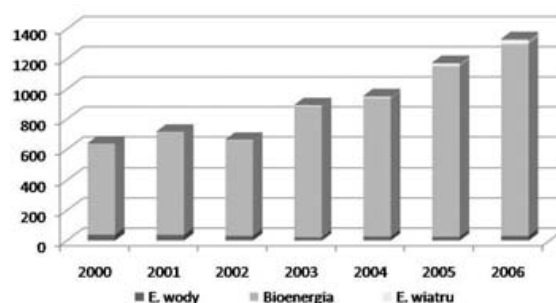
3.3.2. Belgia

Energia pierwotna produkowana jest w Belgii jedynie przez energetykę jądrową oraz energetykę opartą na odnawialnych źródłach energii, przy czym jedynie ta ostatnia notuje dynamiczny wzrost (rys. 3.4). Jednak to energetyka jądrowa dostarcza 55% energii elektrycznej. Systematycznie maleje udział węgla w *energy mix*.

Energia odnawialna odnotowuje systematyczny wzrost, choć stanowi jedynie 10,0% produkowanej energii pierwotnej. Na rynku energii odnawialnej dominuje energia uzyskiwana z biomasy (rys. 3.5). Niewielki, stabilny udział ma hydroenergetyka, taki sam – choć z tendencją wzrostową – energetyka wiatrowa, której zalety nie są jednak jeszcze w pełni doceniane.



Rysunek 3.4. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Belgii (Źródło: opracowanie własne)

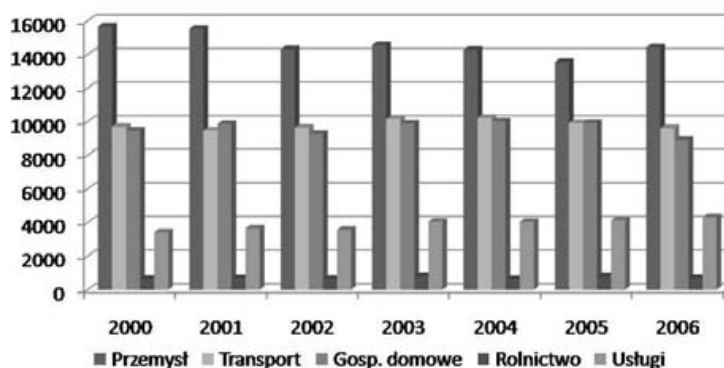


Rysunek 3.5. Rozwój energetyki odnawialnej w Belgii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Zużycie energii pierwotnej od 2003 r. maleje, a jej import utrzymuje się na stabilnym poziomie ponad 53 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej [mln toe]. W konsumpcji energii pierwotnej pierwsze miejsce zajmuje ropa naftowa (39,2%), a kolejne miejsca przypadają dla gazu ziemnego (24,8%) i węgla (19,9%).

Energia finalna (rys. 3.6) zużywana jest głównie przez przemysł (38%), z czego aż 36% w przemyśle chemicznym. Gospodarstwa domowe oraz sektor usług swoje potrzeby w 39% zaspokajają zużyciem gazu ziemnego (2006 r.), 32% ropy naftowej oraz 26% energii elektrycznej.

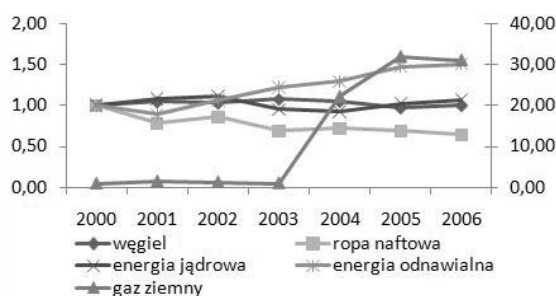
W 2003 r. parlament belgijski uchwalił moratorium na budowę nowych reaktorów w elektrowniach jądrowych oraz skrócił okres eksploatacji reaktorów obecnie pracujących do czterdziestu lat. Aktualnie trwa dyskusja nad potrzebą zniesienia powyższego moratorium. Dodać należy, że Belgia należy do największych importerów energii w Unii Europejskiej. Importuje np. znacznie więcej energii niż większe i posiadające wielokrotnie więcej ludności od niej Wielka Brytania, czy Polska. Importowane są głównie: ropa naftowa, produkty ropopochodne i gaz ziemny.



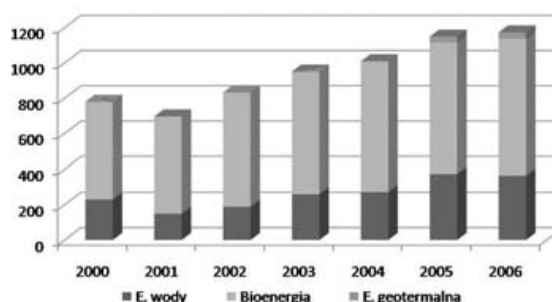
Rysunek 3.6. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Belgii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.3. Bułgaria

W bułgarskim sektorze energetycznym bardzo dużą dotychczas rolę odgrywa węgiel, którego udział w energii pierwotnej przekracza 4 000 ktoe i ustępuje jedynie energii jądrowej. Łączna produkcja energii pierwotnej utrzymuje się na stabilnym poziomie ponad 10 000 ktoe rocznie. Od 2004 r. bardzo wzrosło wydobycie gazu ziemnego, zaś w całym XXI w. dynamiczny rozwój, choć jeszcze na niezbyt wysokim poziomie w porównaniu z potrzebami, odnotowuje energetyka odnawialna (rys. 3.7). Jednak Bułgaria, głównie dzięki węglowi brunatnemu i energii jądrowej, należy do grupy państw, które pod względem energetycznym w mniej niż 50% są zależne od importu.



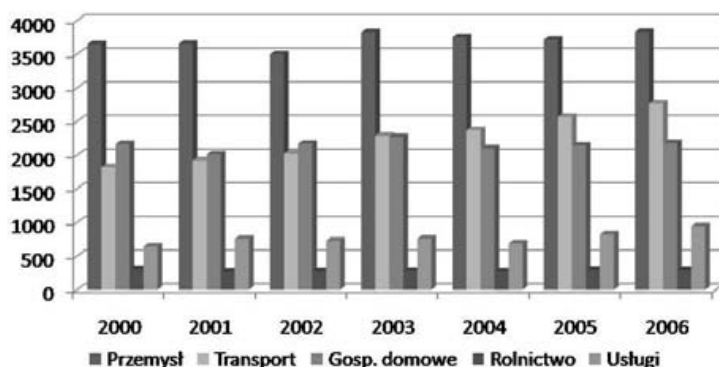
Rysunek 3.7. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Bułgarii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.8. Rozwój energetyki odnawialnej w Bułgarii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Energetyka odnawialna, oprócz tąpnięcia w 2001 r., stale odnotowująca niewielki wzrost, oparta jest przede wszystkim na wykorzystaniu biomasy oraz na hydroenergetyce (rys. 3.8). Od kilku lat można także obserwować początkowe stadium wykorzystania wiatru i energii geotermalnej.

W konsumpcji energii pierwotnej także dominuje w Bułgarii energia z biomasy przed energią wody. Ponieważ konsumpcja energii pierwotnej w ostatnich latach wzrasta, w 2007 r. opracowany został narodowy plan działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej (*First National Energy Efficient action Plan*), który w perspektywie długookresowej zawiera sporą listę zamierzeń planowanych do realizacji.

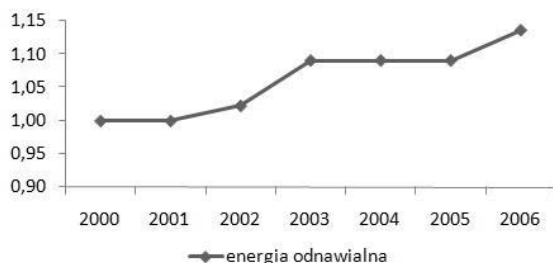


Rysunek 3.9. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Bułgarii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

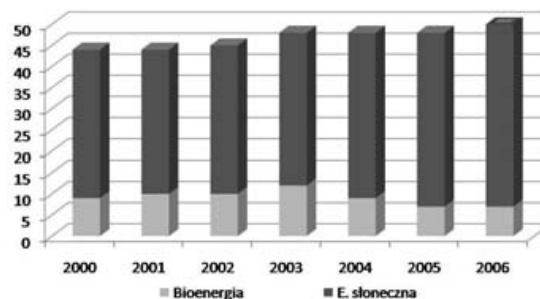
Mimo stosunkowo niewielkiej produkcji energii elektrycznej, część z niej jest przeznaczana na eksport. W konsumpcji energii finalnej dominuje przemysł, przed transportem i gospodarstwami domowymi (rys. 3.9). Konsumpcja energii finalnej systematycznie wzrasta. W latach 2000-2006 zwiększyła się o 16,5%.

3.3.4. Cypr

System energetyczny Cypru jest oparty prawie wyłącznie na ropie naftowej, która na wyspie nie występuje i w całości jest importowana. W kraju natomiast produkowana jest wyłącznie energia odnawialna (rys. 3.10).



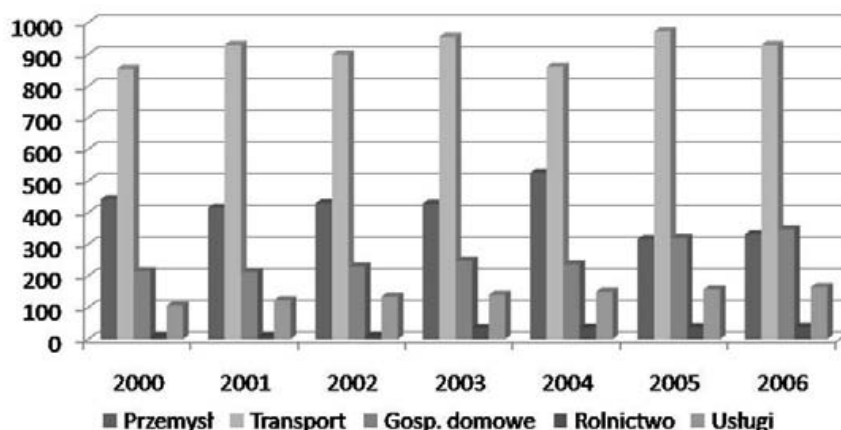
Rysunek 3.10. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Cyprze (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.11. Rozwój energetyki odnawialnej na Cyprze [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Energia odnawialna produkowana jest na Cyprze z energii słonecznej oraz biomasy (rys. 3.11). Wykorzystanie ciepła słonecznego do podgrzewania wody wzrasta, natomiast udział biomasy w energii odnawialnej maleje. Ok. 90% gospodarstw domowych i połowa hoteli stosuje ogniwa fotowoltaiczne.

Transport odpowiada za połowę konsumpcji energii finalnej, natomiast gospodarstwa domowe i przemysł odpowiednio zużywają 19% i 18% (rys. 3.12). Największe zużycie energii elektrycznej ma miejsce w sektorze usług. Intensywność energetyczna znajduje się powyżej średniego poziomu Unii Europejskiej.

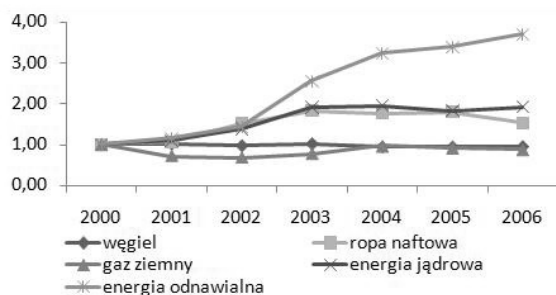


Rysunek 3.12. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Cyprze [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

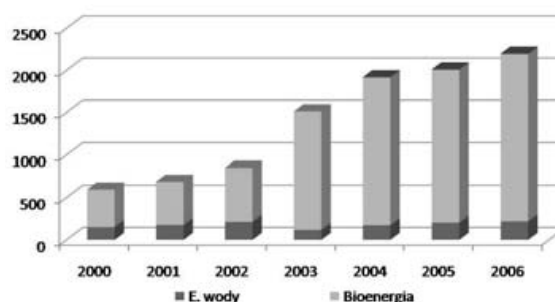
Narodowy plan działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej przewiduje jednak szereg działań zmierzających do jej poprawy – we wszystkich sektorach gospodarki.

3.3.5. Czechy

System energetyczny Czech w decydującej mierze oparty jest na wydobywanym w kraju węglu. Ponadto, w mniejszym stopniu, bazuje on na energii jądrowej oraz wzrastającym wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych (rys. 3.13). Posiadanie złóż węgla skutkuje małą zależnością kraju od importu energii, która nie przekracza 30% (2006 r.: 28,0%).



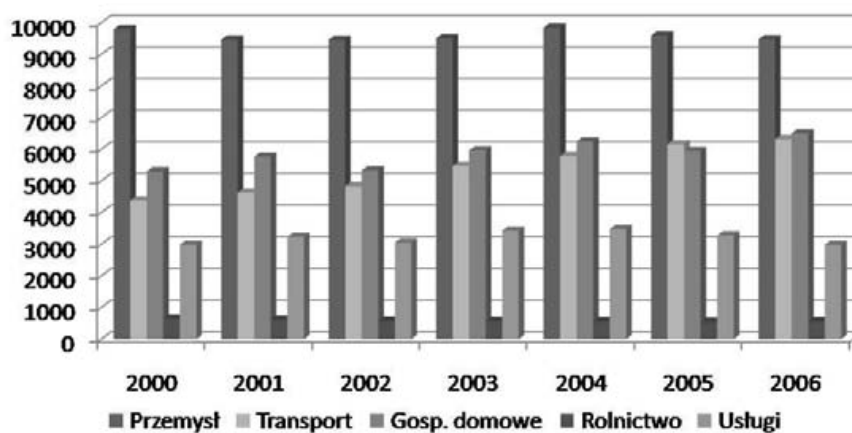
Rysunek 3.13. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Czechach (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.14. Rozwój energetyki odnawialnej w Czechach [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

W energetyce odnawialnej zdecydowanie dominuje produkcja energii z biomasy (rys. 3.14). Ponadto do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystywane są elektrownie wodne. Dotychczas nie jest wykorzystywana energia pochodząca ze źródeł odnawialnych, zaś energię słoneczną i wiatrową wykorzystuje się jedynie w niewielkim stopniu. Czechy są eksporterem energii elektrycznej, ale jest to zasługa przede wszystkim elektrowni opalanych węglem oraz elektrowni jądrowych. Produkcja energii elektrycznej w przeliczeniu na osobę przekracza średni poziom wskaźnika występującego w Unii Europejskiej.

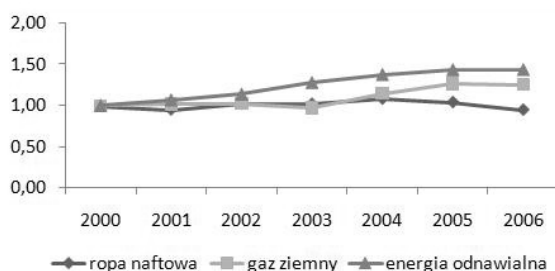
Największa część konsumpcji energii finalnej przypada na przemysł, zaś o 1/3 mniej udziały posiadają gospodarstwa domowe i transport (rys. 3.15). Znaczące zapotrzebowanie na energię zgłasza także sektor usług.



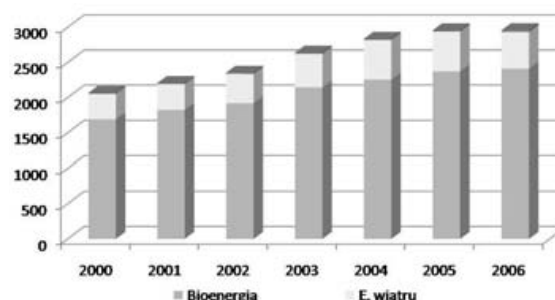
Rysunek 3.15. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Czechach [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.6. Dania

Dania nie produkuje węgla ani energii jądrowej, firmy duńskie wydobywają natomiast duże, choć w ostatnich kilku latach systematycznie malejące, ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, w pełni zaspokajające zapotrzebowanie rynku krajowego. Wydobywane z pokładów pod dnem Morza Północnego surowce węglowodorowe są eksportowane, głównie do krajów sąsiednich. Należy podkreślić, że Dania jest jedynym eksporterem energii netto i drugim co do wielkości producentem energii w całej Unii Europejskiej, a jej zależność energetyczna w 2006 r. wynosiła -37%. Systematycznie wzrasta w Danii produkcja gazu ziemnego oraz energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (rys. 3.16). W kraju tym wprowadzono najbardziej proefektywnościowe programy energetyczne spośród państw członkowskich Wspólnoty.



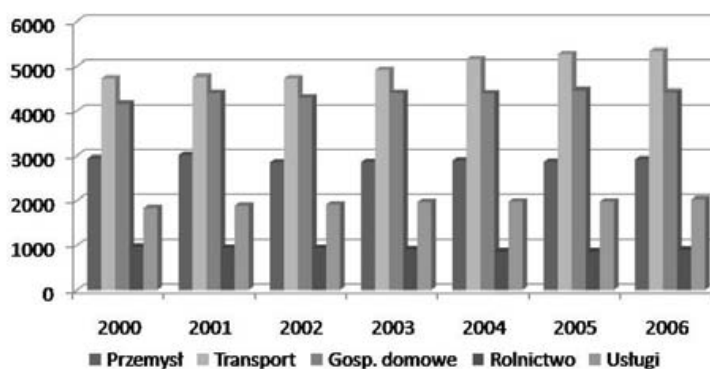
Rysunek 3.16. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Danii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.17. Rozwój energetyki odnawialnej w Danii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Dobrze rozwinięty w Danii sektor energetyki opartej o odnawialne źródła energii bazuje na energii uzyskiwanej z biomasy oraz siły wiatru (rys. 3.17). Jej sektor energetyczny jest ściśle zintegrowany z systemami innych państw nordyckich, niezależnie, czy są one członkami Unii Europejskiej (np. Szwecja), czy nie (np. Norwegia). Współzależność ta zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju, ze względu na różnice w dostępności mocy wytwórczych (sezonowość) występujące w hydroenergetyce. Dania eksportuje ok. 16% wytworzonej u siebie energii elektrycznej.

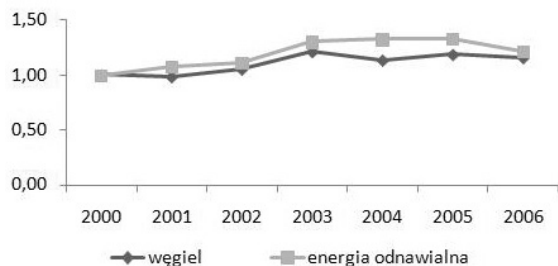
Największe zużycie energii ma w Danii miejsce w transporcie oraz gospodarstwach domowych (rys. 3.18). Ze względu na ściśle respektowanie założeń efektywności energetycznej w gospodarce, Dania może stanowić przykład w skali światowej. Osiąga ona najwyższą efektywność energetyczną, tj. najniższe nakłady energii na uzyskanie jednostki PKB w Unii Europejskiej, kształtujące się na poziomie 118 kgoe/1 000 euro (kgoe – kilogramy ekwiwalentu ropy naftowej).



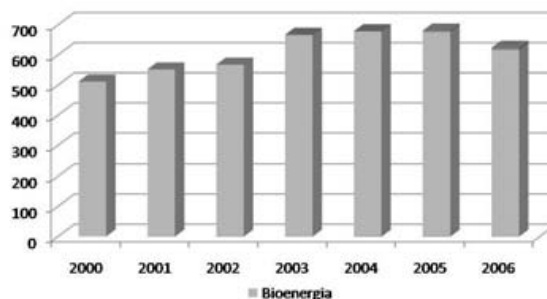
Rysunek 3.18. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Danii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.7. Estonia

System energetyczny Estonii charakteryzuje się bardzo dużym zużyciem węgla, gdyż jest to jedyny surowiec energetyczny wydobywany w tym kraju. Produkowana jest także energia pierwotna ze źródeł odnawialnych (rys. 3.19). Energia elektryczna wytwarzana jest w oparciu o lokalne zasoby węgla oraz w niewielkiej ilości z wykorzystaniem importowanego gazu ziemnego (2006 r.: 8%).



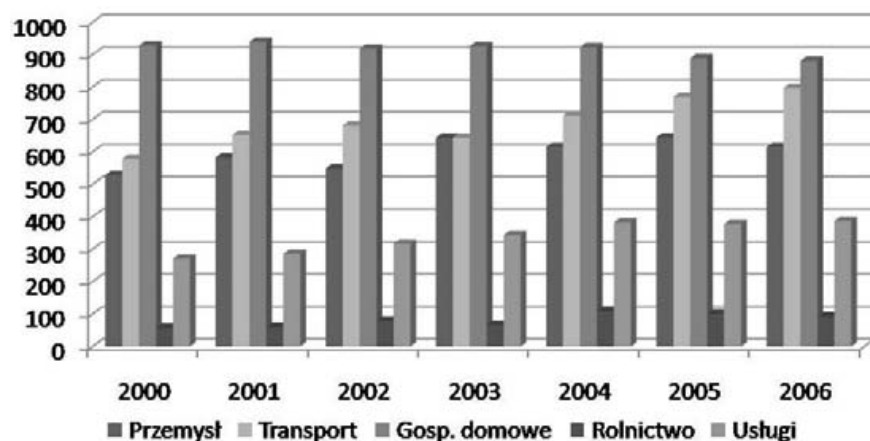
Rysunek 3.19. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Estonii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.20. Rozwój energetyki odnawialnej w Estonii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Prawie cała produkowana energia odnawialna pochodzi z biomasy (rys. 3.20) i w większości (69%) zużywana jest przez gospodarstwa domowe. Natomiast przemysł i usługi konsumują łącznie 70% energii elektrycznej. System energetyczny Estonii jest mocno zintegrowany z krajami Bałtyckimi oraz posiada połączenia z Finlandią. Gazociągi łączą Estonię z Łotwą i Rosją, od której pochodzi 97% importowanego surowca.

Estonia charakteryzuje się jedną z najgorszych w Unii Europejskiej intensywnością energetyczną, ponad cztery razy wyższą niż średnia we Wspólnocie (848 kgoe/1 000 euro, wobec 202 kgoe/1 000 euro). Zależność energetyczna Estonii od importu



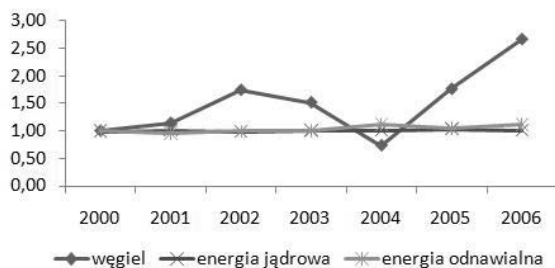
Rysunek 3.21. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Estonii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Najwięcej energii finalnej zużywają gospodarstwa domowe (rys. 3.21). Z roku na rok zmieniają się jednak proporcje na korzyść sektorów transportu, przemysłu oraz usług.

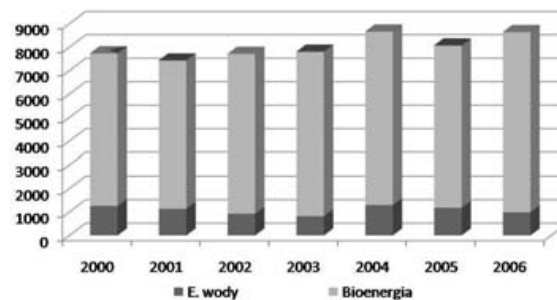
energii netto wynosiła w 2006 r. 33,5%, jednak faktyczne jej bezpieczeństwo energetyczne jest niewielkie, gdyż jest to mały kraj, położony na obrzeżach Unii Europejskiej i w znacznym stopniu uzależniony od rosyjskich dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego.

3.3.8. Finlandia

W Finlandii nie wydobywa się ropy naftowej, ani gazu ziemnego. W zamian ze źródeł odnawialnych produkuje się część energii pierwotnej podobną ilościowo do sumy wydobywanego węgla oraz ciepła produkowanego w elektrowniach jądrowych. Należy zaznaczyć, że w kraju wydobywa się węgiel brunatny, zaś importuje węgiel kamienny (rys. 3.22).



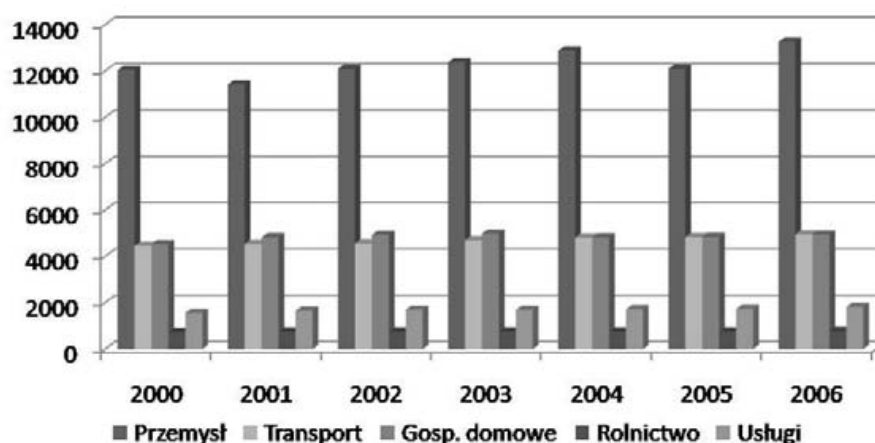
Rysunek 3.22. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Finlandii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.23. Rozwój energetyki odnawialnej w Finlandii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Biomasa odpowiada za produkcję 20% energii pierwotnej, zaś energia wody za dodatkowe 3% (rys. 3.23). Zależność energetyczna kraju sięga prawie 55%, zaś intensywność energetyczna przekracza 250 kgoe/1 000 euro, czyli nieco przewyższa średnią unijną. Rynek energii elektrycznej bazuje na współpracy nordyckiej, w tym na komplementarnej produkcji energii w hydroelektrowniach. W latach 2000-2006 udział biomasy oraz gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej uległ podwojeniu. W obu przypadkach jest on nadal mniejszy od węgla i energii jądrowej.

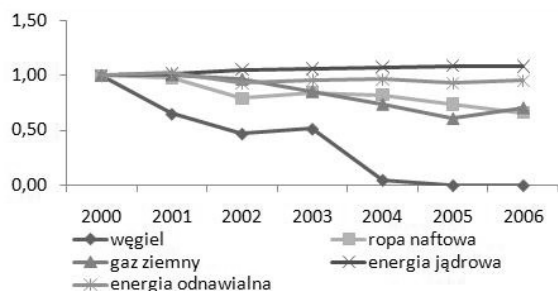
Gaz ziemny importowany jedynie z Rosji, zużywany jest w 90% w przemyśle. Gospodarstwa domowe zużywają jedynie 1% importowanego gazu ziemnego. Przemysł zużywa 50% produkowanej w kraju i importowanej energii finalnej (rys. 3.24).



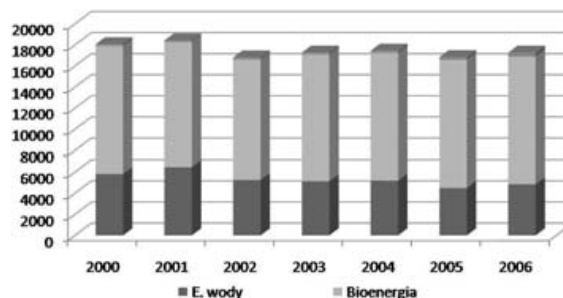
Rysunek 3.24. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Finlandii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.9. Francja

Energetyka francuska oparta jest na elektrowniach jądrowych, których ilość (59) przekracza połowę wszystkich funkcjonujących w Unii Europejskiej, a produkcja pokrywa 78% zapotrzebowania kraju na energię elektryczną. Drugim filarem energetyki tego kraju jest wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (rys. 3.25). We Francji wydobywa się niewielkie ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, zaś zaprzestano wydobycia węgla. Z powyższego względu 66% całej energii importowanej stanowi import netto ropy naftowej i gazu ziemnego.



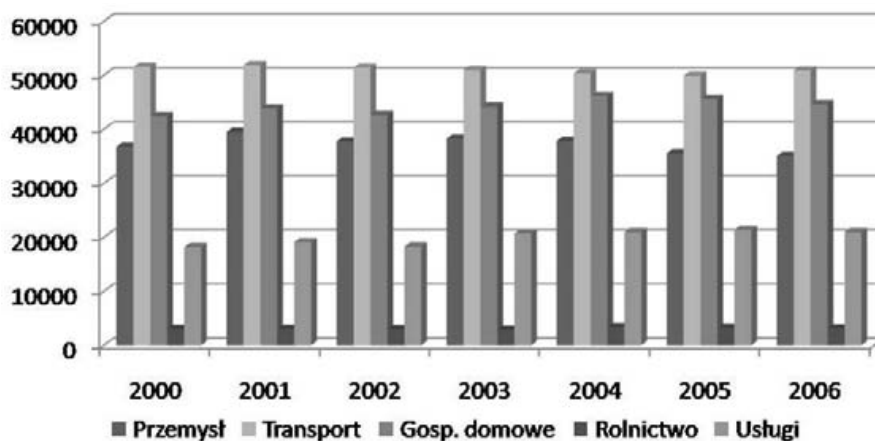
Rysunek 3.25. Rozwój produkcji energii pierwotnej we Francji (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.26. Rozwój energetyki odnawialnej we Francji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Francuska energetyka odnawialna, produkująca w 2006 r. 6,3% energii całkowitej oraz 12% generowanej energii elektrycznej, preferuje wykorzystanie energii z biomasy oraz hydroenergetykę (rys. 3.26).

Dzięki produkcji energii odnawialnej, uzupełniającej znacznie większą produkcję energii jądrowej, zależność energetyczna Francji (2006 r.: 51,4%) jest mniejsza od



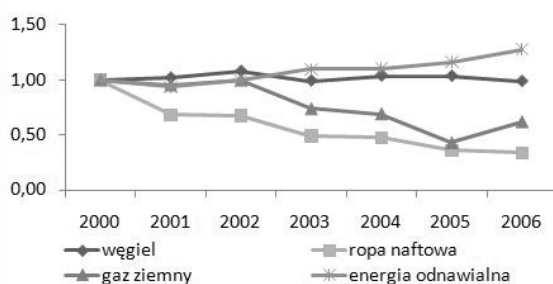
Rysunek 3.27. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów we Francji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

średniej unijnej (53,8%). Kraj ten eksportuje 12% wyprodukowanej u siebie energii elektrycznej. Stąd działania w zakresie bezpieczeństwa energetycznego koncentrują się na redukcji konsumpcji energii i jej dywersyfikacji w *energy mix*. Wykazująca powolną tendencję spadkową konsumpcja energii finalnej (rys. 3.27), największe spadki zużycia notuje w sektorze przemyśle.

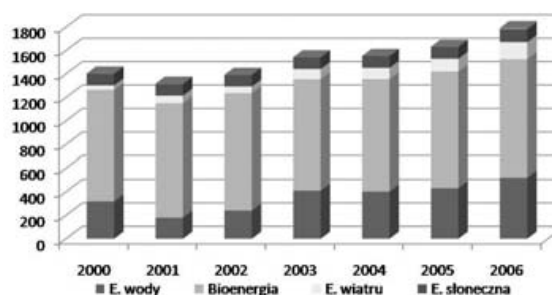
3.3.10. Grecja

Grecki system energetyczny zdecydowanie różni się od systemów występujących w innych państwach Unii Europejskiej, co wynika m.in. z mniejszego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, w związku z położeniem geograficznym kraju w śródziemnomorskiej strefie klimatycznej, a także z faktu, iż znaczna część kraju położona jest na niezliczonych wyspach i wysepkach.

Produkcja energii pierwotnej utrzymuje się na poziomie 10 000 ktoe rocznie, co pokrywa ok. 1/3 krajowego zapotrzebowania. W obecnej dekadzie zaobserwować można tendencje spadku wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, zachowanie na stałym poziomie udziału, przy wzroście wolumenu, produkcji węgla oraz wzrostu produkcji energii ze źródeł odnawialnych (rys. 3.28).



Rysunek 3.28. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Grecji (Źródło: opracowanie własne)

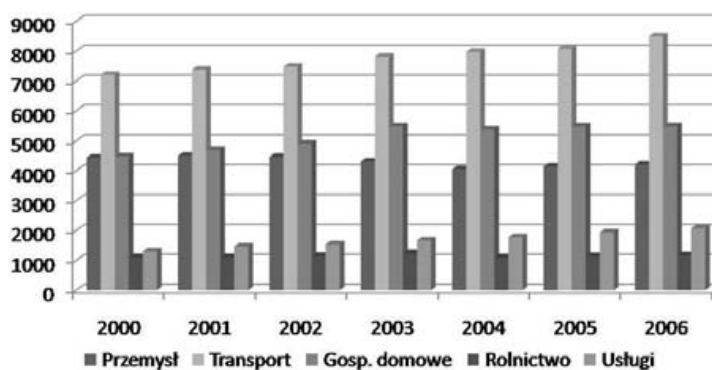


Rysunek 3.29. Rozwój energetyki odnawialnej w Grecji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Znaczącą rolę odgrywa już energia produkowana w oparciu o źródła odnawialne, która stanowi ponad 17% całej krajowej produkcji energii. Przy stałym i dominującym jak dotychczas udziale energii z biomasy (rys. 3.29), zaobserwować można wzrost znaczenia hydroenergetyki i energetyki wiatrowej. Zwłaszcza potencjalne możliwości rozwoju energetyki wiatrowej są w Grecji bardzo duże, jednak specyficzne uwarunkowania geograficzne (rozdrobienie kraju wyspiarskiego) stwarzają trudności we włączeniu energii produkowanej przez poszczególne farmy wiatraków do krajowego systemu energetycznego.

W konsumpcji energii finalnej dominuje zużycie energii elektrycznej oraz ropy naftowej (łącznie 90%).

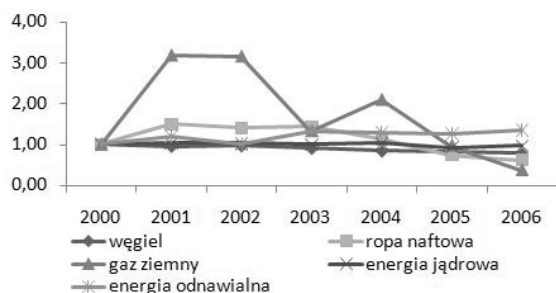
Z kolei transport i gospodarstwa domowe odpowiadają za 65% zużycia energii (rys. 3.30). Zależność energetyczna kraju od importu energii sięga 72%, czyli dużo powyżej średniej unijnej wynoszącej 54% (2006 r.). Wynika to z faktu, iż prawie cała konsumowana ropa naftowa oraz zużywany gaz ziemny pochodzą z importu.



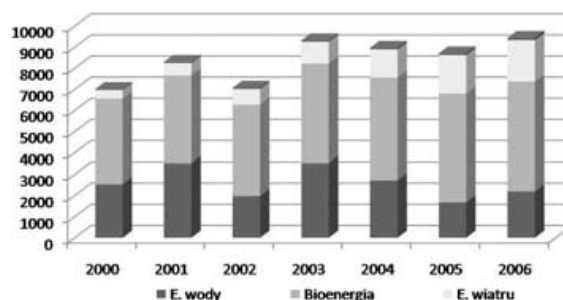
Rysunek 3.30. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Grecji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.11. Hiszpania

Produkcję energii pierwotnej w Hiszpanii charakteryzują znaczne wahania wydobycia gazu ziemnego i stały spadek wydobycia ropy naftowej, co wskazuje na końcowe stadium produkcji surowców węglowodorowych, które może być kontynuowane jedynie po uruchomieniu nowych złóż. Połowa energii pierwotnej produkowana jest w elektrowniach jądrowych (rys. 3.31).

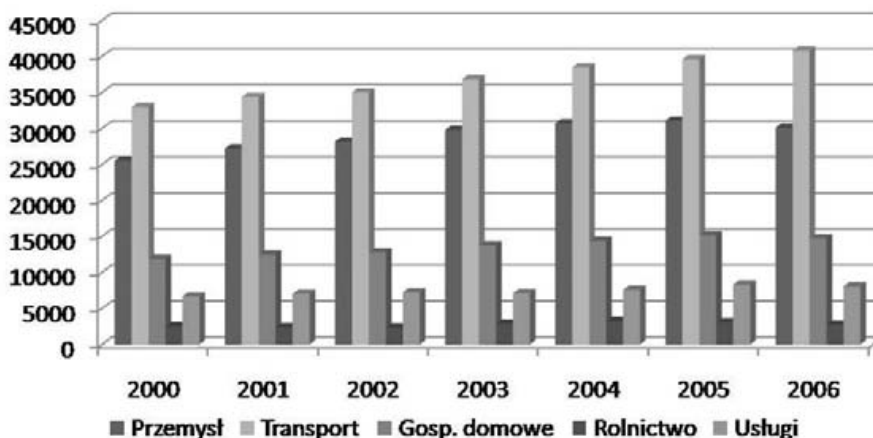


Rysunek 3.31. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Hiszpanii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.32. Rozwój energetyki odnawialnej w Hiszpanii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Produkcja energii odnawialnej jest mocno zdywersyfikowana i opiera się na stałym poziomie produkcji energii z biomasy, wahaniami poziomu produkcji hydroenergetyki oraz wzrastającego udziału energetyki wiatrowej (rys. 3.32). Poziom wytwarzanej energii ze źródeł odnawialnych lokuje kraj na drugim miejscu w świecie, za Niemcami, a przed USA. M.in. w tym kraju zbudowano jedyną działającą na świecie elektrownię słoneczną o mocy 10 MW.

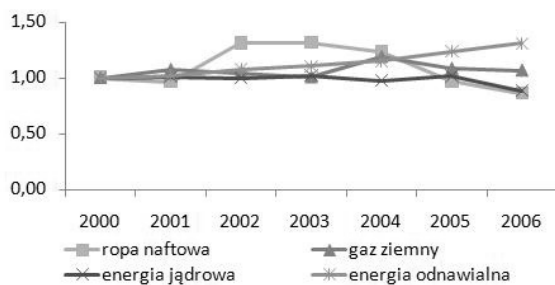


Rysunek 3.33. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Hiszpanii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

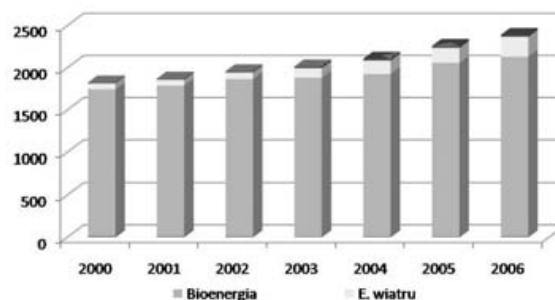
System energetyczny kraju jest mocno uzależniony od importu ropy naftowej i produktów naftowych. Prawie połowa energii finalnej konsumowana jest przez transport (2006 r.: 42%). Przemysł konsumuje 31% energii finalnej (rys. 3.33), przy czym 1/4 z tego przypada na budownictwo. Nadmienić należy także, iż Hiszpania jest eksporterem netto energii elektrycznej.

3.3.12. Holandia

Holandia jest samowystarczalna w zakresie produkcji gazu ziemnego (rys. 3.34), którego nadwyżki eksportuje. Na gazie także (w 58%) oparta jest produkcja energii elektrycznej. Stabilna jest również w energetyce holenderskiej pozycja, pochodzącego w całości z importu, węgla. Wskaźnik intensywności energetycznej wynosi 188 kgoe/1 000 euro, czyli poniżej średniej unijnej. Holandia jest jednak importerem netto energii elektrycznej, a jej współczynnik zależności energetycznej wynosi 38%. Holandia charakteryzuje się ponadto bardzo dużą konsumpcją paliwa w bunkrach morskich przeznaczonego na zaopatrzenie międzynarodowych statków handlowych.

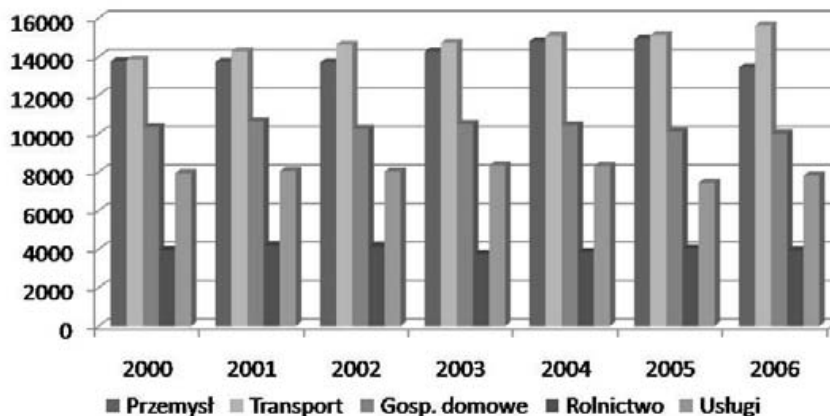


Rysunek 3.34. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Holandii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.35. Rozwój energetyki odnawialnej w Holandii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Rozwijająca się energetyka odnawialna oparta jest na wykorzystaniu biomasy oraz energii wiatru (rys. 3.35). Rząd holenderski zamierza wspierać rozwój wykorzystania ogniw fotowoltaicznych, biomasy oraz wiatru.

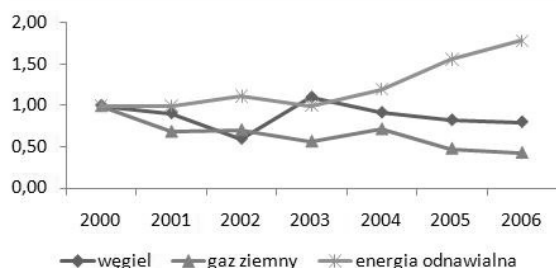


Rysunek 3.36. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Holandii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

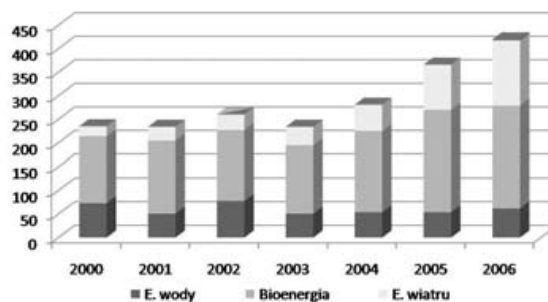
Największy udział w konsumpcji energii finalnej posiada, oparty na wykorzystaniu pochodzącej w większości z importu ropy naftowej, transport (rys. 3.36). Jednak to gaz, w związku z pozyskiwaniem jego znacznych ilości spod dna Morza Północnego, wykorzystywany jest we wszystkich sektorach holenderskiej gospodarki, przy czym najbardziej w gospodarstwach domowych.

3.3.13. Irlandia

W Irlandii wydobywa się jedynie niewielkie ilości węgla i gazu ziemnego, przy czym krajowy gaz zaspokaja jedynie 10% zapotrzebowania. Stąd zależność energetyczna tego kraju sięga 91% i jest jedną z najwyższych w Unii Europejskiej. Na wysokim poziomie utrzymuje się także emisja gazów cieplarnianych, w tym zwłaszcza dwutlenku węgla. W obecnej dekadzie następuje jednak szybki rozwój energetyki odnawialnej (rys. 3.37).



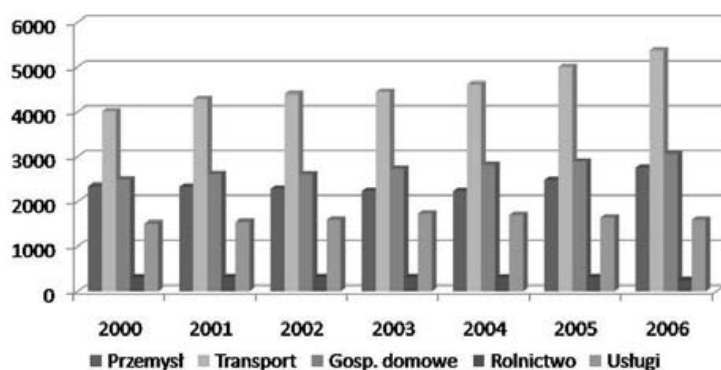
Rysunek 3.37. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Irlandii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.38. Rozwój energetyki odnawialnej w Irlandii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Energetyka odnawialna opiera się na wykorzystaniu energii zawartej w biomasie, a także energii wody i wiatru (rys. 3.38). Hydroenergetyka, choć zdaje się tracić swoją pozycję na korzyść energetyki wiatrowej, to zachowuje poziom produkowanej energii. Na tle szybko rozwijającej się energetyki wiatrowej dostrzec można także wzrost produkcji paliw i energii z wykorzystaniem biomasy. Zapotrzebowanie na energię pierwotną jedynie w 3% pokrywane jest jednak przez energię odnawialną, z czego połowa pochodzi z przerobu biomasy.

W ostatnich 15 latach nastąpił gwałtowny wzrost (o 74%) zużycia energii finalnej, co wynika z rozbudowy sektora energetycznego oraz jest rezultatem dotychczasowego szybkiego rozwoju ekonomicznego.



Rysunek 3.39. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Irlandii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

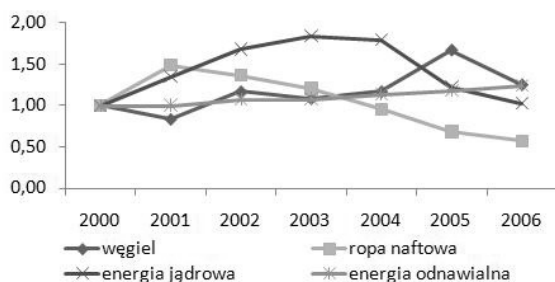
Sektor transportu zużywa obecnie (2006) ponad 41% energii finalnej (rys. 3.39) i jego zapotrzebowanie jest w tym względzie największe spośród wszystkich sektorów gospodarki.

Spadek produkcji energii pierwotnej w Irlandii nie jest równoważony spadkiem zapotrzebowania, w związku z czym wzrasta zapotrzebowanie na import kopalnych

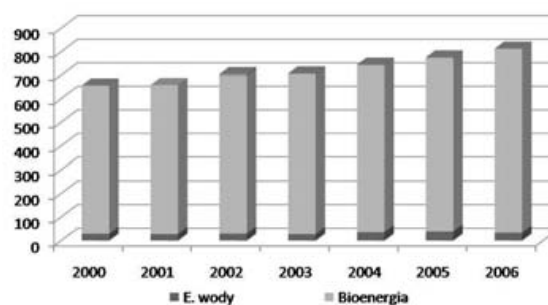
surowców energetycznych (62% importu stanowi ropa naftowa i produkty naftowe). Spadku wydobycia krajowego gazu i węgla nie równoważy także wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

3.3.14. Litwa

Podobnie jak pozostałe państwa Bałtyckie Litwa w dziedzinie gazu ziemnego i ropy naftowej jest uzależniona od dostaw z Rosji (rys. 3.40). Po wykupieniu przez Orlen SA jedynej w państwach Bałtyckich rafinerii w litewskich Możejkach, Rosja wstrzymała dostawy ropy naftowej. Także jedna z dwóch litewskich elektrowni jądrowych została wyłączona (2004 r.), a druga wkrótce zaprzestanie produkcji (2009 r.), co było jednym z warunków przystąpienia Litwy do Unii Europejskiej, gdyż reaktory w obu elektrowniach były *typu czernobylskiego*. Systematycznie wzrasta w kraju efektywność energetyczna.



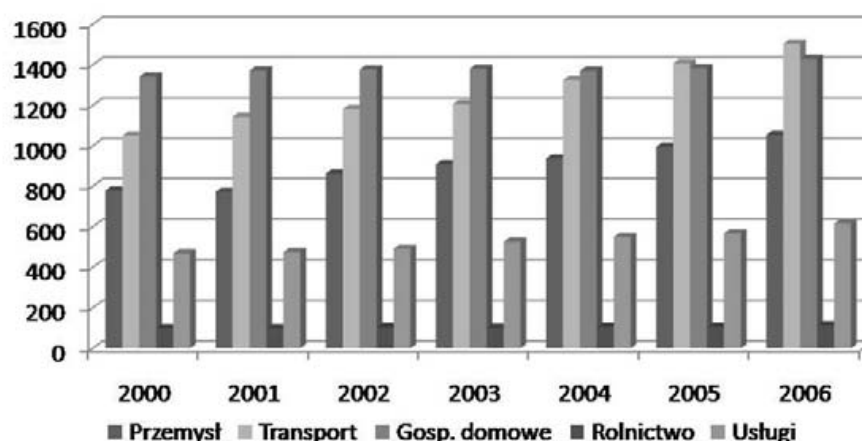
Rysunek 3.40. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Litwie (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.41. Rozwój energetyki odnawialnej na Litwie [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Systematycznie na Litwie wzrasta produkcja energii odnawialnej z biomasy (rys. 3.41). Niewielkie ilości energii elektrycznej produkuje się także w hydroelektrowniach.

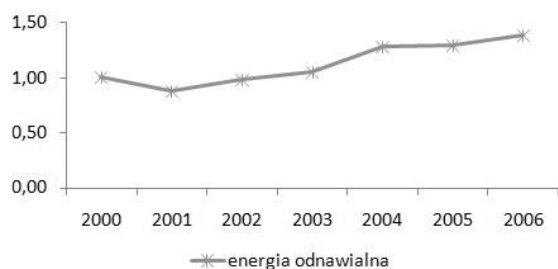
Znacznie bardziej rozwinięty niż w pozostałych państwach Bałtyckich przemysł chemiczny generuje duże zapotrzebowanie na gaz ziemny, ciepło oraz energię elektryczną (rys. 3.42). Największym konsumentem energii elektrycznej jest sektor usług.



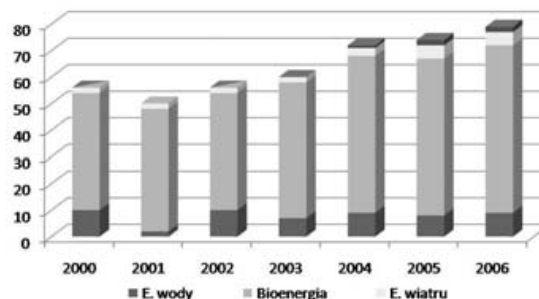
Rysunek 3.42. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Litwie [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.15. Luksemburg

Luksemburg jest w 99% zależny od importu energii, gdyż w kraju produkowana jest jedynie energia odnawialna (rys. 3.43). Do produkcji energii elektrycznej wykorzystuje się prawie wyłącznie (96%) hydroelektrownie oraz elektrownie gazowe, pracujące w całości w oparciu o gaz importowany. W kraju istnieją dwie niezależne sieci energetyczne, połączone z sieciami dwóch sąsiednich krajów: Niemiec i Belgii.

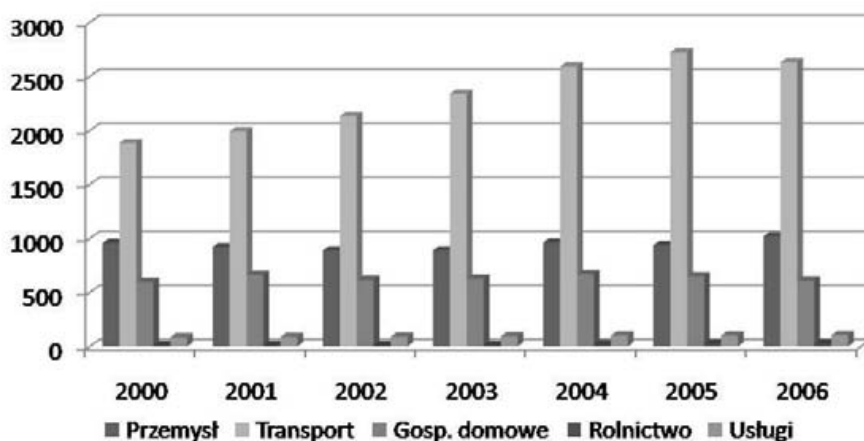


Rysunek 3.43. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Luksemburgu (*Źródło: opracowanie własne*)



Rysunek 3.44. Rozwój energetyki odnawialnej w Luksemburgu [w ktoe] (*Źródło: opracowanie własne*)

Aktualnie mocno promowany jest w kraju rozwój energetyki opartej o odnawialne źródła energii. Odnotowuje się w ostatnich latach wzrost energii uzyskiwanej z biomasy, wiatru, wody oraz ogniw fotowoltaicznych (rys. 3.44). Wskaźnik intensywności energetycznej jest w Luksemburgu znacznie niższy od średniej unijnej i wynosi 174 kgtoe/1 000 euro (2006 r.).

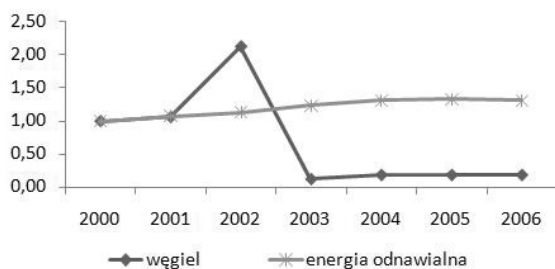


Rysunek 3.45. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Luksemburgu [w ktoe] (*Źródło: opracowanie własne*)

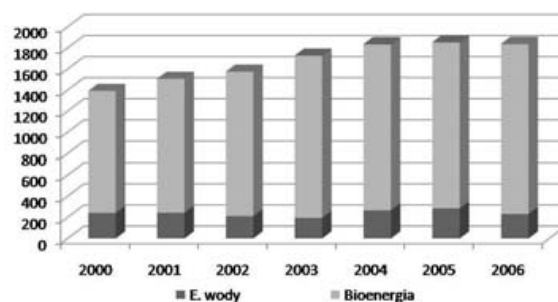
Większość konsumowanej w kraju energii jest wykorzystywana przez transport drogowy (rys. 3.45), w tym w szczególności przez turystów oraz obywateli państw sąsiednich, co wynika z bardzo niskich cen paliw.

3.3.16. Łotwa

Produkcja energii pierwotnej na Łotwie (rys. 3.46) nie zaspokaja krajowych potrzeb. Braki w produkcji paliw kopalnych, w szczególności ropy naftowej i gazu ziemnego, uzupełniane są importem, głównie z Rosji. W dziedzinie gazu ziemnego Rosja jest jedynym dostawcą surowca dla Łotwy. Importowana jest także, z państw Bałtyckich, znaczna część potrzebnej w kraju energii elektrycznej. Zależność energetyczna państwa sięga 66%.

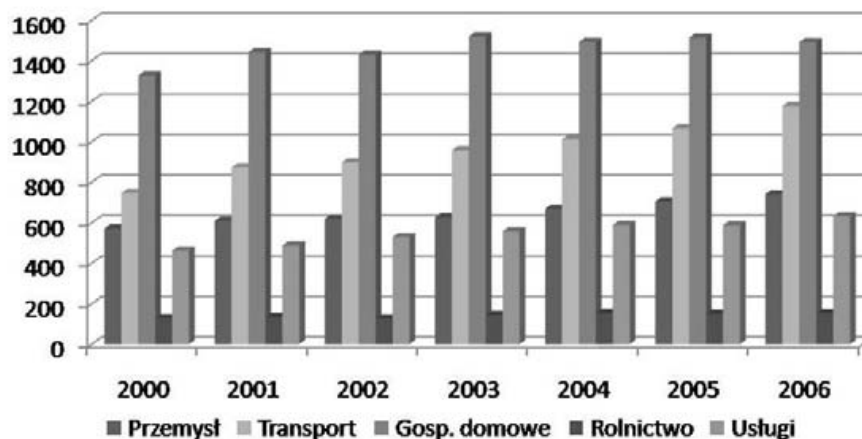


Rysunek 3.46. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Łotwie (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.47. Rozwój energetyki odnawialnej na Łotwie [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Łotwa ma największy udział energii ze źródeł odnawialnych w całej Unii Europejskiej (rys. 3.47). Główną rolę odgrywa energia z biomasy (częściowo nawet eksportowana) oraz hydroenergia. Sieci energetyczne połączone są z państwami Bałtyckimi oraz posiadają połączenia z państwami Nordyckimi. Energia elektryczna w kraju produkowana jest w oparciu o lokalną energię wody i importowany gaz ziemny.

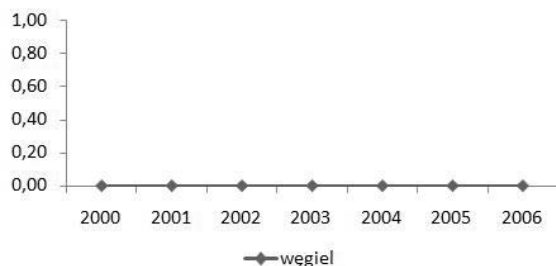


Rysunek 3.48. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Łotwie [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

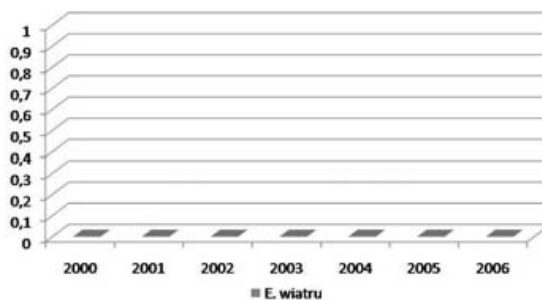
Na Łotwie, jako jednej z nielicznych państw w Unii Europejskiej (obok Estonii, Polski, Niemiec i Węgier) gospodarstwa domowe zużywają więcej energii niż pozostałe sektory gospodarki (rys. 3.48). Gaz ziemny jest zużywany głównie przez przemysł, energię elektryczną wykorzystuje się przede wszystkim w usługach.

3.3.17. Malta

Od 1996 r., gdy zaprzestano wydobycia węgla, na Malcie nie produkuje się surowców energetycznych (rys. 3.49). Kraj jest w 100% zależny energetycznie od importu surowców. Stąd dokonano wyboru rozwiązania i oparto energetykę wyłącznie na ropie naftowej. Dwa istniejące bloki energetyczne zasilają zarówno zamieszkałą, jak i pozostałe niezamieszkałe wyspy (jeden z bloków znajduje się na takiej właśnie wyspie). Większość wyprodukowanej energii elektrycznej zużywana jest przez gospodarstwa domowe.



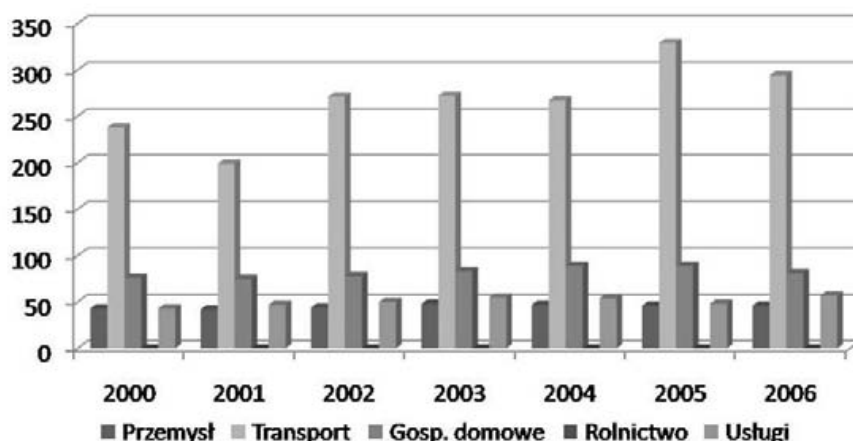
Rysunek 3.49. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Malcie (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.50. Rozwój energetyki odnawialnej na Malcie [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Na żadnej z maltańskich wysp nie produkuje się energii ze źródeł odnawialnych (rys. 3.50). Rząd aktualnie planuje zmianę dotychczasowego stanu rzeczy poprzez produkcję energii z wykorzystaniem technologii wiatrowych oraz słonecznych ciepłych i fotowoltaicznych. Rząd wprowadził mechanizmy wspierające rozwój tych technologii. Wkrótce ma także być promowane wykorzystanie pojazdów o napędzie elektrycznym.

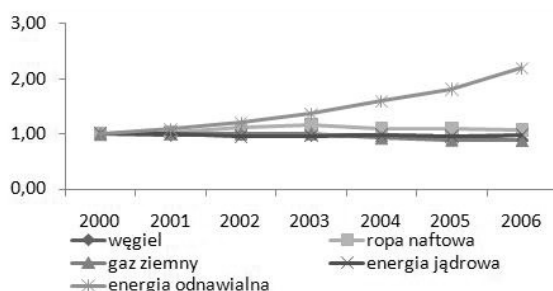
W związku z małym uprzemysłowieniem oraz niezbyt dużą liczbą ludności największy udział w zużyciu energii finalnej posiada transport (rys. 3.51).



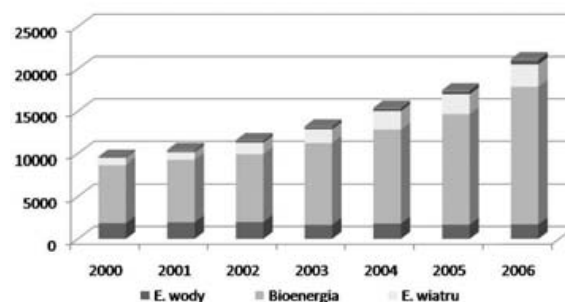
Rysunek 3.51. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Malcie [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.18. Niemcy

Niemiecki system energetyczny oparty jest głównie o paliwa kopalne, które pokrywają ponad 82% krajowego zapotrzebowania na energię. Łączna produkcja energii pierwotnej w latach 2000-2006 rocznie przekraczała 130 Mtoe (Mtoe – milion ton ekwiwalentu ropy naftowej), podczas, gdy zużycie w tym okresie przekraczało 340 Mtoe rocznie (tabela 3.18). Największy udział w produkcji energii pierwotnej posiada węgiel brunatny (42%) i energia jądrowa (26%). Najbardziej dynamiczny wzrost w XXI w. notuje jednak energetyka oparta o odnawialne źródła energii (rys. 3.52). Niemcy są światowym liderem w redukcji swej intensywności energetycznej, która od 1991 r. spadła aż o 19%. W badanym okresie 2000-2006 zużycie zarówno energii pierwotnej, jak i energii finalnej wzrosło o 2,3%.



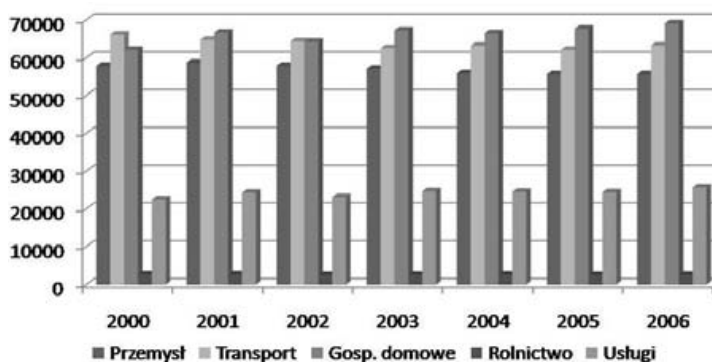
Rysunek 3.52. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Niemczech (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.53. Rozwój energetyki odnawialnej w Niemczech [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Niemiecki sektor energetyki odnawialnej oparty jest o biomasę oraz siłę wiatru, których wykorzystanie dynamicznie wzrasta (rys. 3.53). W ostatniej dekadzie Niemcy wręcz wyrastają na światowego lidera w produkcji energii odnawialnej, w szczególności w produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych oraz biopaliw dla transportu, których produkcja w 2006 r. przekroczyła odpowiednio 21 GW i 3,6 Mtoe. Z zaplanowanych na 2010 r. 12,5% energii uzyskiwanej ze źródeł odnawialnych, już w 2006 r. Niemcy produkowały 12%.

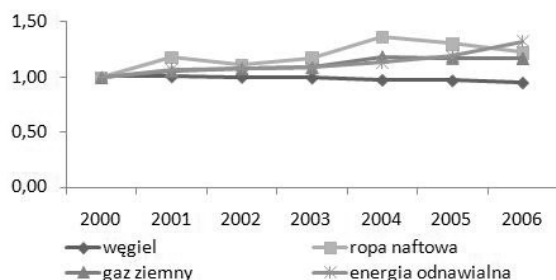
Wskaźnik zależności energetycznej kraju niewiele przekracza 61%. Rynek gazu jest od lat w pełni zliberalizowany, zaś na realizację lub ewentualną zmianę oczekuje decyzja o likwidacji siedemnastu istniejących elektrowni jądrowych i o ewentualnym całkowitym zaprzestaniu produkcji energii jądrowej. Wzrost konsumpcji energii przez gospodarstwa domowe (rys. 3.54) równoważony jest spadkiem zużycia w przemyśle.



Rysunek 3.54. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Niemczech [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.19. Polska

Rzeczpospolita Polska posiada największe rezerwy węgla kamiennego w Europie, dlatego też polska polityka energetyczna opiera się na założeniu wykorzystania węgla jako głównego nośnika energii. Ograniczenie produkcji węgla (rys. 3.55) spowodowało wzrost importu i załamanie eksportu surowca. Obecnie najważniejsze jest zagwarantowanie stabilnych dostaw oraz zmiana technologii wykorzystania węgla, w szczególności zwiększenie produkcji z niego paliw płynnych i gazowych.

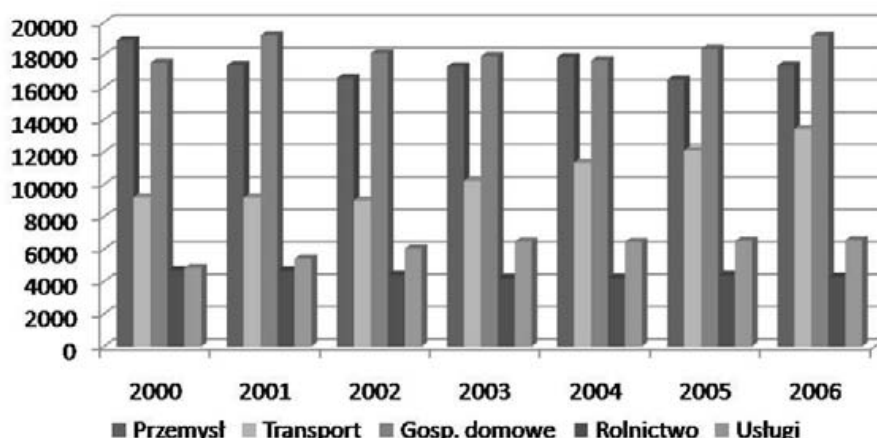


Rysunek 3.55. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Polsce (Źródło: opracowanie własne)

Głównym celem bezpieczeństwa energetycznego w obszarze gazu ziemnego jest zwiększenie dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw. Znacznie utrudni to ewentualne wstrzymanie przez Rosję dostaw gazociągami Jamalskim po rozpoczęciu transportu surowca gazociągami *Nord Stream* po dnie Bałtyku. Niezbędny jest wzrost wydobycia krajowego, rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

oraz zwiększenie pojemności magazynowych. Wskazana jest kontynuacja działań zmierzających do budowy terminala do odbioru gazu skroplonego (LNG), a także zabezpieczenie interesów państwa w strategicznych spółkach sektora gazowego. W latach 2015-2035 spodziewany jest import przez PGNiG 1,5 mld m³ skroplonego gazu rocznie, dostarczanego gazowcami z Kataru poprzez gazoport w Świnoujściu oraz 1 mld m³ gazu rocznie z gazociągu Nabucco (por. s. 72).

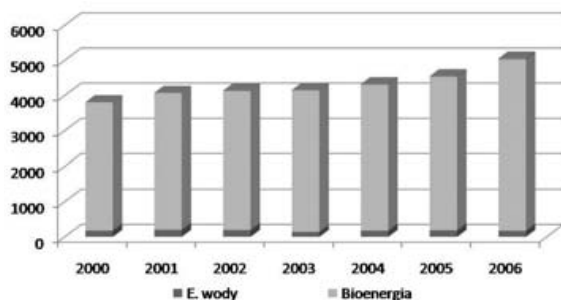
Głównym celem bezpieczeństwa energetycznego w obszarze ropy naftowej jest zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw, rozumianych jako uzyskiwanie surowca z różnych regionów świata, od różnych dostawców, pośredników, z wykorzystaniem alternatywnych tras przesyłowych. Może to zostać znacznie utrudnione,



Rysunek 3.56. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Polsce [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

gdyż Rosja w celu uniezależnienia się od tranzytu przez Białoruś i Ukrainę buduje rurociąg *BTS-2* (z Unieczy do Ust-Ługi), poprzez który ma przesyłać ropę do portu, a następnie tankowcami na Zachód. Dlatego niezbędna jest budowa przyłączy do

systemu rurociągów sąsiadów na południu i zachodzie kraju. Ze względu na rosnące potrzeby (rys. 3.56) konieczna jest rozbudowa systemu logistyki, w tym rozbudowa i budowa nowych magazynów. Wskazane jest także ograniczenie ryzyka wrogiego przejścia krajowych podmiotów rynku ropy naftowej, świadczących usługi w zakresie przesyłu i magazynowania paliw płynnych. Polska pozostaje w tyle za wieloma krajami Wspólnoty pod względem wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Ich udział w ogólnej konsumpcji energii wynosi zaledwie 5%.



Rysunek 3.57. Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

W zakresie produkcji i przesyłu energii elektrycznej niezbędna jest budowa nowych mocy wytwórczych w celu zagwarantowania nadwyżki mocy ponad popyt krajowy, wdrożenie do systemu elektrowni jądrowych, budowa nowych elektrowni szczytowo-pompowych, wspieranie budowy elektrowni wiatrowych i innych opartych o odnawialne źródła energii (rys. 3.57), rozbudowa systemu przesyłowego, w tym budowa połączeń transgranicznych i pierścieni wokół głównych miast oraz rozwój sieci dystrybucyjnej.

Realizacja powyższych przedsięwzięć pozwoli na zmniejszenie uzależnienia energetycznego Polski od importu surowców energetycznych z jednego kierunku, zrównoważenie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zagwarantowanie jej dopływu do odbiorców. Zwiększenie wykorzystania energetyki odnawialnej zmniejszy uzależnienie kraju od dostaw energii z importu, a także zmniejszenie strat przesyłowych.

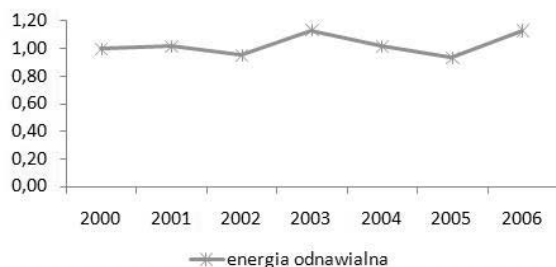


Fot.: I. J. Leszczyńska

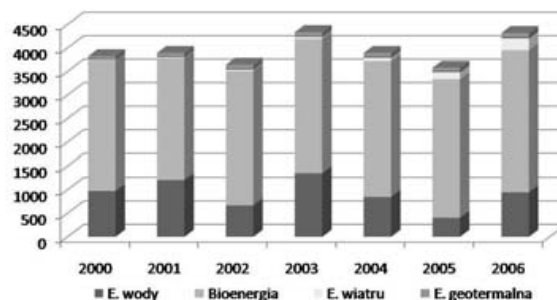
Świt 2009 (Polska)

3.3.20. Portugalia

W Portugalii praktycznie nie wydobywa się surowców energetycznych, z wyjątkiem niewielkich ilości węgla i kraj ten niemal całkowicie jest zależny od importu. Zależność energetyczna wynosi 83%, gdyż energia pierwotna, ze względu na brak elektrowni jądrowych, z zasobów krajowych pozyskiwana jest głównie w oparciu o odnawialne źródła energii (rys. 3.58). Energia elektryczna, oprócz hydroelektrowni, elektrowni wiatrowych oraz wykorzystujących biomasę, produkowana jest także w elektrowniach opalanych: węglem, ropą naftową i gazem ziemnym.

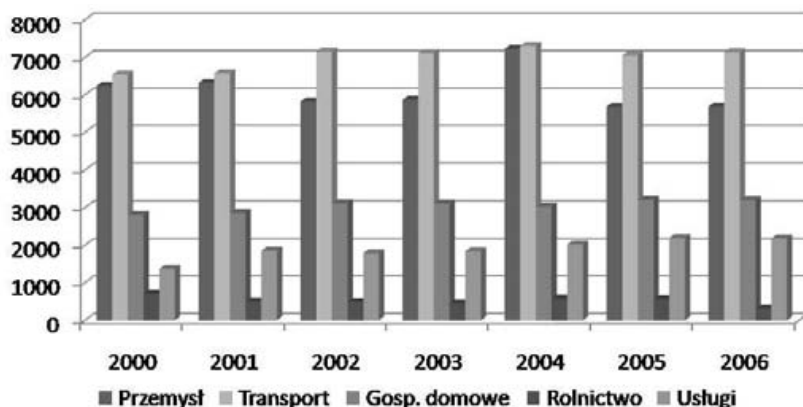


Rysunek 3.58. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Portugalii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.59. Rozwój energetyki odnawialnej w Portugalii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Rozwijane są wszystkie technologie oparte o odnawialne źródła energii. Najbardziej rozwinięte jest wykorzystanie biomasy i hydroenergetyka, jednak najbardziej dynamicznie w ostatnich kilku latach rozwija się energetyka wiatrowa (rys. 3.59),



Rysunek 3.60. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Portugalii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

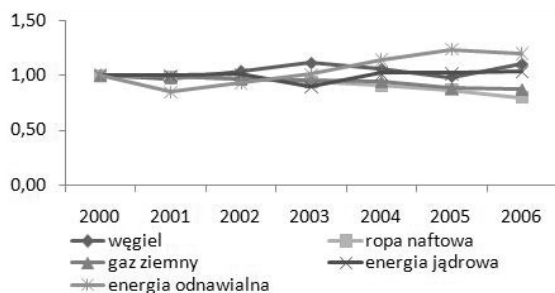
poprzez transport – 39% i przemysł – 31% (rys. 3.60). Poprawa efektywności energetycznej następuje dzięki spadkowi wykorzystania energii finalnej w rolnictwie. Należy dodać, że Portugalia jest importerem energii elektrycznej – ponad 10% krajowego zapotrzebowania pokrywane jest importem z Hiszpanii. Portugalia podjęła badania nad budową elektrowni przepływowych wykorzystujących energię pływów oceanicznych. Dotychczasowe wyniki, prowadzonych od 2003 r. badań, są wielce obiecujące.

a jej wzrost przekracza tempo rozwoju gospodarczego. Bezpieczeństwo energetyczne zapewnione jest dzięki połączeniu systemu energetycznego i gazowego z sąsiednią Hiszpanią oraz wykorzystaniu posiadanych dwóch morskich terminali naftowych i jednego terminala LNG.

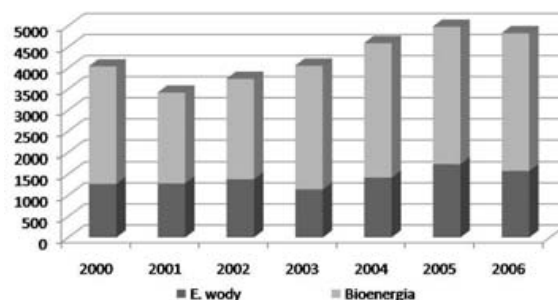
Energia finalna konsumowana jest głównie

3.3.21. Rumunia

Wszystkie rodzaje energii pierwotnej są produkowane w Rumunii, przy czym największy jest udział węgla. W porównaniu z 2000 r. można zaobserwować spadek udziału ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wzrost produkcji węgla i energii opartej o źródła odnawialne (rys. 3.61).

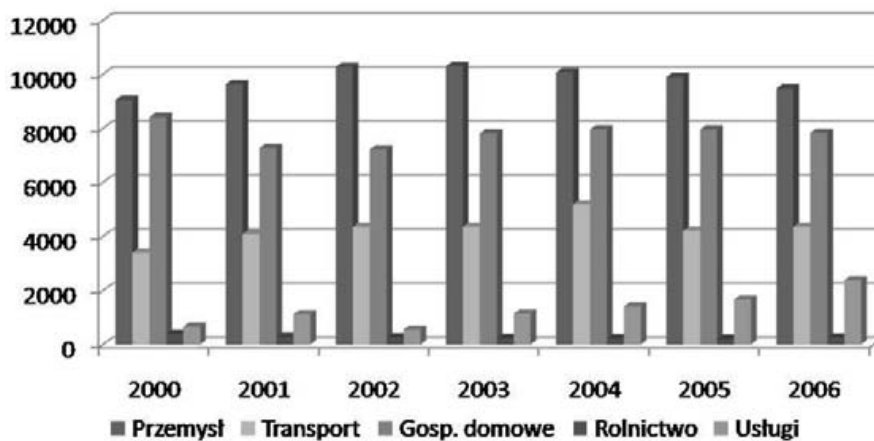


Rysunek 3.61. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Rumunii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.62. Rozwój energetyki odnawialnej w Rumunii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Rumunia posiada zdywersyfikowany *energy mix*, przy czym największy udział w produkcji energii pierwotnej posiada gaz ziemny, a najmniejszy energetyka jądrowa. Energia odnawialna produkowana jest głównie z biomasy, ale także wytwarzana jest w elektrowniach wodnych (rys. 3.62). Rumunia obok Łotwy należy w Unii Europejskiej do państw, w których produkuje się najmniej energii w przeliczeniu na mieszkańca (2,6 GWh/osobę w 2007 r.).

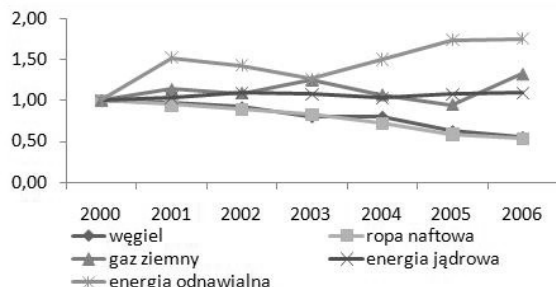


Rysunek 3.63. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Rumunii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

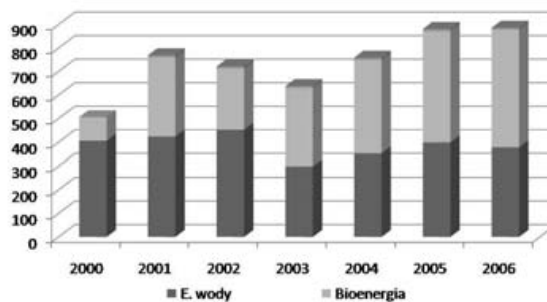
Największe zapotrzebowanie na energię finalną zgłasza przemysł (rys. 3.63), gdzie zużywa się 59% produkowanej w kraju energii elektrycznej oraz największe ilości węgla i gazu ziemnego. Zależność energetyczna Rumunii wynosi 29%, natomiast ok. 10% produkowanej energii elektrycznej jest eksportowane.

3.3.22. Słowacja

Wydobycie węgla i niewielkich ilości ropy naftowej systematycznie na Słowacji maleje (rys. 3.64). Produkcja energii pierwotnej w 2/3 opiera się na produkcji ciepła w elektrowniach jądrowych. Rozwija się, choć jeszcze na niewielkim poziomie, wykorzystanie potencjału energetyki odnawialnej.

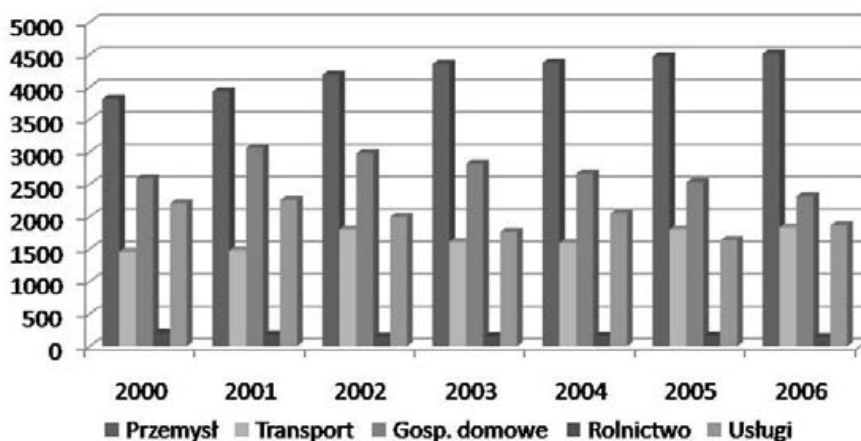


Rysunek 3.64. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Słowacji (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.65. Rozwój energetyki odnawialnej na Słowacji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Energia odnawialna wytwarzana jest z biomasy oraz poprzez wykorzystanie energii wody (rys. 3.65). Ze względu na wysokie uzależnienie energetyki od importu węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego (zależność energetyczna kraju wynosi 64%), planowany jest dalszy rozwój elektrowni bazujących na odnawialnych źródłach energii, w tym w szczególności budowa farm wiatrowych, przy jednoczesnym zmniejszeniu wykorzystania biomasy.

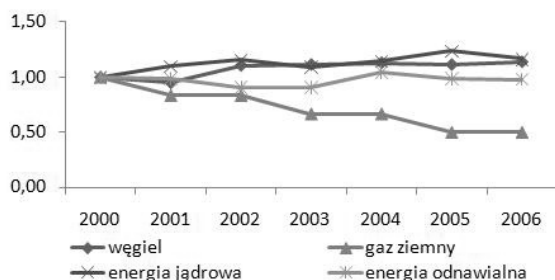


Rysunek 3.66. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Słowacji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

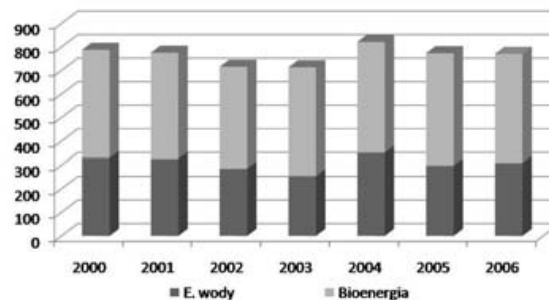
Duży nacisk jest kładziony na wzrost efektywności energetycznej. Systematycznie obniżane jest zużycie energii elektrycznej oraz energii finalnej w gospodarstwach domowych (rys. 3.66). Jednak wzrost zużycia energii w przemyśle powoduje, że konsumpcja energii finalnej pozostaje na stałym poziomie ok. 10 mln toe.

3.3.23. Słowenia

System energetyczny Słowenii korzysta z lokalizacji państwa na trasie gazociągów i linii energetycznych pomiędzy Europą Zachodnią, a Europą Południowo-Wschodnią. W kraju nie wydobywa się ropy naftowej, zaś gaz ziemny jedynie w symbolicznych ilościach (rys. 3.67). Pomimo to energia pierwotna wytwarzana jest dość proporcjonalnie w postaci węgla, energii jądrowej i energii odnawialnej.

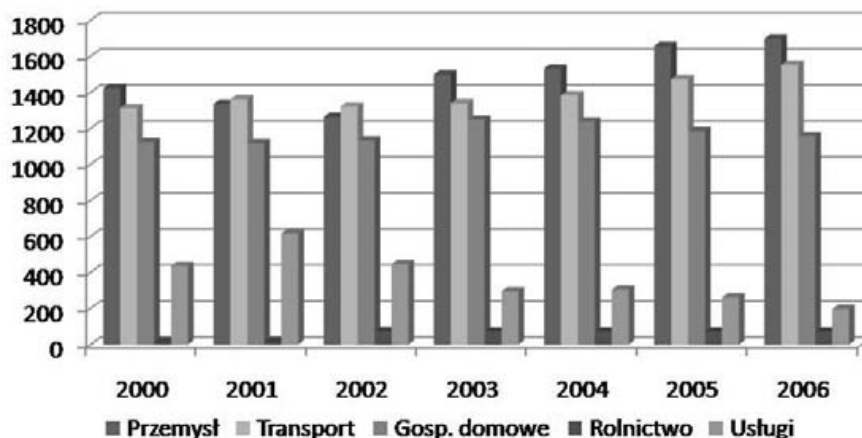


Rysunek 3.67. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Słowenii [Źródło: opracowanie własne]



Rysunek 3.68. Rozwój energetyki odnawialnej w Słowenii [w ktoe] [Źródło: opracowanie własne]

Energia odnawialna produkowana jest w oparciu o biomasę i energię wody (rys. 3.68). Biomasa zużywana jest głównie w gospodarstwach domowych (77%) oraz w przemyśle, w szczególności drzewnym i papierniczym. Natomiast jedynie niewielkie ilości biomasy wykorzystywane są do produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach.

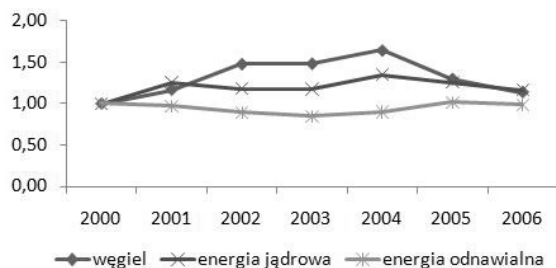


Rysunek 3.69. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Słowenii [w ktoe] [Źródło: opracowanie własne]

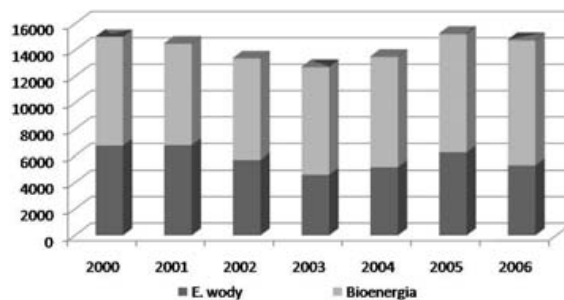
Przemysł i transport zużywają 2/3 produkowanej w kraju i importowanej energii finalnej (rys. 3.69). *Energy mix* opiera się na produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, wodnych i węglowych.

3.3.24. Szwecja

W Szwecji nie wydobywa się ropy naftowej, ani gazu ziemnego, a jedynie niewielkie ilości węgla brunatnego. Energia pierwotna produkowana jest głównie ze źródeł odnawialnych oraz w postaci ciepła wytwarzanego w elektrowniach jądrowych (rys. 3.70).

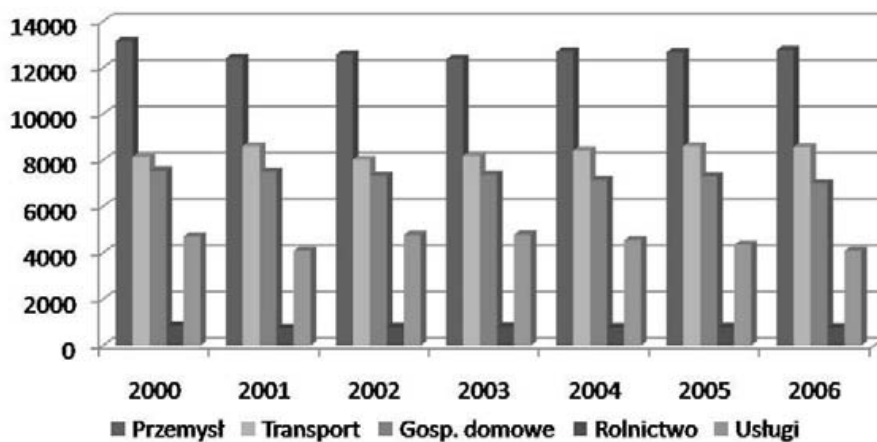


Rysunek 3.70. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Szwecji (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.71. Rozwój energetyki odnawialnej w Szwecji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Jako energia odnawialna wykorzystywana jest przede wszystkim energia pochodząca z biomasy oraz energia wodna (rys. 3.71). Posiadają one łącznie 29% udziału w energii finalnej, przy średniej UE-27 ok. 7%.



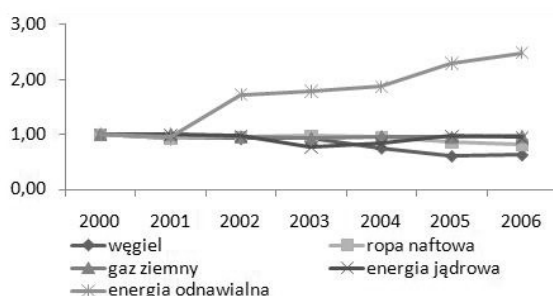
Rysunek 3.72. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Szwecji [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Jako energia finalna konsumowana jest ropa naftowa w transporcie, biomasa, energia elektryczna i surowce energetyczne w przemyśle oraz energia elektryczna i ciepło w gospodarstwach domowych i sektorze usług (rys. 3.72). Pod względem udziału poszczególnych sektorów w konsumpcji finalnej od lat panuje *status quo*.

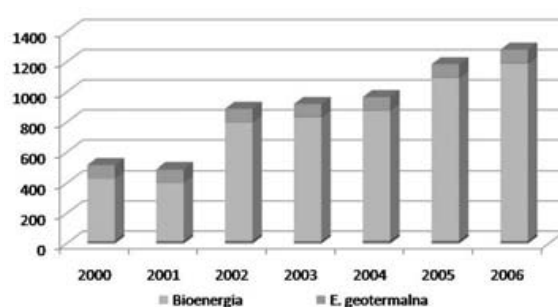
Udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej jest w Szwecji najmniej-
szy spośród państw Unii Europejskiej i nie przekracza 5%. W tym kraju produkuje się natomiast najwięcej we Wspólnocie energii elektrycznej w przeliczeniu na mieszkańca – 15,9 GWh/osobę w 2007 r.

3.3.25. Węgry

System energetyczny na Węgrzech, choć kraj jest zależny energetycznie w 62,5% od importu, jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Energia elektryczna produkowana jest w takim samym stopniu (37%) w elektrowniach jądrowych, co w elektrowniach gazowych, zaś w obu przypadkach produkuje się jej dwa razy więcej niż w elektrowniach węglowych. Rynek energii elektrycznej został częściowo zliberalizowany na początku 2003 r. Aktualnie najwięcej zużywa się ropy naftowej i produktów ropopochodnych w transporcie, przy czym znaczne ilości konsumuje się do celów nieenergetycznych. Gaz ziemny natomiast wykorzystywany jest także w bardzo dużych ilościach w gospodarstwach domowych oraz w usługach i w przemyśle. Widoczny jest systematyczny wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych (rys. 3.73) oraz spadek udziału węgla i ropy naftowej w *energy mix*.



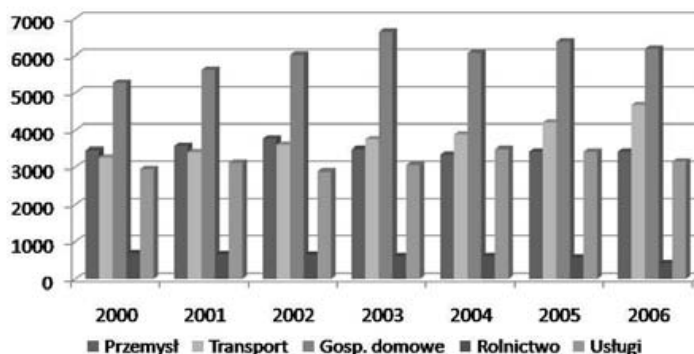
Rysunek 3.73. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Węgrzech (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.74. Rozwój energetyki odnawialnej na Węgrzech [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Węgry zadeklarowały najmniej w Unii Europejskiej, gdyż jedynie 3,6% produkcji w 2010 r. energii ze źródeł odnawialnych, pomimo iż ich narodowa strategia energetyczna na lata 2006-2025 zakładała wskaźnik dwa razy większy (7%). Jednak już osiągnięto cel przewidziany w dyrektywie (2001/71/EC) na 2020 r., tj. 13% produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Energetyka odnawialna bazuje głównie na energii uzyskiwanej z biomasy oraz na energii geotermalnej (rys. 3.74). W ostatnich kilku latach wykorzystywane są także niewielkie ilości produkowanej energii wodnej, wiatrowej i słonecznej (w ogniwach fotowoltaicznych).

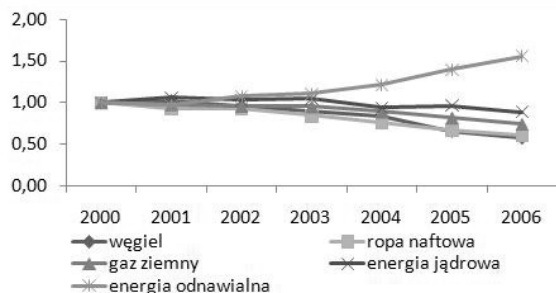
Największy udział, spośród sektorów gospodarki, w konsumpcji energii finalnej na Węgrzech biorą gospodarstwa domowe (rys. 3.75). Zaobserwować można trend spadku udziałów gospodarstw domowych i rolnictwa w zużyciu energii finalnej, na rzecz wzrostu konsumpcji w transporcie (usługi = constans).



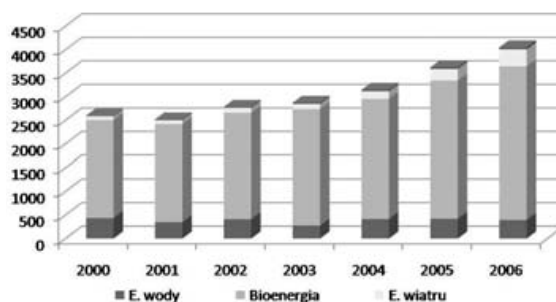
Rysunek 3.75. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Węgrzech [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

3.3.26. Wielka Brytania

Produkcja energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii systematycznie spada, z wyjątkiem energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (rys. 3.76). Jednak udział węgla w energii pierwotnej jest 2,5-krotnie większy, ciepła z elektrowni jądrowych 5-cio krotnie, a ropy naftowej i gazu ziemnego prawie 20-krotnie większy niż energii odnawialnej.



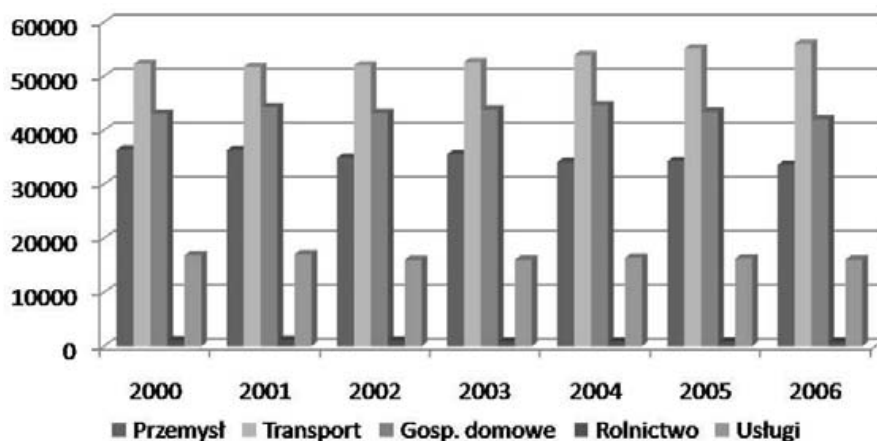
Rysunek 3.76. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.77. Rozwój energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Odnawialne źródła energii dostarczają jedynie ok. 2% energii pierwotnej. Energetyka odnawialna w 80% opiera się na biomase (rys. 3.77), przy czym aż 35% objętości wykorzystywane było w 2006 r. do produkcji biopaliw i innych paliw transportowych.

Zapotrzebowanie przemysłu i gospodarstw domowych na energię finalną systematycznie maleje, nieznacznie wzrasta natomiast zapotrzebowanie transportu (rys. 3.78).

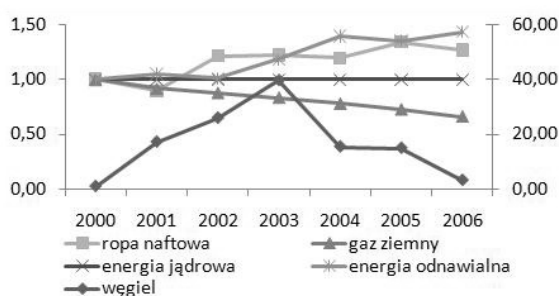


Rysunek 3.78. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Wielkiej Brytanii [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

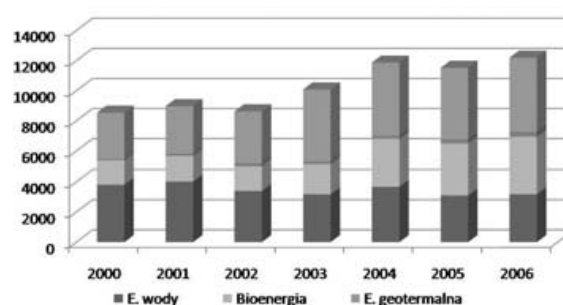
Występują niewielkie różnice regionalne, gdyż Wielka Brytania obejmuje trzy całkowicie niezależne rynki paliw i energii: Anglii i Walii, Szkocji oraz Irlandii Północnej, z których dwa pierwsze są całkowicie otwarte, zaś trzeci jest otwarty dla konsumentów poza gospodarstwami domowymi. Na minimalizację powyższych różnic wpływa bardzo niska zależność energetyczna wynosząca 21%.

3.3.27. Włochy

W bieżącej dekadzie obserwowano we Włoszech duże wahania produkcji węgla (rys. 3.79), na stosunkowo niskim poziomie wydobywania oraz zaniechanie produkcji energii w elektrowniach jądrowych. Produkowano natomiast ropę naftową, gaz ziemny oraz energię pochodzącą ze źródeł odnawialnych. Włochy posiadają także szereg połączeń energetycznych z państwami Afryki Północnej, dzięki czemu łatwo mogą importować gaz z tego regionu, jak również z Rosji i państw Środkowego Wschodu. Funkcjonują m.in. połączenia interkonektowe z Francją, Szwajcarią, Austrią, Słowenią i Grecją, a kolejne będą budowane w najbliższej przyszłości.

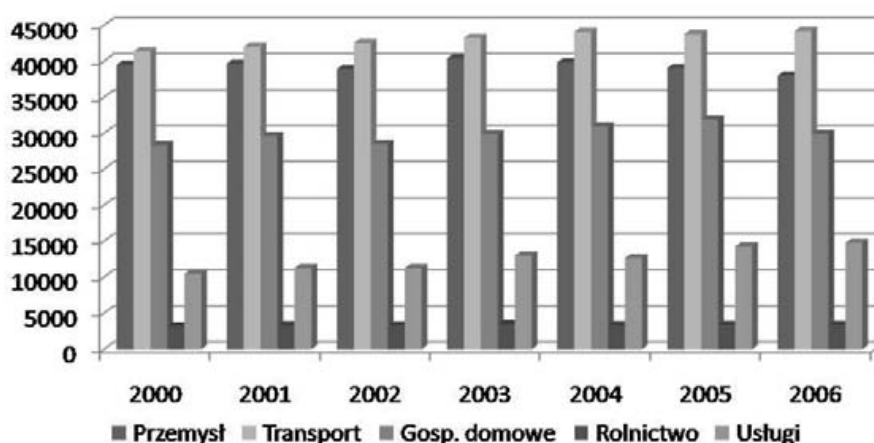


Rysunek 3.79. Rozwój produkcji energii pierwotnej we Włoszech (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.80. Rozwój energetyki odnawialnej we Włoszech [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Energia odnawialna pochodzi głównie ze źródeł geotermalnych, biomasy oraz hydroenergetyki (rys. 3.80). Zależność energetyczna kraju przekracza 86%, na co ma wpływ jedynie 7% udział energii odnawialnej w konsumpcji energii.



Rysunek 3.81. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów we Włoszech [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

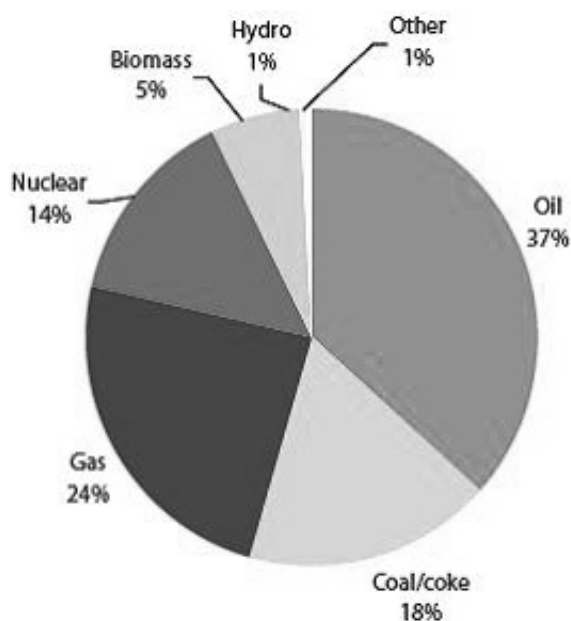
Konsumpcja energii finalnej systematycznie wzrasta, przejawiając się wyraźnym wzrostem spożycia w transporcie i usługach, wahaniami konsumpcji w przemyśle i gospodarstwach domowych (rys. 3.81).

3.3.28. Unia Europejska

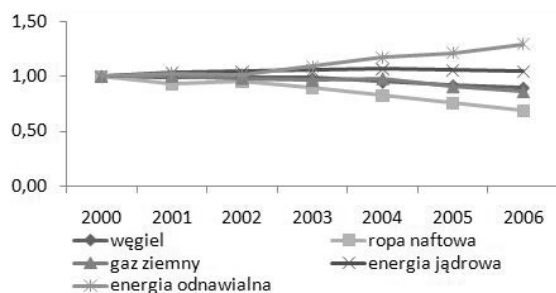
Unia Europejska w zakresie energii pierwotnej w ok. 79% jest uzależniona od paliw kopalnych, w których z kolei ok. połowy stanowi ropa naftowa i produkty naftowe (rys. 3.82).

W latach 2000-2006 r. w 27 obecnych państwach członkowskich Unii Europejskiej całkowite zużycie energii wzrosło o 5,9%, przy jednoczesnym spadku produkcji o 6,6% oraz wzroście importu netto o 22,3%. W ujęciu sektorowym najwięcej energii w analizowanym okresie zużywał transport (rys. 3.83), przy czym w 2006 r. było to 31,5%. Przemysł odpowiadał wówczas za zużycie ok. 27,6%, a gospodarstwa domowe konsumowały ok. 25,9% energii.

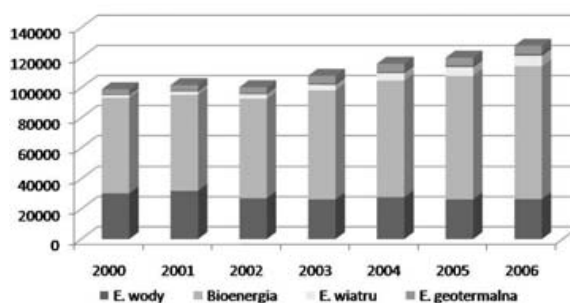
W związku z niskim przyrostem zapotrzebowania na energię systematycznie spada jej produkcja (rys. 3.84). W porównaniu do 2000 r. wzrosła jedynie produkcja energii ze źródeł odnawialnych, zaś spadło wydobycie wszystkich paliw kopalnych, przy czym najbardziej odnotowano to na rynku ropy naftowej i produktów naftowych. Na niezmiennym natomiast poziomie pozostała produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych.



Rysunek 3.82. Konsumpcja energii wg paliw w Unii Europejskiej w 2006 r. (UE-27) (Źródło: Panorama of energy. Energy statistics to suport EU policies and solutions, Eurostat, Luksemburg 2009)



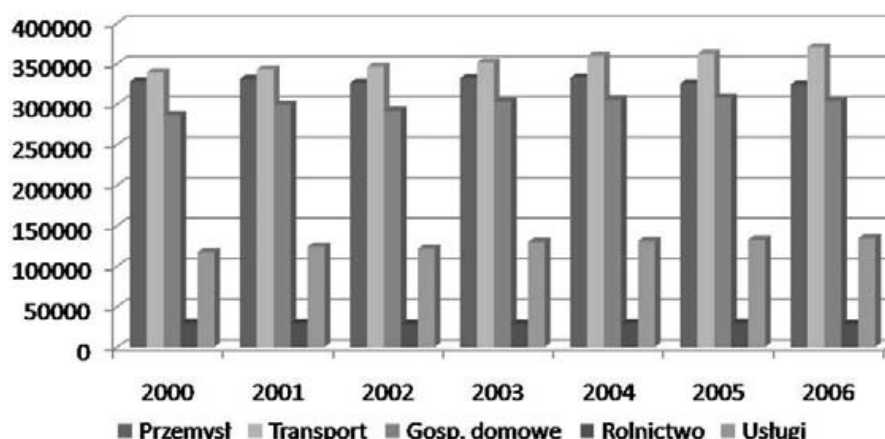
Rysunek 3.83. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w UE-27 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 3.84. Rozwój produkcji energii pierwotnej w UE-27 (Źródło: opracowanie własne)

Wśród odnawialnych źródeł energii dominuje bioenergia (rys. 3.85), której wolumen systematycznie rośnie. Największe jednak roczne przyrosty notuje energetyka wiatrowa. Stabilną pozycję, choć tracąc udziały w rynku, utrzymuje hydroenergetyka.

Import netto energii w latach 2000-2006 rósł średnio we Wspólnocie w tempie ok. 3,2% rocznie. W 2006 r. zużycie energii importowanej sięgało 55,4%, a według prognoz Komisji Europejskiej, uzależnienie od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych wzrośnie z 53,8% w 2006 r. do 65% w 2030 r. W tym samym okre-



Rysunek 3.85. Rozwój energetyki odnawialnej w UE-27 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

się przewidywany jest wzrost uzależnienia od importu gazu ziemnego z 57% do 84%, zaś ropy naftowej z 82% do 93%.

Śśród państw członkowskich Unii Europejskiej największe uzależnienie od importu w stosunku do ogólnego poziomu zużycia energii wykazują: Cypr (102%), Malta (100%), Luksemburg (99%), Irlandia (91%) oraz Włochy (87%). Najmniej energii w stosunku do zużycia importuje Polska (20%), Wielka Brytania (21%), Czechy (28%), Rumunia (29%) i Dania, która jako jedyny kraj UE w ogólnym bilansie posiada nadwyżki energii (eksportuje 37%).

Największym dostawcą paliw kopalnych do Unii Europejskiej jest Rosja, oprócz której duże ilości surowców energetycznych pochodzą z rejonu: gaz ziemny – Afryka Północna, Morze Północne, ropa naftowa – Środkowy Wschód, Afryka Północna, węgiel – Afryka Subsaharyjska, Azja, Australia.

* * *

Przedstawione w niniejszym rozdziale bilanse energetyczne oparte zostały na zweryfikowanych danych opublikowanych w statystykach Eurostat oraz statystykach udostępnianych przez poszczególne państwa członkowskie Wspólnoty. Jedyne brakujące wielkości dotyczą konsumpcji energii finalnej w sektorze rolnictwa na Malcie, które za lata 2000-2006 nie zostały opublikowane ani przez instytucje lokalne, ani przez główny urząd statystyczny Unii Europejskiej. Z szacunków autora wynika, że poziom zapotrzebowania i konsumpcji w powyższym zakresie nie przekraczał 1 000 ton ekwiwalentu ropy naftowej (1 ktoe) rocznie.

Na podstawie zebranych danych statystycznych dokonana została analiza otrzymanych wyników i zaobserwowanych trendów. Dla każdego kraju oraz całej Wspólnoty sporządzone zostały wykresy przedstawiające: rozwój produkcji energii pierwotnej, rozwój energetyki odnawialnej i rozwój konsumpcji energii finalnej według sektorów. Obrazują one zarówno zawartość energii w surowcach energetycznych przed przemianą, poziom produkcji energii opartej o źródła odnawialne, jak również zużycie energii w postaci finalnej (wtórnej).

Rozdział 4. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię w Unii Europejskiej do 2030 roku

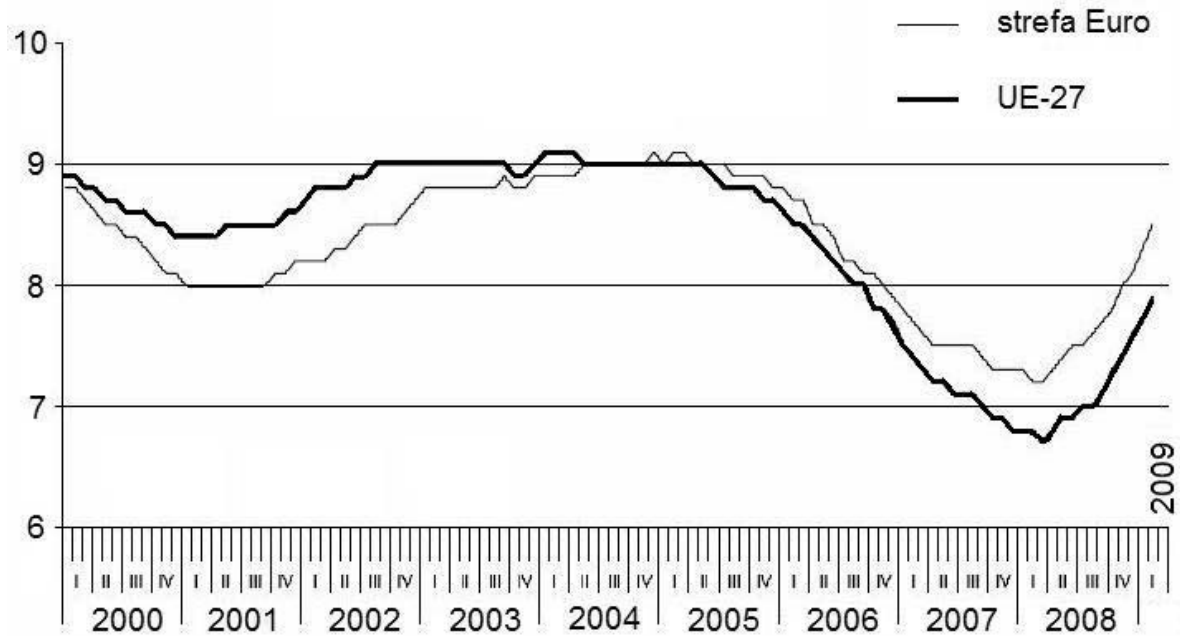
4.1. Przyjęte założenia

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego na obszarze Unii Europejskiej wymaga znacznych nakładów finansowych, w tym środków poszczególnych państw oraz pochodzących z funduszy wspólnotowych. Korzyści długofalowe inwestycji w sektorze energetycznym będą niepodważalne i bardzo istotne dla zrównoważonego rozwoju całej gospodarki unijnej. Prognoza rozwoju sektora paliw i energii w perspektywie średnio- i długoterminowej musi uwzględniać wiele złożonych aspektów, w związku z czym nie może być oparta na jednym modelu ekonomicznym. Wszystkie projekcje muszą jednak uwzględniać negatywny wpływ zmian klimatu na ekonomię i bezpieczeństwo energetyczne państw oraz życie i zdrowie ich obywateli, który jest obecnie powszechnie dostrzegany. Problematykę tę wielokrotnie podejmowała Komisja Europejska, poświęcona jej była także Konferencja Klimatyczna zorganizowana w 2008 r. w Poznaniu. Nadmierna konsumpcja energii jest jednym z głównych powodów zmian klimatycznych. Ok. 80% gazów cieplarnianych generowanych na obszarze Unii Europejskiej wytwarzanych jest w efekcie zużycia różnych nośników energii. Potrzebę podjęcia natychmiastowej aktywnej walki z ociepleniem przedstawiciele Euratom uzasadniają mającą miejsce każdego roku utratą min. 5% światowego PKB⁷⁰⁾. Jednocześnie koszty walki z ociepleniem klimatu szacowane są na max 1% globalnego PKB.

Od 2007 r. można dostrzec objawy recesji na rynkach światowych, początkowo w gospodarce USA, a następnie w innych krajach, także w większości państw Unii Europejskiej. W tym samym czasie znacznie wzrosły ceny ropy naftowej (do poziomu bliskiego 150 USD za baryłkę) i gazu ziemnego (do prawie 500 USD za 1 000 m³). Następnie ceny surowców energetycznych spadły i ustabilizowały się. Podkreślić należy, że realia ekonomiczne i rynkowe, zwłaszcza w 2008 r., zmieniały się dość gwałtownie. W związku z rozprzestrzeniającym się kryzysem w gospodarce światowej nastąpiło spowolnienie przyrostu PKB oraz wzrost bezrobocia, które to objawy odnotowano także w większości państw Unii Europejskiej. W okresie luty 2008 r. – luty 2009 r. średni poziom bezrobocia w państwach Wspólnoty wzrósł z 7,2% do 7,9% (rys. 4.1). Najgorzej pod tym względem na początku 2009 r. sytuacja społeczna wyglądała w państwach nadbałtyckich (Estonia 15,5%, Łotwa 14,4%, Litwa 13,7%), zaś najlepiej z bezrobociem radziły sobie: Holandia (2,7%), Cypr, Austria (po 4,5%), Słowacja (4,6%), Dania (4,8%) i Czechy (4,9%). Należy wszakże zauważyć, iż w niektórych krajach UE w tym samym czasie zaobserwowano spadek bezrobocia, przy czym największy w Bułgarii (z 6,2% do 5,5%) i Słowacji (z 10,2% do 9,8%)⁷¹⁾.

⁷⁰⁾ C. Cleutrix, *The Energy Challenge of the European Union*, Université catholique de Louvain, Louvain 2008, s. 6.

⁷¹⁾ *Euro area unemployment up to 8,5%*, Eurostat news release nr 25/2009, s. 1.



Rysunek 4.1. Bezrobocie w Unii Europejskiej oraz w strefie euro (Źródło: Eurostat news release nr 25/2009)

Według szacunków Organizacji Narodów Zjednoczonych liczba ludności na świecie wzrośnie do 8,1 mld w 2020 r. i 10,5 mld w 2100 r. Większość ww. wzrostu wystąpi w krajach rozwijających się, które w związku z tym będą potrzebowały znacznie więcej energii niż dotychczas. Przy obecnym zużyciu surowców energetycznych ich rezerwy szacuje się: węgla na 200 lat, ropy naftowej na 40 lat, zaś gazu ziemnego na 60 lat. Uwzględniając wzrost zapotrzebowania na energię tradycyjne surowce energetyczne mogą wyczerpać się znacznie wcześniej. Z powyższych względów w krajach rozwiniętych gospodarczo już przed wielu laty podjęto działania zmierzające do wprowadzenia innych źródeł energii niż paliwa organiczne. Dotyczy to głównie modernizacji i wydłużenia okresu eksploatacji już użytkowanych, bądź budowy nowych elektrowni jądrowych oraz budowy elektrowni pracujących w oparciu o wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, w szczególności farm wiatrowych. Antycypowanie zapotrzebowania na energię musi uwzględniać zmiany liczby ludności w poszczególnych krajach oraz całej Unii Europejskiej. Szacunki perspektywicznej liczby ludności prowadzone są przez poszczególne państwa, jak i organizacje międzynarodowe. Różne są jednak ich metodologie, zaś nie wszystkie wyniki badań uwzględniają przyszłe migracje wewnętrzne pomiędzy krajami członkowskimi rozszerzającej się Wspólnoty.

Komisja Europejska w swoim komunikacie do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego zatytułowanym *Europejska Polityka Energetyczna* {SEK(2007) 12}, w obszarze bezpiecznych dostaw energii i ropy w 2007 r. przewidywała: „Europa jest w coraz większym stopniu uzależniona od importu węglowodorów. Jeśli nie nastąpią żadne zmiany, do 2030 r. zależność Unii Europejskiej od importu surowców energetycznych wzrośnie z obecnego poziomu 50% do 65%. Oczekuje się, że do 2030 r. uzależnienie od importu gazu wzrośnie z 57% do 84%, a ropy z 82% do 93%. Niesie to ze sobą ryzyko polityczne i ekonomiczne. Na całym świecie zapotrzebowanie na zasoby energetyczne jest bardzo wysokie. Według szacunków Międzynarodowej Agencji

Energii (IEA) globalne zapotrzebowanie na ropę naftową wzrośnie o 41% do 2030 r. Nie wiadomo, w jaki sposób podaż zrównoważy taki popyt. IEA stwierdza w swojej prognozie w sprawie sytuacji energetycznej na świecie (World Energy Outlook) z 2006 r., że „szczególnie niepewne są zdolność i wola głównych producentów ropy i gazu do zwiększenia inwestycji w celu zaspokojenia rosnącego globalnego zapotrzebowania”⁷²⁾. Ryzyko załamania się dostaw stale rośnie. (...) Jednocześnie, według scenariusza przewidującego brak istotnych zmian, zapotrzebowanie na energię elektryczną w UE wzrastać będzie o 1,5% rocznie. Nawet przy zastosowaniu skutecznej polityki w dziedzinie efektywności energetycznej w ciągu najbliższych 25 lat sam sektor wytwarzania energii elektrycznej będzie wymagać inwestycji rzędu 900 mld EUR. Przewidywalność i sprawnie działający rynek wewnętrzny gazu i energii elektrycznej mają kluczowe znaczenie dla dokonania niezbędnych długoterminowych inwestycji i zapewnienia konkurencyjnych cen odbiorcom. Te warunki nie zostały jeszcze spełnione.”

Uwzględniając wszystkie powyższe uwarunkowania, prognoza energetyczna dla Unii Europejskiej na lata 2010-2030 opracowana została w sposób wariantowy, z wykorzystaniem modeli zbliżonych do modeli wykorzystywanych przez Komisję Europejską, tj. odpowiednio: *PRIMES*, *GEM-E3* i *POLES*.

1. Scenariusz opracowany na podstawie dostępnych prognoz, na potrzeby niniejszej publikacji ta projekcja otrzymała określenie: *scenariusz niebieski*.
2. Scenariusz uwzględniający obecny kryzys ekonomiczny oraz możliwość jego nawrotu i pogłębienia, z różnym przewidywanym nasileniem w poszczególnych państwach – *scenariusz zielony*.
3. Scenariusz uwzględniający migracje do i wewnątrz Unii Europejskiej oraz wykorzystywanie energii przez mieszkańców poszczególnych państw, a niebędących ich obywatelami – *scenariusz czerwony*.

Jako rok bazowy, czyli *punkt odniesienia*, przyjęto 2006 r., gdyż aktualnie jedynie za ten rok dostępne są najnowsze wiarygodne, zweryfikowane i opublikowane przez wielu różnych międzynarodowych organizacji zajmujących się statystyką energetyczną, dane. Ze względu na zachodzące w latach 2007-2008 gwałtowne zmiany w gospodarce światowej, w tym przejściowe ograniczenie konsumpcji paliw i energii, ze względu na wysokie ceny surowców energetycznych, a następnie kryzys ekonomiczny, uwzględnione zostały trendy, a niekiedy dane pochodzące z tego okresu.

W celu ujednoczenia jednostek miary prognozy dotyczące wszystkich nieodnawialnych i odnawialnych źródeł energii sporządzone zostały w tysiącach ton ekwiwalentu ropy naftowej (1 000 toe = 1 ktoe). Metoda ta wskazuje zawartość energii w jednostkach najważniejszego, zarówno obecnie, jak i w perspektywie 2030 r. surowca energii pierwotnej. Jest jednak obciążona błędem nieuwzględniania strat wynikających z przemiany energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza energii wiatru, wody i słonecznej, w energię elektryczną. Dlatego projekcja uzupełniona została o prognozy dotyczące produkcji energii elektrycznej, wyrażone w terawatogodzinach [w TWh] oraz konsumpcji i importu netto ww. energii [w ktoe].

W opcji odniesienia przyjęto, że wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej dołożą wszelkich starań, by dopełnić zobowiązań w zakresie redukcji gazów

⁷²⁾ IEA World Energy Outlook 2006.

cieplarnianych o 20% do 2020 r. (w stosunku do 1990 r.) i o 30% do 2030 r. (w przypadku przewidywanego zawarcia nowego porozumienia międzynarodowego) oraz, że cena ropy naftowej w całym okresie prognozy będzie się zawierała w przedziale 50-150 USD za baryłkę. Założono także, iż systematycznie będzie się zmniejszało zapotrzebowanie jednostkowe na energię oraz będzie wzrastała efektywność energetyczna, co przyniesie wzrost gospodarczy i wzrost nakładów na inwestycje, w tym na rozwój energetyki, zwłaszcza opartej o odnawialne źródła energii. W efekcie osiągnięty zostanie cel produkcji 20% energii odnawialnej do 2020 r., który to współczynnik do 2030 r. wzrośnie do 30%. Uwzględnione zostały różnice pomiędzy poszczególnymi państwami Unii Europejskiej, w tym dywergencje ekonomiczne (poziom i wzrost PKB) – zwłaszcza w *scenariuszu zielonym* – oraz społeczne (liczba ludności i stopień jej migracji) – przede wszystkim w *scenariuszu czerwonym*.

We wszystkich powyższych scenariuszach założono, że gospodarka Unii Europejskiej w kolejnych latach coraz mniej będzie narażona na załamanie dostaw i szok cenowy, który mógłby wynikać ze skoncentrowania dostaw w niewielkiej liczbie państw. *Scenariusz zielony* uwzględnia perturbacje, jakie są prawdopodobne do 2020 r. w związku z ryzykiem politycznym w relacjach z niektórymi dostawcami ropy naftowej i gazu ziemnego, zaś później z ryzykiem ekonomicznym w związku ze zmianą kierunku dostaw ww. surowców. Zbliżanie się momentu zakończenia eksploatacji surowców kopalnych będzie przyspieszało zmiany w *energy mix* i wzrost roli odnawialnych źródeł energii, co wesprze działania zmierzające do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Oznacza to zmniejszenie ryzyka ekonomicznego wynikającego z niestabilności cen energii i niewystarczającymi łańcuchami dostaw oraz ryzyka geopolitycznego związanego z globalnym wzrostem popytu na energię. Nowe ryzyka wiążą się natomiast z potrzebą modernizacji sieci energetycznych i systemu rurociągów we wszystkich krajach Unii Europejskiej do przesyłu energii elektrycznej (np. z Hiszpanii do Polski) oraz ropy naftowej i gazu ziemnego (np. z Włoch do Litwy).

Według definicji rekomendowanych przez ONZ i Unię Europejską migracje dzieli się na:

- krótkookresowe – przebywanie poza granicami kraju poniżej 12 miesięcy (migracje sezonowe i migracje cyrkulacyjne, tj. wielokrotne wyjazdy i przyjazdy w ciągu jednego roku);
- długookresowe – przebywanie poza granicami kraju 12 miesięcy i dłużej (migracje na pobyt tymczasowy z myślą o powrocie do kraju oraz migracje na pobyt stały, tzw. migracje definitywne).

W Unii Europejskiej, podobnie jak na całym świecie, występują kraje o przewadze imigracji nad emigracją, czyli z imigracją netto oraz kraje o przewadze emigracji nad imigracją, czyli z emigracją netto. Imigrację netto posiadają wszystkie kraje dawnej Unii Europejskiej, tj. UE-15, zaś emigrację netto okresowo wykazuje większość państw, które przystąpiły do Wspólnoty 1.05.2004 r. lub później, w tym Polska, która trwale pozostaje krajem, który więcej ludzi opuszcza, niż do niego napływa. W związku ze spadkiem liczby ludności oraz starzeniem się społeczeństw we wszystkich państwach członkowskich Unii Europejskiej, zapotrzebowanie na tanią siłę roboczą imigrantów będzie wzrastać. Najprawdopodobniej w przypadku najbogatszych państw Wspólnoty przewagę będzie posiadała imigracja wewnętrzna z terytorium pozostałych państw członkowskich, uzupełniona o władających ję-

zykiem metropolii mieszkańców dawnych kolonii, zaś w przypadku biedniejszych krajów Unii Europejskiej będą to przede wszystkim obywatele Rosji i państw Partnerstwa Wschodniego.

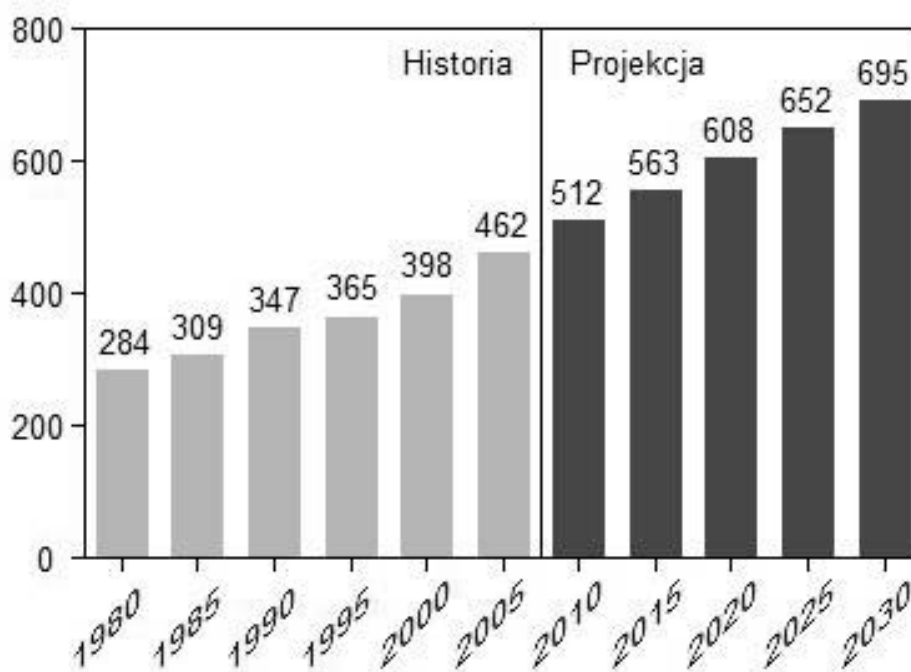
Budowa teorii migracyjnej dla całej Unii Europejskiej jest bardzo trudna. Istnieje wiele modeli migracji, w tym przede wszystkim ekonomiczne (np. neoklasyczna teoria migracji, teoria segmentacji rynku pracy, koncepcja światowego systemu migracji, czy nowa ekonomia migracji) i społeczne (np. koncepcja sieci migracyjnych, teoria migracji łańcuchowych itp.). Zwykle korzysta się w takich przypadkach z dobrodziejstwa ekonomii, jednak część z tych koncepcji już się zdezaktualizowała, gdyż bardzo trudno jest przejść z poziomu *mikro*, tj. z poziomu jednego lub małej grupy migrantów, do poziomu *makro*, czyli uogólnień dotyczących wszystkich obywateli jednego kraju zamieszkujących czasowo lub na stałe na terytorium innego państwa. Jeszcze trudniej zbudować model obejmujący emigrantów z wszystkich państw Unii Europejskiej, zamieszkujących w większych lub mniejszych grupach na terytorium całej Wspólnoty, a co dopiero model dla 27 krajów członkowskich Unii obejmujący imigrantów pochodzących ze wszystkich państw na świecie. W przypadku budowy scenariusza energetycznego opartego o model imigracyjny Unii Europejskiej należałoby uwzględnić płeć, wiek i przyzwyczajenia poszczególnych grup imigrantów, okres ich pobytu, status zamożności i skalę bezrobocia.

W przyjętym w niniejszej publikacji *scenariuszu czerwonym* przyjęto uproszczony model migracyjny zakładając, iż imigrant z każdego kraju zużywa tyle samo energii, co obywatel kraju w którym mieszka, zaś nie zużywa oczywiście energii w kraju pochodzenia. Model nie jest więc precyzyjny, jednak nie to było celem jego stworzenia, lecz potrzeba wskazania na konieczność jego dopracowania i stosowania. Pominięte zostały także główne problemy związane z migracją do państw Unii Europejskiej, takich jak: nielegalna migracja (fałszowanie dokumentów, handel ludźmi, wykorzystywanie imigrantów), drenaż mózgow (mimo, że Wspólnota jest celem imigracji netto, to wielu uczonych, lekarzy, informatyków emigruje, głównie do USA, krajów EFTA i rajów podatkowych) oraz asymilacja imigrantów, zwykle mieszkających w enklawach etnicznych lub gettach religijnych.

4.2. Scenariusze energetyczne dla Unii Europejskiej

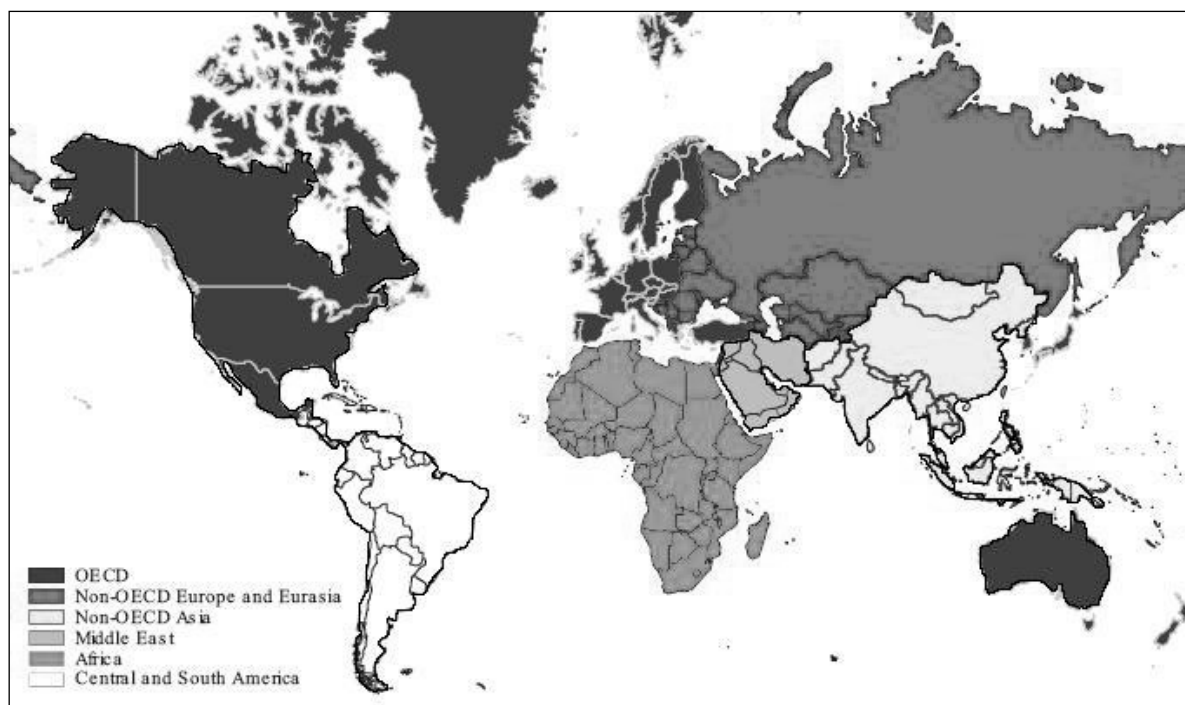
Obecnie blisko 2 mld ludzi na świecie nie ma dostępu do komercyjnej energii z kopalnych surowców energetycznych, zaś niski poziom rozwoju gospodarczego i zaawansowania technologicznego w państwach, na których terenie zamieszkują, nie daje większych możliwości korzystania z energii słońca, wiatru i wody. Ze względu na postępujące uprzemysłowienie wielu krajów rozwijających się, a także ze względu na przyrost ludności należy przewidywać, że zapotrzebowanie na surowce energetyczne w skali globalnej będzie w najbliższych latach wzrastało.

W 2008 r. własne prognozy do 2030 r. dotyczące energetyki światowej przedstawiła Energy Information Administration (EIA). Zgodnie z przyjętym modelem referencyjnym ww. agencji rządowej USA w projekcji (opracowanej na jesieni 2008 r.) w powyższym okresie, w porównaniu do 2005 r., nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię o 50% (rys. 4.2). Największy wzrost zużycia energii przewidywany jest w krajach nienależących do Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Wniosek taki wynika z przyjętego przez EIA podziału świata na regiony (rys. 4.3).



Rysunek 4.2. Zużycie energii na świecie (1980-2030) [w mld Btu] (Źródło: *International Energy Outlook 2008, EIA, Waszyngton 2008*)

W całym okresie 2005-2030 w krajach nienależących do OECD przewidywany jest wzrost o 2,5% rocznie, przy czym największy będzie w Azji (3,2% rocznie), a w szczególności w Chinach i Indiach. Według przyjętej metodologii w europejskich krajach OECD (19 państw Unii Europejskiej – bez państw Bałtyckich, Bułgarii, Cypru, Malty, Słowenii i Rumunii, wraz z krajami EFTA bez Lichtensteinu oraz z Turcją), wzrost zużycia energii wyniesie, w analogicznym okresie, jedynie 0,5% rocznie (por. tabela 1 na rys. 4.4).



Rysunek 4.3. Sześć bazowych grup państw wg U.S. Departament of Energy (Źródło: opracowanie własne, *International Energy Outlook 2008*, EIA, Waszyngton 2008)

Table 1. World Marketed Energy Consumption by Country Grouping, 2005-2030
(Quadrillion Btu)

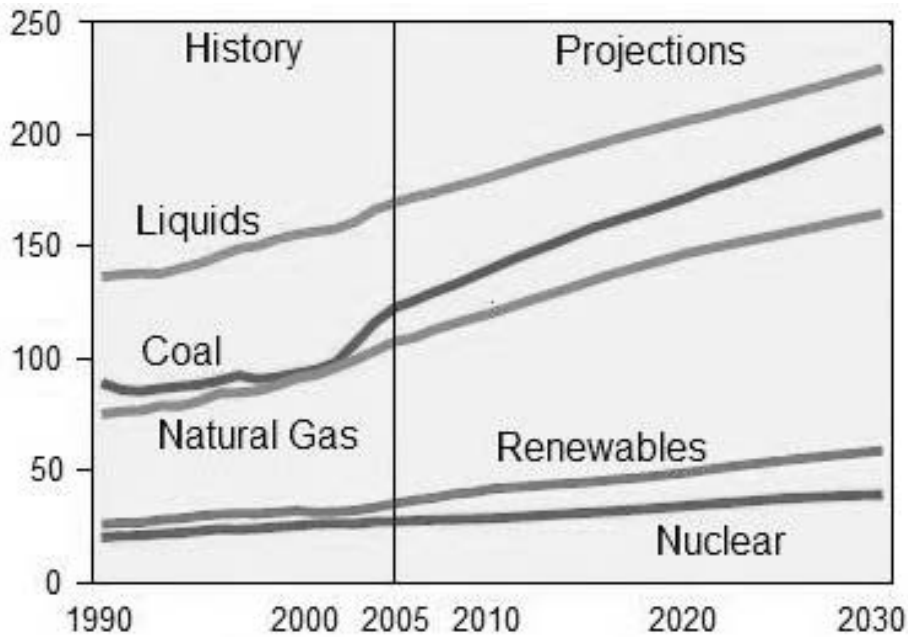
Region	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Average Annual Percent Change, 2005-2030
OECD	240.9	249.7	260.5	269.0	277.6	285.9	0.7
North America	121.3	126.4	132.3	137.8	143.4	148.9	0.8
Europe	81.4	83.9	86.8	88.5	90.4	92.0	0.5
Asia	38.2	39.3	41.4	42.7	43.7	44.9	0.7
Non-OECD	221.3	262.8	302.5	339.4	374.2	408.8	2.5
Europe and Eurasia	50.7	55.1	59.5	63.3	66.0	69.1	1.2
Asia	109.9	137.1	164.2	189.4	215.3	240.8	3.2
Middle East	22.9	26.4	29.5	32.6	34.7	36.8	1.9
Africa	14.4	16.5	18.9	20.9	22.5	23.9	2.0
Central and South America	23.4	27.7	30.5	33.2	35.7	38.3	2.0
Total World	462.2	512.5	563.0	608.4	651.8	694.7	1.6

Note: Totals may not equal sum of components due to independent rounding.

Sources: 2005: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2005* (June-October 2007), web site www.eia.doe.gov/iea. Projections: EIA, *World Energy Projections Plus* (2008).

Rysunek 4.4. Zużycie energii według grup państw (2005-2030) (Źródło: *International Energy Outlook 2008*, EIA, Waszyngton 2008)

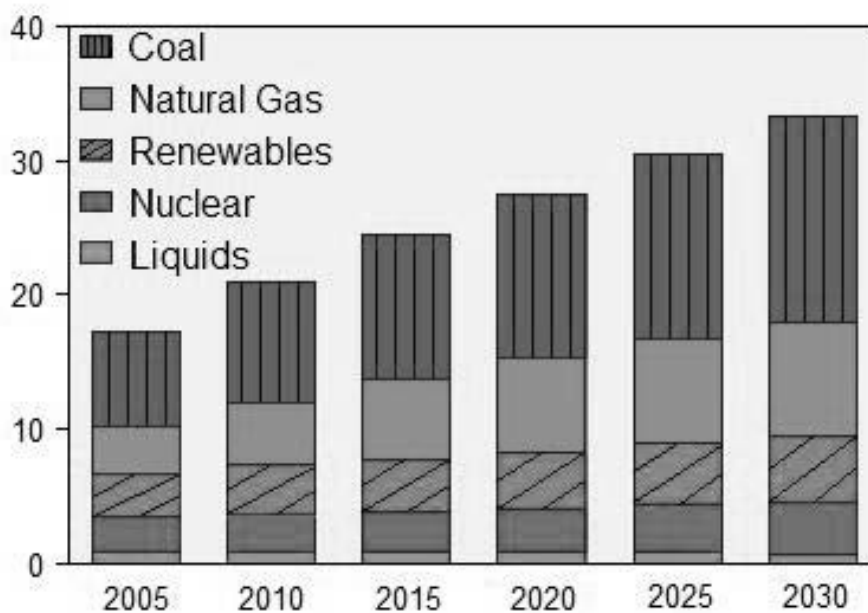
Przewidywania EIA w zakresie konsumpcji energii pierwotnej do 2030 r. według paliw wskazują, że dotychczasowe preferencje zostaną zachowane i zapotrzebowanie na wszystkie źródła energii wzrośnie (rys. 4.5), przy czym nie sposób nie zauważyć projekcji w zakresie węgla, przewidującej najszybszy wzrost jego zużycia, oraz energii jądrowej, która odnotuje najmniejszy wzrost w analizowanym okresie. Największy nadal ma być w *energy mix* udział ropy naftowej, a najmniejszy energii jądrowej. Pozycję węgla analitycy z USA uzasadniają największym zapotrzebowaniem na energię, które w kolejnych latach będzie zgłaszane przez gospodarki



Rysunek 4.5. Zużycie energii na świecie według paliw [w mld Btu] (1990-2030)
(Źródło: *International Energy Outlook 2008, EIA, Waszyngton 2008*)

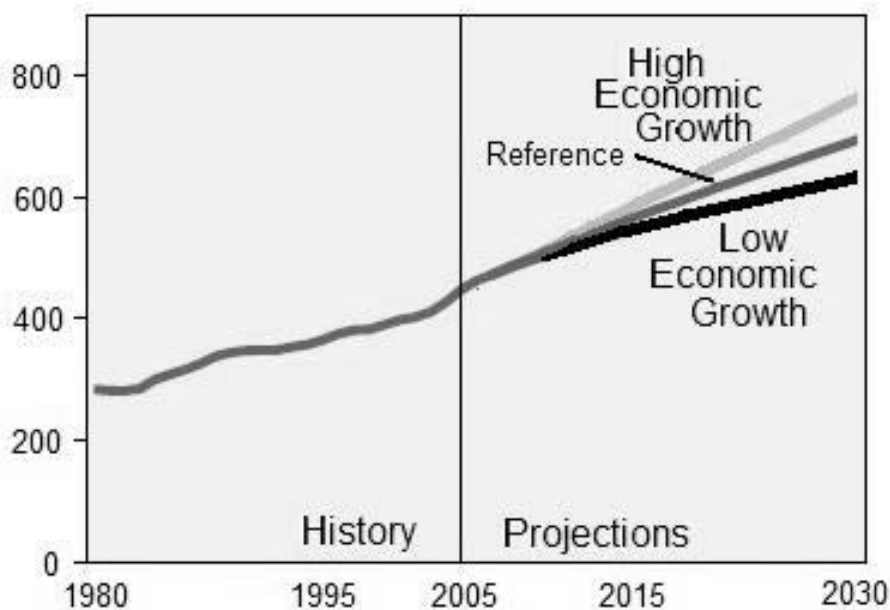
państw rozwijających się (nie należących do OECD), a także przewidywaną najniższą ceną energii z węgla, który z tego względu właśnie przez nie będzie wybierany.

Energia elektryczna według przewidywań EIA nadal, i to w coraz większym stopniu, będzie produkowana w oparciu o węgiel (rys. 4.6), jednak znacznie, a procentowo najbardziej, wzrośnie w tym względzie wykorzystanie gazu ziemnego. Wolumen wyprodukowanej w 2030 r. energii elektrycznej ma wynosić 33,3 TWh i ma być prawie dwukrotnie większy niż w 2005 r. (17,3 TWh), przy czym udział węgla w tym okresie wzrośnie z 41% do 46%, zaś gazu ziemnego z 20% do 25%.



Rysunek 4.6. Produkcja energii elektrycznej na świecie według paliw [w TWh] (1990-2030) (Źródło: *International Energy Outlook 2008, EIA, Waszyngton 2008*)

W przedstawionej publikacji ukazane zostały trzy wartości poziomu cen baryłki ropy naftowej, od których uzależnione zostały poziomy przewidywanego zużycia energii na świecie (rys. 4.7). Analiza w powyższym zakresie przeprowadzona została w związku z gwałtownymi zmianami cen na światowych rynkach energii w 2008 r. W wariantcie optymistycznym założono cenę baryłki ropy naftowej na poziomie 46 USD w 2016 r. i jej powolny wzrost do 69 USD w 2030 r., zaś w wariantcie pesymistycznym przewidywany jest liniowy wzrost od 66 USD za baryłkę w 2006 r. do 186 USD w 2030 r.⁷³⁾ Projekcje przyjęte na 2030 r., pomiędzy wersją optymistyczną i pesymistyczną różnią się więc aż o 117 USD za baryłkę ropy naftowej, podczas gdy, co podkreślają autorzy opracowania, całkowity przewidywany wzrost zużycia energii w 2030 r. pomiędzy skrajnymi wersjami projekcji został oszacowany na 47 mld Btu.



Rysunek 4.7. Przewidywane zużycie energii na świecie według trzech modeli wzrostu gospodarczego [w mld Btu] (1980-2030) (Źródło: *International Energy Outlook 2008*, EIA, Waszyngton 2008)

W 2007 r. Światowa Rada Energetyki (WEC – World Energy Council)⁷⁴⁾ opublikowała opracowane przez swoich ekspertów scenariusze polityki energetycznej do 2050 r. pt. *Deciding the Future: Energy Scenarios to 2050*⁷⁵⁾. Podczas budowy scenariuszy uwzględniono:

- ryzyko przerwania dostaw, związane z bezpieczeństwem globalnych zasobów, w tym inwestycji w infrastrukturę, alternatywne źródła energii oraz badania naukowe i rozwojowe;
- ryzyko popytu, zależne od precyzji przewidywań wzrostu gospodarczego, zapotrzebowania przemysłu i konsumentów, niezbędnych nakładów na budowę i rozbudowę infrastruktury oraz związane ze zmiennością globalnej ekonomii;

⁷³⁾ W wariantcie referencyjnym przewidziano wzrost ceny ropy naftowej do poziomu 113 USD za baryłkę w 2030 r.

⁷⁴⁾ Do World Energy Council należą m.in. wszystkie kraje Unii Europejskiej oprócz Cypru i Malty.

⁷⁵⁾ *Deciding the Future: Energy Scenarios to 2050*, WEC, Londyn 2007.

- ryzyko środowiskowe, związane z prawdopodobieństwem politycznych, legislacyjnych i społecznych działań ukierunkowanych na redukcję w najbliższej przyszłości emisji dwutlenku węgla;
- ryzyko polityczne związane z potencjalnymi działaniami politycznymi w kluczowych regionach, włączając w to: Środkowy Wschód, Rosję, Amerykę Łacińską oraz Centralną i Zachodnią Afrykę, a także z odpowiedzią na pytanie: czy rządy niektórych państw będą używały surowców energetycznych do wywierania politycznego wpływu na globalną politykę, a jeśli tak to w jakim stopniu(?).

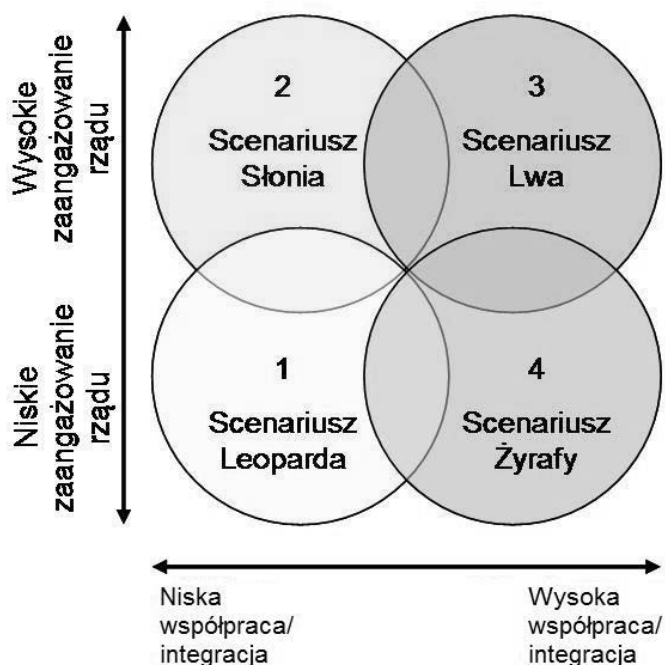
Opracowując projekcję scenariuszy uwzględniono ich realność, realizowalność i możliwość zaakceptowania. Podczas badań uwzględniono:

- dwa różne podejścia do ochrony środowiska, tj. wysokie lub niskie zaangażowanie rządów oraz wysoką i niską integrację regionalną pomiędzy państwami, a także poziom współpracy sektora publicznego i prywatnego;
- cztery scenariusze rozwijające dwa powyższe podejścia;
- liczne jednostki miar funkcjonujące na poszczególnych rynkach energii umożliwiające zrozumienie specyfiki energetycznej w perspektywie długoterminowej.

W celu ułatwienia identyfikacji scenariuszy nadano im nazwy (rys. 4.8).

Dobór scenariuszy nie jest przypadkowy i wynika z różnorodności systemów sprawowania władzy na świecie, od braku (rozpadu) rządu do dyktatury oraz od braku znamion współpracy do ścisłej kooperacji. Rząd może być organizatorem działań, jedynie w nich uczestniczyć lub przeszkadzać, wykorzystując różne narzędzia obstrukcji. Podobnie ludzie dzięki swoim związkom i kooperacji mogą w różnym stopniu dążyć jedynie do przetrwania lub bezpiecznego funkcjonowania.

1. *Scenariusz Leoparda* – wiąże się z najmniejszym, w porównaniu z pozostałymi, stopniem zaangażowania rządu w globalną lub regionalną kooperację i integrację. Rozwój gospodarki krajowej stoi na pierwszym miejscu i uzależniony jest od bezpieczeństwa energetycznego kraju. Siły światowego rynku i trendy wolnego handlu zastępowane są barierami narodowymi i protekcją lokalnej produkcji, które mogą prowadzić do wysokich cen i niskiej efektywności. Scenariusz ten realizuje wiele uprzedmiotowionych krajów, które nie chcą przeprowadzić reform strukturalnych i kontynuują *politykę dobrobytu*, zwiększając poziom bezrobocia i zmniejszając dynamizm rozwoju gospodarczego.



Rysunek 4.8. Cztery scenariusze polityki energetycznej (Źródło: opracowanie własne, na podstawie *Deciding the Future: Energy Scenarios to 2050*, WEC, Londyn 2007)

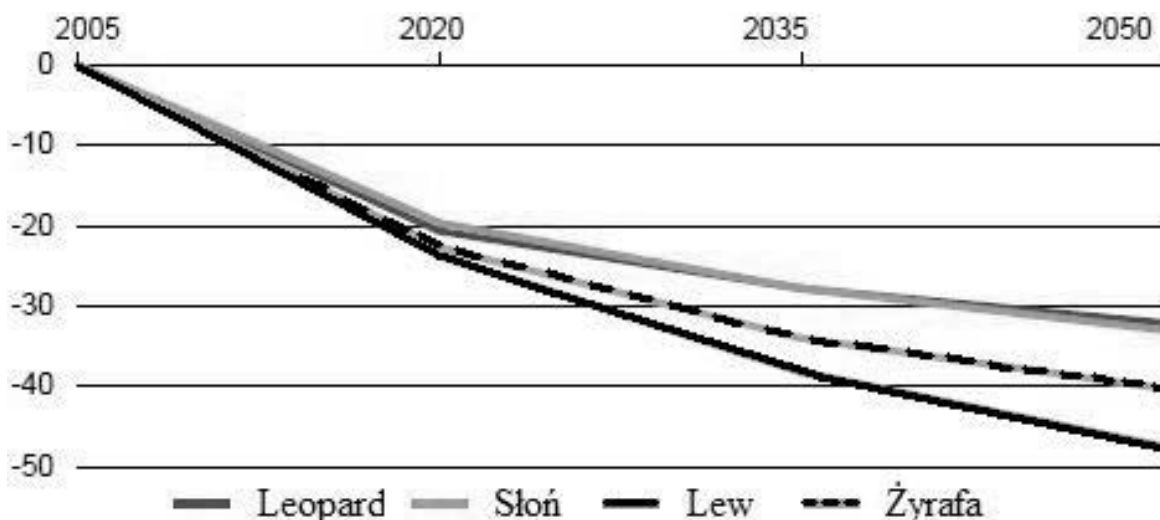
2. *Scenariusz Słonia* – rząd wykazuje duże zaangażowanie, jednak minimalną międzynarodową i regionalną integrację i kooperację. Na pierwszym miejscu stawiane jest bezpieczeństwo energetyczne, które jest wspierane przez aktywność ekonomiczną i rozwój gospodarczy. Rząd ingeruje i czyni naród odpowiedzialnym za jego bezpieczeństwo energetyczne w krótkim, średnim i długim okresie, przez takie działania jak dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej, rozwój wydobywania surowców lokalnych, kontrolę eksportu i bezpieczeństwo importu w drodze negocjacji bilateralnych.
3. *Scenariusz Lwa* – charakteryzuje się istotnym międzynarodowym zaangażowaniem rządu w integrację i kooperację. Rząd aktywnie dzieli się swoją wiedzą i doświadczeniem, przede wszystkim w zapewnieniu podstawowych praw człowieka i minimum socjalnego. W niektórych przypadkach wzmacnia to regionalne inicjatywy integracyjne. Kraje rozwijają współpracę w kluczowych kwestiach energetycznych, zaś w skali globalnej koncentrują się na walce z ociepleniem klimatu i niedostatkami energii.
4. *Scenariusz Żyrafy* – nie wymaga wielkiego zaangażowania rządu, ale dużej otwartości na regionalną i wielonarodową integrację i kooperację. Wiodącą rolę odgrywa rozwój gospodarczy. Najważniejsze jest zajęcie nisz na globalnym rynku i wspomaganie wzrostu gospodarczego przez zapewnienie dostaw energii oraz dostępu do rynku światowego. Wspomaga to mechanizm zaufania do rynku, także w krajach rozwijających się, pomimo iż niemało jest ograniczeń na zmiennym rynku towarów i usług. Sukces jednak zależy od wdrożenia nowych technologii energetycznych.

Przedstawione w publikacji cztery scenariusze polityki energetycznej wykorzystują wiele kluczowych wskaźników energetycznych, takich jak: wzrost PKB (charakteryzujący zmiany w rozwoju gospodarczym), przyrost naturalny (ukazujący zmiany demograficzne w poszczególnych krajach i regionach na całym świecie), intensywność energetyczna (mierzona jednostką energii niezbędnej do wytworzenia jednostki aktywności ekonomicznej), *energy mix* (charakteryzujący bilans energii pierwotnej w krajowym *portfolio*), całkowite potrzeby energii pierwotnej (zwykle wyrażane w tonach ekwiwalentu ropy naftowej – toe), emisja gazów cieplarnianych (mierzona w skali kraju, regionu i świata) itd.

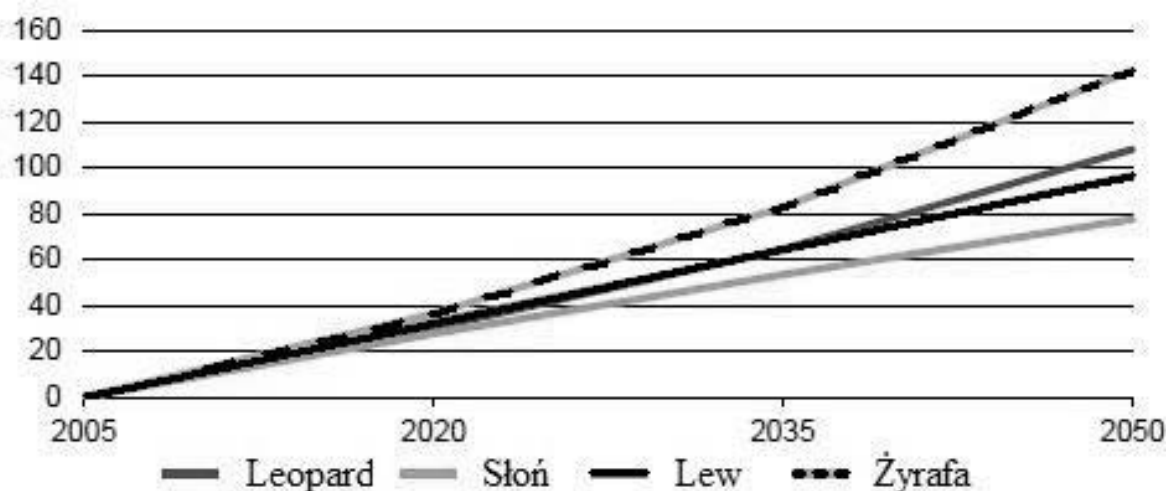
Jako przykład wykorzystania wymienionych wskaźników energetycznych do przewidywania kierunków rozwoju energetyki można podać, iż wszystkie cztery przedstawione powyżej scenariusze wskazują, że w perspektywie średnio- i długoterminowej intensywność energetyczna (rys. 4.9) obniży się, zaś produkcja energii pierwotnej (rys. 4.10) będzie rosła.

Z analizy przedstawionych wykresów wynika, że zgodnie z wynikami otrzymanymi według wszystkich czterech scenariuszy, światowa intensywność energetyczna, wyrażająca się ilością energii niezbędnej do wyprodukowania jednostki PKB w 2010 r. będzie o ok. 10% mniejsza niż w 2005 r., zaś w 2020 r. spadnie o 20-25%, a w 2030 r. o 25-35% w stosunku do roku bazowego. Natomiast obserwacja wykresu przewidywanej produkcji energii pierwotnej wskazuje, iż wzrost zapotrzebowania w tym zakresie wyniesie wobec 2005 r.: ok. 10% w 2010 r., 30-40% w 2020 r. i 45-70% w 2030 r.

World Energy Council przedstawił także przewidywania dla Regionu Europy, jednak dla analiz dotyczących Unii Europejskiej całkowicie nieprzydatne, gdyż obejmują one łącznie obszar Unii Europejskiej, krajów EFTA i pozostałych państw europej-

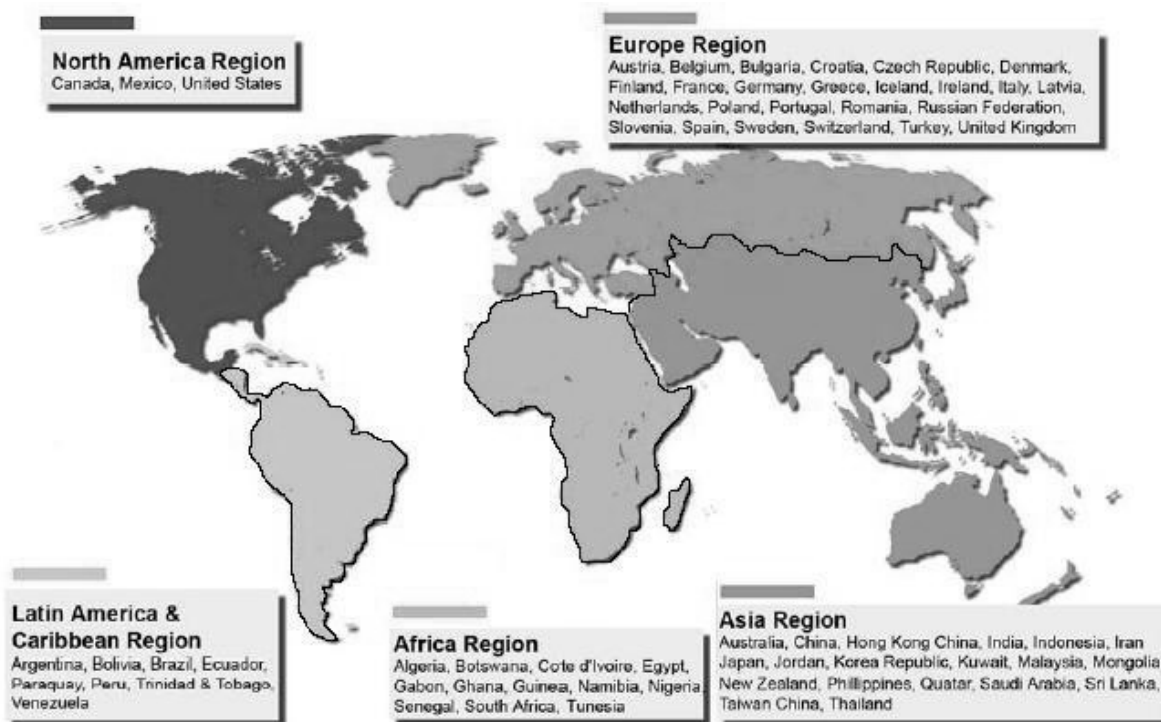


Rysunek 4.9. Procentowe zmiany światowej intensywności energetycznej [w E/PKB] (Źródło: opracowanie własne, na podstawie *Deciding the Future: Energy Scenarios to 2050*, WEC, Londyn 2007)



Rysunek 4.10. Cztery scenariusze zmian w światowej produkcji energii pierwotnej [w %] (Źródło: opracowanie własne, na podstawie *Deciding the Future: Energy Scenarios to 2050*, WEC, Londyn 2007)

skich oraz całe terytorium Wspólnoty Niepodległych Państw (rys. 4.11). Patrząc z globalnej perspektywy WEC konsumpcja energii na osobę w Regionie Europy jest na średnim poziomie światowym, rozpoczyna się handel prawami do emisji gazów cieplarnianych, zaś niskowy trend wykazuje intensywność energetyczna. Znaczne profity może przynieść regionalna integracja wysiłków w rozwoju słabo dotychczas wykorzystywanej energetyki jądrowej oraz energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii. Rozwój tych form energetyki zasadniczo podwyższy bezpieczeństwo energetyczne regionu. Węgiel, dotychczas najważniejszy składnik *energy mix*, w najbliższych latach będzie nadal najbardziej wykorzystywanym surowcem do produkcji energii elektrycznej, ze względu na jego niski koszt w porównaniu do innych technologii energetycznych. Ropa naftowa we wszystkich scenariuszach zmniejszy swoje udziały w dostawach energii, największy spadek jej zużycia odnotuje sektor transportu. Gaz ziemny zachowa natomiast swoją pozycję, przy czym do 2050 r. Rosja pozostanie największą gospodarką opartą na gazie. W czterech przedstawionych scenariuszach WEC przyjęto, że w Europie nastąpi rewitalizacja elek-



Rysunek 4.11. Pięć regionów według World Energy Council (Źródło: opracowanie własne, na podstawie *Deciding the Future: Energy Scenarios to 2050*, WEC, Londyn 2007)

trowni jądrowych i spadek wykorzystania węgla. Najbardziej optymistycznym dla energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii okazał się *scenariusz Lwa*, przewidujący w 2050 r. jej 24% udział w *energy mix*, z czego nie mniej niż 40-50% przypadając będzie na kraje Unii Europejskiej. Hydroenergetyka według wszystkich scenariuszy odgrywać będzie podobną rolę do dotychczasowej, co oznacza, że największy wzrost – w analizowanej przez WEC perspektywie (do 2050 r.) – odnotuje odnawialna energia produkowana z biomasy i wiatru oraz energetyka słoneczna⁷⁶⁾.

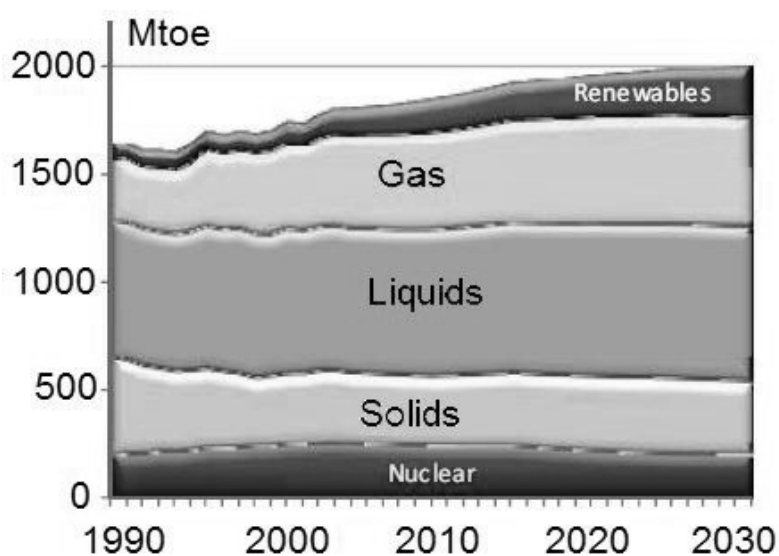
W 2008 r. Komisja Europejska przedstawiła własne przewidywania rozwoju sektora energetycznego w publikacji: *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007*⁷⁷⁾. Zgodnie z przedstawionym scenariuszem bazowym zapotrzebowanie na energię pierwotną do 2030 r. będzie wzrastało, przy czym głównie w zakresie odnawialnych paliw energii, malejąc jednocześnie w obszarze energii jądrowej (rys. 4.12).

Założono, iż w analizowanym okresie nadal dominować będzie zapotrzebowanie na ropę naftową (tabela 4.1).

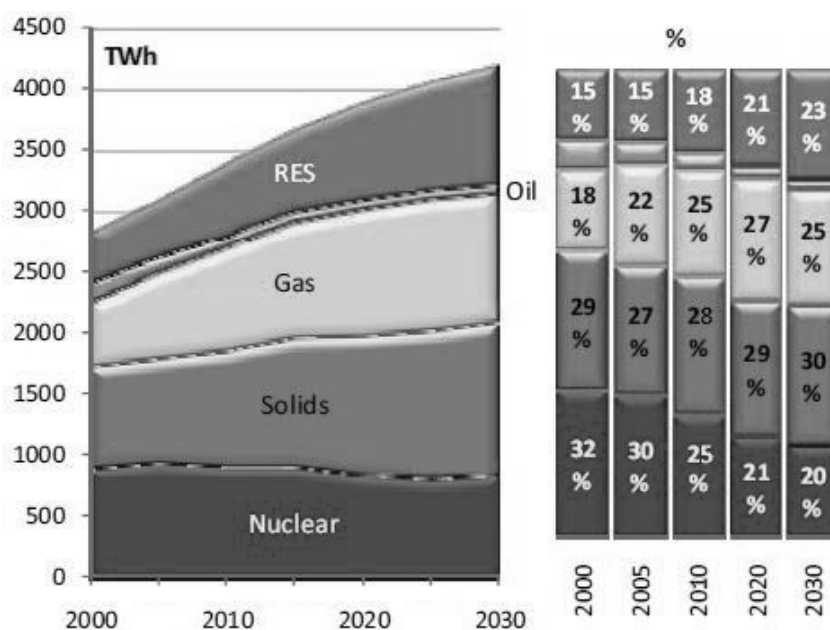
W produkcji energii elektrycznej następować będzie systematyczny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (rys. 4.13), który w 2030 r. przekroczy 23%. Przewiduje się w tym zakresie znaczny wzrost wykorzystania energii wiatru oraz pochodzącej z biomasy i śmieci, przy zachowaniu potencjału hydroenergetyki, co w efekcie oznacza spadek jej udziałów (rys. 4.14).

⁷⁶⁾ Energia geotermalna w analizach World Energy Council włączona została do hydroenergii, ale poziom jej wykorzystania zarówno w Europie, jak i na świecie, zdaniem analityków tej organizacji jest i pozostanie minimalny.

⁷⁷⁾ *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007*, KE, Bruksela 2008.



Rysunek 4.12. Zapotrzebowanie na paliwa pierwotne w Unii Europejskiej do 2030 r. (Źródło: *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007, KE, Bruksela 2008*)

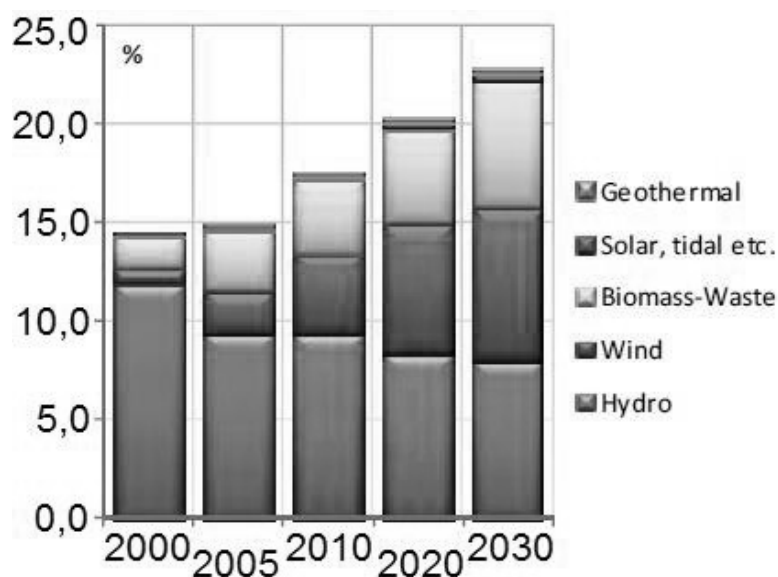


Rysunek 4.13. Produkcja energii elektrycznej według źródeł [w %] (Źródło: *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007, KE, Bruksela 2008*)

Tabela 4.1. Udział źródeł energii w całkowitej energii pierwotnej [w %]

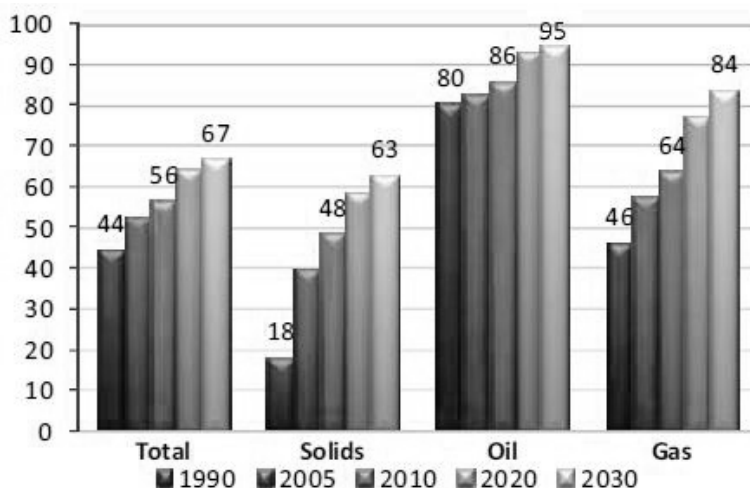
%	1990	2000	2005	2010	2020	2030
Solid fuels	27.3	18.8	17.7	17.2	17.4	16.7
Oil	37.9	38.0	36.7	36.4	35.7	35.3
Gas	17.9	23.0	24.6	24.9	25.7	25.7
Nuclear	12.3	14.2	14.2	13.2	11.3	10.3
Renewables	4.5	5.9	6.8	8.2	10.0	11.8

Źródło: *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007, KE, Bruksela 2008.*



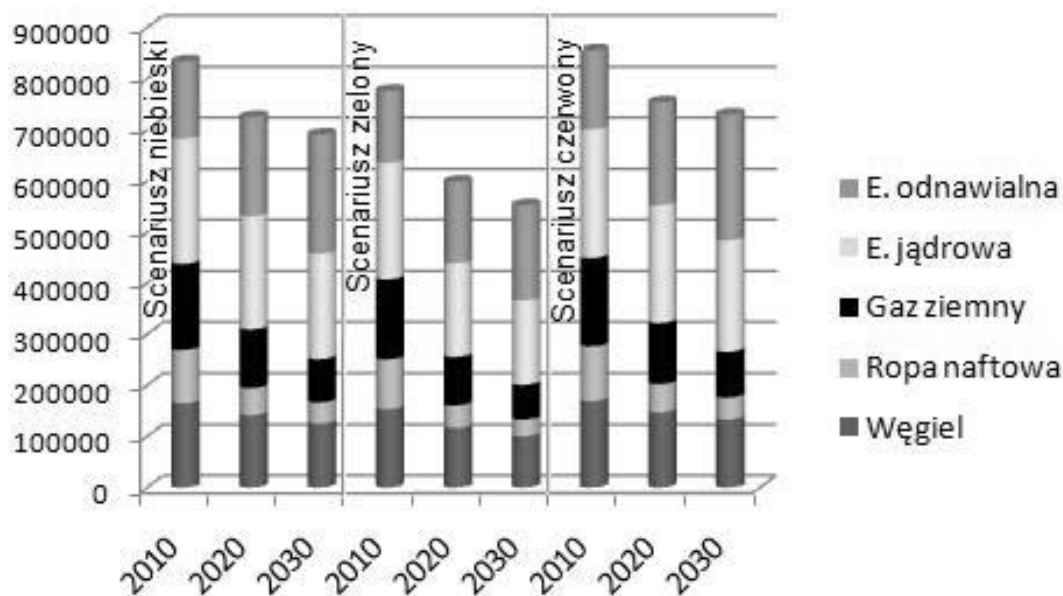
Rysunek 4.14. Udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej [w %] (Źródło: *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007, KE, Bruksela 2008*)

W efekcie przewidywany jest wzrost zależności energetycznej Unii Europejskiej od importu (rys. 4.15). Pogłębi się zależność od importu wszystkich paliw kopalnych. Pomimo najmniejszego wzrostu zapotrzebowania na ropę naftową, nadal najwyższy będzie udział importu w zaspokajaniu potrzeb konsumpcyjnych na ten surowiec energetyczny.



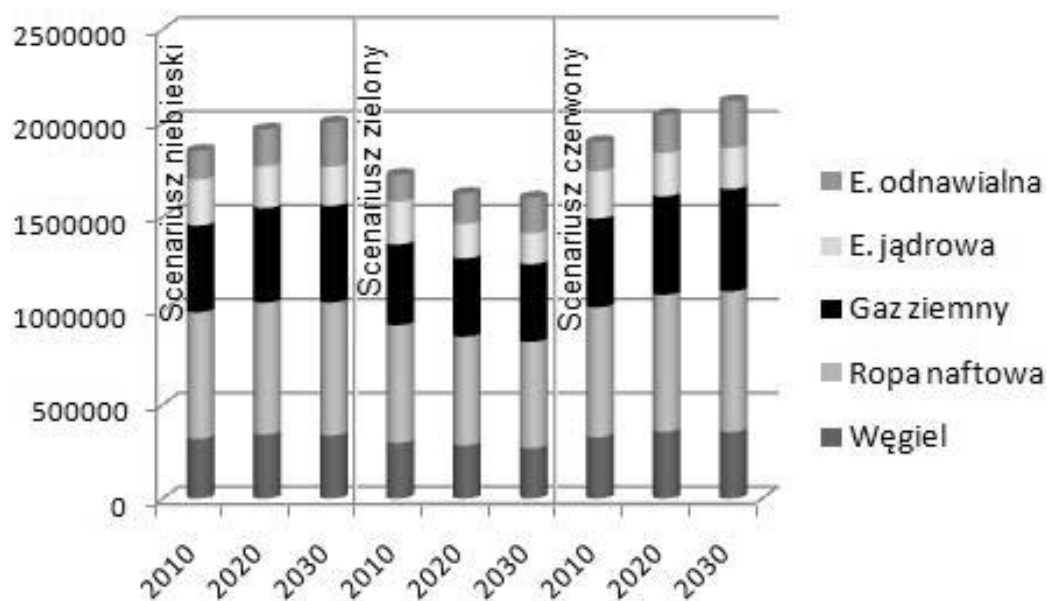
Rysunek 4.15. Dotychczasowa oraz przewidywana zależność energetyczna Unii Europejskiej [w %] (Źródło: *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007, KE, Bruksela 2008*)

Z przeprowadzonych przez autora niniejszej publikacji badań wynika, że poziom produkcji energii pierwotnej do 2020 r. w porównaniu z 2010 r. zdecydowanie się zmniejszy, zaś do 2030 r. nastąpi dalszy spadek, ale już nie tak spektakularny, jak w latach 2010-2020 (rys. 4.16). Tendencję powyższą można będzie zaobserwować we wszystkich przewidywanych scenariuszach rozwoju sytuacji energetycznej w Unii Europejskiej.



Rysunek 4.16. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w UE-27 w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Przewidywany jest spadek produkcji węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego oraz energii pierwotnej w elektrowniach jądrowych. Energia ze źródeł odnawialnych pozyskiwana będzie głównie z biomasy oraz, w znacznie mniejszym stopniu pochodząca będzie od wiatru i wody.



Rysunek 4.17. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w UE-27 w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Konsumpcja energii pierwotnej (rys. 4.17) w 2010 r. w ponad 56% pokrywana będzie dostawami z importu oraz będzie rosła w kolejnych latach, aż do 66,6% w 2030 r.

Największe zużycie energii finalnej przewidywane jest w transporcie, a następnie w przemyśle i gospodarstwach domowych.

Tabela 4.2. Scenariusze energetyczne dla UE-27 do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	49 2946	496 408	494 784	492 946	496 408	494 784	505 990	516 476	522 950		
PKB [w mld euro]	12 430,0	15 686,9	18 687,0	11 568,8	12 960,8	14 949,4	12 430,0	15 686,9	18 687,0		
Wzrost PKB [w %]	2,2	2,4	1,8	-0,3	1,2	1,5	2,2	2,4	1,8		
PKB na osobę [w PPP]	25 124	31 486	37 630	23 383	26 014	30 104	24 476	30 262	35 603		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	164 952	141 764	125 808	153 570	117 097	100 646	169 241	147 435	132 979	
	ropa naftowa	104 666	53 111	40 820	97 444	43 870	32 656	107 387	55 235	43 147	
	gaz ziemny	168 212	114 934	84 761	156 605	94 935	67 809	172 586	119 531	89 592	
	energia jądrowa	245 217	221 472	206 403	228 297	182 936	165 122	251 593	230 331	218 168	
	energia odnawialna	150 766	193 477	232 899	140 363	159 812	186 319	154 686	201 216	246 174	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	28 650	28 930	30 182	26 673	23 896	24 146	29 395	30 087	31 902
		energia z biomasy	101 964	129 229	158 041	94 928	106 743	126 433	104 615	134 398	167 049
		energia wiatrowa	12 441	23 321	29 437	11 583	19 263	23 550	12 764	24 254	31 115
		energia słoneczna	2 149	6 242	8 671	2 001	5 156	6 937	2 205	6 492	9 165
		energia geotermalna	5 562	5 756	6 567	5 178	4 754	5 254	5 707	5 986	6 941
	łącznie produkcja energii	833 813	724 758	690 691	776 280	598 650	552 553	855 492	753 748	730 060	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	318 268	341 852	335 642	296 308	282 370	268 514	326 543	355 526	354 774
		ropa naftowa	674 035	701 599	708 247	627 527	579 521	566 598	691 560	729 663	748 617
		gaz ziemny	462 439	504 897	516 210	430 531	417 045	412 968	474 462	525 093	545 634
energia jądrowa		245 217	221 472	206 403	228 297	182 936	165 122	251 593	230 331	218 168	
energia odnawialna		152 646	196 709	237 287	142 113	162 482	189 830	156 615	204 577	250 812	
łącznie konsumpcja energii		1 854 101	1 967 569	2 004 713	1 726 168	1 625 212	1 603 770	1 902 308	2 046 272	2 118 982	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	1 073 937	1 301 127	1 375 782	949 888	1 026 562	1 051 218	1 046 815	1 292 523	1 388 921		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	3 568,3	4 078,2	4 408,0	3 322,1	3 368,6	3 526,4	3 661,1	4 241,3	4 659,3		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	7,2	8,2	8,9	6,7	6,8	7,1	7,2	8,2	8,9		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	54 508	55 440	51 328	50 747	45 793	41 062	55 925	57 658	54 254	
	ropa naftowa	510 408	539 780	549 760	475 190	445 858	439 808	487 545	463 693	464 877	
	gaz ziemny	299 128	314 216	326 376	278 488	259 542	261 101	306 905	326 785	344 979	
	energia elektryczna	41 412	303 129	326 805	38 555	250 385	261 444	42 489	315 254	345 433	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	1 496	1 040	923	1 393	859	738	1 535	1 082	976		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	338 508	367 691	386 379	315 151	303 713	309 103	347 309	382 399	408 403	
	transport	390 915	438 642	463 079	363 942	362 318	370 463	401 079	456 188	489 475	
	gospodarstwa domowe	320 538	336 005	336 005	298 421	277 540	268 804	328 872	349 445	355 157	
	rolnictwo	35 545	39 039	40 447	33 092	32 246	32 357	36 469	40 601	42 752	
	usługi	151 534	166 430	172 431	141 078	137 471	137 945	155 474	173 087	182 260	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącznie konsumpcja energii	1 237 040	1 347 807	1 405 680	1 151 684	1 113 289	1 124 544	1 181 628	1 157 820	1 188 643	
Emisja CO ₂ [w Mt]	3 996,6	4 252,5	4 263,7	3 720,8	3 512,6	3 411,0	3 817,6	3 653,1	3 605,4		
Zależność energetyczna [w %]	56,3	64,2	66,6	55,0	63,2	65,5	55,0	63,2	65,5		

Źródło: opracowanie własne.

4.3. Scenariusze energetyczne dla państw członkowskich Unii Europejskiej

Tabela 4.3. Scenariusze energetyczne dla Austrii do 2030 r.

Wyszczególnienie		Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony			
		2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	
Liczba ludności [w tys.]		8 307	8 441	8 520	8 307	8 441	8 520	8 662	9 021	9 295	
PKB [w mld euro]		277,3	335,2	386,5	259,8	292,9	340,1	277,3	335,2	386,5	
Wzrost PKB [w %]		2,0	1,9	1,4	0,3	1,3	1,6	2,0	1,9	1,4	
PKB na osobę [w PPP]		31 529	37 507	42 846	29 539	32 774	37 702	30 236	35 095	39 273	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	16	18	18	15	16	16	16	17	17	
	ropa naftowa	850	280	190	796	245	167	831	262	182	
	gaz ziemny	1 446	400	386	1 355	350	340	1 413	374	371	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	8 115	8 876	9 681	7 604	7 758	8 519	7 931	8 293	9 295	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	3 252	3 297	3 297	3 047	2 882	2 901	3 178	3 080	3 165
		energia z biomasy	4 426	4 913	5 661	4 147	4 294	4 982	4 325	4 590	5 435
		energia wiatrowa	267	388	394	250	339	347	261	363	378
		energia słoneczna	162	265	312	152	232	275	158	248	300
		energia geotermalna	7	12	16	7	10	14	7	11	15
	łącznie produkcja energii		10 427	9 574	10 275	9 770	8 368	9 042	10 875	10 235	11 210
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 976	4 799	5 611	3 726	4 194	4 938	3 886	4 484	5 387	
	ropa naftowa	14 303	14 233	13 818	13 402	12 440	12 160	13 978	13 298	13 266	
	gaz ziemny	8 517	9 973	9 618	7 980	8 716	8 464	8 324	9 318	9 234	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	7 995	8 743	9 528	7 491	7 641	8 385	7 813	8 169	9 148	
łącznie konsumpcja energii		35 092	37 876	38 658	32 881	33 104	34 019	34 295	35 388	37 115	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]		24 665	28 302	28 384	23 111	24 736	24 977	24 105	26 443	27 250	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]		66,0	78,3	85,9	61,8	68,4	75,6	64,5	73,2	82,5	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]		7,9	9,3	10,1	7,4	8,1	8,9	7,4	8,1	8,9	
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 459	1 380	1 257	1 367	1 206	1 106	1 426	1 289	1 207	
	ropa naftowa	11 998	12 223	12 110	11 242	10 683	10 657	11 726	11 420	11 627	
	gaz ziemny	5 750	6 222	6 318	5 388	5 438	5 560	5 619	5 813	6 066	
	energia elektryczna	5 291	6 106	6 584	4 958	5 337	5 794	5 171	5 705	6 321	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]		301	128	84	282	112	74	294	120	81	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	9 356	9 795	9 954	8 767	8 561	8 760	9 144	9 152	9 557	
	transport	8 635	9 356	9 679	8 091	8 177	8 518	8 439	8 741	9 293	
	gospodarstwa domowe	6 938	7 520	7 761	6 501	6 572	6 830	6 780	7 026	7 451	
	rolnictwo	717	811	834	672	709	734	748	867	910	
	usługi	3 680	4 163	4 281	3 448	3 639	3 768	3 839	4 451	4 671	
	pozostałe	0	0	0	3 558	0	0	3 711	0	0	
łącznie konsumpcja energii		29 326	31 645	32 509	27 478	27 658	28 608	28 660	29 566	31 211	
Emisja CO ₂ [w Mt]		74,3	80,5	81,4	69,6	70,4	71,6	72,6	75,2	78,2	
Zależność energetyczna [w %]		70,3	74,7	73,4	70,3	74,7	73,4	70,3	74,7	73,4	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.4. Scenariusze energetyczne dla Belgii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	10 583	10 790	10 984	10 583	10 790	10 984	10 885	11 284	11 665		
PKB [w mld euro]	335,9	409,2	477,7	319,5	361,9	422,4	335,9	409,2	477,7		
Wzrost PKB [w %]	1,9	2,0	1,6	0,1	1,3	1,7	1,9	2,0	1,6		
PKB na osobę [w PPP]	29 358	35 078	40 227	27 924	31 023	35 570	28 543	33 542	37 878		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	24	18	13	23	16	11	23	17	12	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	12 924	9 068	0	12 291	8 016	0	12 647	8 385	0	
	energia odnawialna	2 082	3 233	3 991	1 980	2 858	3 528	2 037	2 989	3 747	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	30	31	30	29	27	27	29	29	28
		energia z biomasy	1 830	2 619	3 254	1 740	2 315	2 877	1 791	2 422	3 055
		energia wiatrowa	197	459	530	187	406	469	193	424	498
		energia słoneczna	25	121	176	24	107	156	24	112	165
		energia geotermalna	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	łącznie produkcja energii	15 030	12 319	4 004	14 294	10 890	3 540	14 708	11 391	3 759	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	5 090	6 520	10 834	4 841	5 764	9 577	4 981	6 029	10 171
		ropa naftowa	21 545	20 749	20 350	20 489	18 342	17 989	21 083	19 186	19 105
gaz ziemny		14 491	16 833	17 861	13 781	14 880	15 789	14 181	15 565	16 768	
energia jądrowa		12 924	9 068	0	12 291	8 016	0	12 647	8 385	0	
energia odnawialna		2 410	3 700	4 572	2 292	3 271	4 042	2 358	3 421	4 292	
łącznie konsumpcja energii		57 069	57 382	54 054	54 273	50 726	47 784	55 847	53 059	50 746	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	49 819	53 562	59 346	39 979	39 836	44 244	41 138	41 668	46 987		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	93,9	108,9	117,7	89,3	96,3	104,0	91,9	100,7	110,5		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	8,9	10,1	10,7	8,4	8,9	9,5	8,4	8,9	9,5		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 843	1 785	1 680	1 753	1 578	1 485	1 804	1 651	1 577	
	ropa naftowa	16 837	16 221	16 035	16 012	14 339	14 175	16 476	14 999	15 054	
	gaz ziemny	10 375	10 775	10 539	9 867	9 525	9 316	10 153	9 963	9 894	
	energia elektryczna	7 698	8 774	9 282	7 321	7 756	8 205	7 533	8 113	8 714	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	610	512	437	580	453	386	597	473	410		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	11 797	11 908	11 884	11 219	10 527	10 505	11 544	11 011	11 157	
	transport	10 657	11 532	11 919	10 135	10 194	10 536	10 429	10 663	11 190	
	gospodarstwa domowe	10 147	10 463	10 322	9 650	9 249	9 125	9 930	9 675	9 690	
	rolnictwo	823	868	873	782	767	772	846	908	927	
	usługi	4 589	4 843	4 872	4 364	4 281	4 307	4 722	5 066	5 174	
	pozostałe	0	-1	0	0	-1	0	0	-1	0	
	łącznie konsumpcja energii	38 013	39 613	39 870	36 150	35 018	35 245	37 199	36 629	37 430	
Emisja CO ₂ [w Mt]	106,0	115,6	134,1	100,8	102,2	118,5	103,7	106,9	125,9		
Zależność energetyczna [w %]	76,8	81,3	93,7	73,7	78,5	92,6	73,7	78,5	92,6		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.5. Scenariusze energetyczne dla Bułgarii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	7 457	6 796	6 175	7 457	6 796	6 175	7 186	6 365	5 686		
PKB [w mld euro]	27,9	49,3	84,9	27,6	36,3	48,8	27,9	49,3	84,9		
Wzrost PKB [w %]	5,2	5,8	5,6	3,2	3,1	3,4	5,2	5,8	5,6		
PKB na osobę [w PPP]	9 856	19 109	36 217	9 750	14 070	20 817	10 227	20 403	39 332		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	4 636	4 867	3 567	4 594	3 587	2 047	4 429	3 361	1 886	
	ropa naftowa	34	40	41	34	29	24	32	28	22	
	gaz ziemny	237	169	122	235	125	70	226	117	64	
	energia jądrowa	3 521	5 474	7 351	3 489	4 034	4 219	3 364	3 780	3 886	
	energia odnawialna	1 258	1 422	1 942	1 247	1 048	1 115	1 202	982	1 027	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	250	295	341	248	217	196	239	204	180
		energia z biomasy	924	1019	1444	916	751	829	883	704	763
		energia wiatrowa	33	42	78	33	31	45	32	29	41
		energia słoneczna	4	26	49	4	19	28	4	18	26
		energia geotermalna	46	39	29	46	29	17	44	27	15
	łącзна produkcja energii	9 686	11 972	13 023	9 599	8 823	7 475	9 253	8 267	6 885	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	7 410	7 651	6 409	7 343	5 639	3 679	7 079	5 284	3 388
		ropa naftowa	5 250	6 222	6 889	5 203	4 586	3 954	5 015	4 297	3 642
gaz ziemny		2 785	2 879	3 814	2 760	2 122	2 189	2 661	1 988	2 016	
energia jądrowa		3 521	5 474	7 351	3 489	4 034	4 219	3 364	3 780	3 886	
energia odnawialna		1 228	1 389	1 896	1 217	1 024	1 088	1 173	959	1 002	
łącзна konsumpcja energii		19 987	22 962	25 592	19 807	16 923	14 690	19 094	15 857	13 529	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	10 437	11 159	12 755	10 208	8 100	7 215	9 841	7 589	6 645		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	40,8	56,8	66,7	40,4	41,9	38,3	39,0	39,2	35,3		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	5,5	8,4	10,8	5,4	6,2	6,2	5,4	6,2	6,2		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 131	1 063	1 058	1 121	783	607	1 080	734	559	
	ropa naftowa	4 276	5 260	5 931	4 238	3 877	3 404	4 085	3 632	3 135	
	gaz ziemny	824	1 140	1 496	817	840	859	787	787	791	
	energia elektryczna	2 624	3 419	4 074	2 600	2 520	2 338	2 507	2 361	2 154	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	- 208	- 653	- 768	- 206	- 481	- 441	- 199	- 451	- 406		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	3 633	4 335	5 282	3 600	3 195	3 032	3 471	2 994	2 792	
	transport	3 137	4 181	4 934	3 109	3 081	2 832	2 997	2 887	2 608	
	gospodarstwa domowe	2 353	2 727	3 101	2 332	2 010	1 780	2 248	1 883	1 639	
	rolnictwo	381	451	500	377	332	287	364	311	264	
	usługi	978	1 158	1 284	970	854	737	935	800	679	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącзна konsumpcja energii	10 482	12 852	15 101	10 388	9 472	8 668	10 014	8 875	7 983	
Emisja CO ₂ [w Mt]	48,3	52,3	51,2	47,9	38,5	29,4	46,1	36,1	27,1		
Zależność energetyczna [w %]	51,9	48,2	49,5	51,5	47,9	49,1	51,5	47,9	49,1		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.6. Scenariusze energetyczne dla Cypru do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	794	866	921	794	866	921	880	1 006	1 106		
PKB [w mld euro]	16,4	23,4	30	16,3	20,1	25,6	16,4	23,4	30		
Wzrost PKB [w %]	3,4	3,6	2,5	3,6	2,4	2,7	3,4	3,6	2,5		
PKB na osobę [w PPP]	22 937	30 007	36 173	22 797	25 775	30 867	20 696	25 831	30 122		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1	2	4	1	2	3	1	2	4	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	86	151	196	85	130	168	95	151	201	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	0	0	0	0	0	0	0	0	
		energia z biomasy	14	23	35	14	20	30	15	23	36
		energia wiatrowa	7	41	64	7	35	55	8	41	66
		energia słoneczna	65	88	97	65	76	83	72	88	100
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	87	153	200	86	132	171	96	153	205	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	34	36	39	34	31	33	37	36	40
		ropa naftowa	2 583	2 152	1 926	2 568	1 853	1 647	2 845	2 151	1 978
gaz ziemny		195	602	805	194	518	688	215	602	827	
energia jądrowa		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
energia odnawialna		87	176	299	86	152	256	96	176	307	
łącna konsumpcja energii		2 899	2 966	3 069	2 882	2 554	2 624	3 193	2 965	3 151	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	3 147	3 154	3 214	2 795	2 422	2 453	3 097	2 812	2 946		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	5,1	6,5	7,7	5,1	5,6	6,6	5,6	6,5	7,9		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	6,4	7,5	8,4	6,4	6,5	7,1	6,4	6,5	7,1		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	34	36	39	34	31	33	37	36	40	
	ropa naftowa	1 374	1 471	1 478	1 366	1 267	1 264	1 513	1 470	1 518	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia elektryczna	394	519	618	392	447	528	434	519	635	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]		0	0	0	0	0	0	0	0		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	202	224	244	201	193	209	222	224	251	
	transport	1 075	1 175	1 208	1 069	1 012	1 033	1 184	1 175	1 240	
	gospodarstwa domowe	259	285	294	257	245	251	285	285	302	
	rolnictwo	45	60	69	44	51	59	49	60	71	
	usługi	299	399	462	297	344	395	330	399	474	
	pozostałe	0	0	-1	0	0	-1	0	0	-1	
	łącna konsumpcja energii	1 880	2 143	2 276	1 869	1 845	1 946	2 071	2 142	2 337	
Emisja CO ₂ [w Mt]	8,0	7,5	7,2	8,0	6,5	6,2	8,8	7,5	7,4		
Zależność energetyczna [w %]	97,3	95,4	94,1	97,0	94,8	93,5	97,0	94,8	93,5		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.7. Scenariusze energetyczne dla Czech do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	10 145	9 902	9 693	10 145	9 902	9 693	10 212	9 981	9 964		
PKB [w mld euro]	124,6	178,2	227	120,7	156,9	208,6	124,6	178,2	227		
Wzrost PKB [w %]	4,1	3,6	2,5	2,1	3	3,3	4,1	3,6	2,5		
PKB na osobę [w PPP]	20 300	29 745	38 707	19 664	26 189	35 570	20 167	29 509	37 655		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	17 097	12 040	10 086	16 567	10 595	9 269	16 683	10 680	9 529	
	ropa naftowa	200	200	200	194	176	184	195	177	189	
	gaz ziemny	159	169	179	154	149	165	155	150	169	
	energia jądrowa	7 479	7 839	5 599	7 247	6 898	5 145	7 298	6 954	5 290	
	energia odnawialna	3 191	4 314	5 436	3 092	3 796	4 996	3 114	3 827	5 136	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	211	218	230	204	192	211	206	193	217
		energia z biomasy	2 900	3 895	4 926	2 810	3 428	4 527	2 830	3 455	4 654
		energia wiatrowa	50	103	137	48	91	126	49	91	129
		energia słoneczna	29	97	143	28	85	131	28	86	135
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	28 126	24 562	21 500	27 254	21 615	19 759	27 445	21 787	20 312	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	18 983	17 013	19 667	18 395	14 971	18 074	18 523	15 091	18 580
		ropa naftowa	10 971	12 972	14 156	10 631	11 415	13 009	10 705	11 507	13 374
gaz ziemny		7 947	8 438	8 965	7 701	7 425	8 239	7 755	7 485	8 470	
energia jądrowa		7 479	7 839	5 599	7 247	6 898	5 145	7 298	6 954	5 290	
energia odnawialna		3 000	4 058	5 113	2 907	3 571	4 699	2 927	3 600	4 830	
łącna konsumpcja energii		46 966	49 215	51 798	45 510	43 309	47 602	45 829	43 656	48 935	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	18 840	24 654	30 296	18 256	21 695	27 844	18 384	21 868	28 623		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	94,0	104,4	126,5	91,1	91,9	116,3	91,7	92,6	119,5		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	9,3	10,5	13,1	9,0	9,3	12,0	9,0	9,3	12,0		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	9 955	10 805	11 420	9 646	9 508	10 495	9 714	9 584	10 789	
	ropa naftowa	6 874	7 283	7 515	6 661	6 409	6 906	6 708	6 460	7 100	
	gaz ziemny	3 081	3 522	3 905	2 985	3 099	3 589	3 006	3 124	3 689	
	energia elektryczna	6 719	7 196	7 471	6 511	6 332	6 866	6 556	6 383	7 058	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	-1 414	-1 105	-1 702	-1 370	-972	-1 564	-1 380	-980	-1 608		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	9 955	10 805	11 420	9 646	9 508	10 495	9 714	9 584	10 789	
	transport	7 557	9 084	9 829	7 323	7 994	9 033	7 374	8 058	9 286	
	gospodarstwa domowe	6 719	7 196	7 471	6 511	6 332	6 866	6 556	6 383	7 058	
	rolnictwo	665	775	879	645	682	808	649	687	831	
	usługi	3 249	3 784	4 293	3 148	3 330	3 945	3 170	3 357	4 056	
	pozostałe	-1	0	0	-1	0	0	-1	0	0	
	łącna konsumpcja energii	28 144	31 644	33 892	27 272	27 847	31 147	27 462	28 069	32 019	
Emisja CO ₂ [w Mt]	116,5	113,7	127,4	112,9	100,1	117,1	113,7	100,9	120,4		
Zależność energetyczna [w %]	40,1	50,1	58,5	40,1	50,1	58,5	40,1	50,1	58,5		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.8. Scenariusze energetyczne dla Danii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony			
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	
Liczba ludności [w tys.]	5 459	5 526	5 577	5 459	5 526	5 577	5 537	5 676	5 794	
PKB [w mld euro]	234,9	281,3	321,3	213	236,6	270,4	234,9	281,3	321,3	
Wzrost PKB [w %]	1,9	1,8	1,3	-0,8	1,1	1,4	1,9	1,8	1,3	
PKB na osobę [w PPP]	31 132	36 830	41 682	28 230	30 977	35 079	30 694	35 856	40 121	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	16 500	11 000	9 000	14 966	9 251	7 569	15 175	9 501	
	gaz ziemny	9 000	5 376	5 000	8 163	4 521	4 205	8 277	4 643	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	3 260	3 838	4 564	2 957	3 228	3 838	2 998	3 315	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	3	3	3	3	3	3	3	3
		energia z biomasy	2 535	2 939	3 418	2 299	2 472	2 875	2 331	2 538
		energia wiatrowa	682	770	968	619	648	814	627	846
		energia słoneczna	41	126	175	37	106	147	38	109
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	28 760	20 214	18 564	26 085	17 000	15 612	26 451	17 459	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 707	4 753	3 954	3 362	3 997	3 325	3 409	3 455
		ropa naftowa	8 321	8 297	8 126	7 547	6 978	6 834	7 653	7 100
gaz ziemny		4 702	2 809	2 829	4 265	2 362	2 379	4 324	2 426	
energia jądrowa		0	0	0	0	0	0	0	0	
energia odnawialna		3 557	4 182	4 965	3 226	3 517	4 176	3 271	3 612	
łącna konsumpcja energii		20 186	20 282	20 040	18 309	17 057	16 854	18 565	17 518	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	-7 725	972	2 437	-7 777	57	1 241	-7 885	59	1 290	
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	40,6	39,7	42,6	36,8	33,4	35,8	37,3	34,3	37,2	
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	7,4	7,2	7,6	6,7	6,0	6,4	6,7	6,0	6,4	
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	230	246	513	209	207	431	212	212	
	ropa naftowa	7 189	7 365	7 322	6 520	6 194	6 158	6 612	6 361	
	gaz ziemny	1 828	1 887	1 656	1 658	1 587	1 393	1 681	1 630	
	energia elektryczna	3 013	3 250	3 377	2 733	2 733	2 840	2 771	2 807	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	-101	240	166	-92	202	140	-93	207	145	
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	2 927	3 040	3 099	2 655	2 557	2 606	2 692	2 626	
	transport	5 535	5 979	6 043	5 020	5 028	5 082	5 091	5 164	
	gospodarstwa domowe	4 521	4 615	4 617	4 101	3 881	3 883	4 158	3 986	
	rolnictwo	966	1 000	1 002	876	841	842	888	864	
	usługi	1 961	2 030	2 033	1 779	1 707	1 710	1 804	1 753	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącna konsumpcja energii	15 910	16 664	16 794	14 430	14 014	14 124	14 632	14 393	
Emisja CO ₂ [w Mt]	49,5	49,2	45,7	44,9	41,4	38,4	45,5	42,5	39,9	
Zależność energetyczna [w %]	-36,7	4,6	11,6	-42,5	0,3	7,4	-42,5	0,3	7,4	

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.9. Scenariusze energetyczne dla Estonii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	1 315	1 248	1 202	1 315	1 248	1 202	1 305	1 217	1 185		
PKB [w mld euro]	16,2	23,6	29,9	11,9	15,4	20,5	16,2	23,6	29,9		
Wzrost PKB [w %]	8,1	3,8	2,4	- 3	2,9	3,3	8,1	3,8	2,4		
PKB na osobę [w PPP]	19 474	29 893	39 323	14 305	19 507	26 960	19 624	30 655	39 887		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	2 515	2 607	2 474	1 851	1 705	1 692	1 836	1 662	1 667	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	793	840	1 157	584	549	791	579	536	780	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	2	2	3	1	1	2	1	1	2
		energia z biomasy	745	788	1 073	548	515	734	544	502	723
		energia wiatrowa	45	46	76	33	30	52	33	29	51
		energia słoneczna	1	4	6	1	3	4	1	3	4
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącзна produkcja energii	3 308	3 447	3 631	2 435	2 254	2 484	2 415	2 198	2 446	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	2 634	2 746	2 608	1 939	1 796	1 784	1 923	1 751	1 757	
	ropa naftowa	1 405	1 657	1 750	1 034	1 084	1 197	1 026	1 057	1 179	
	gaz ziemny	973	798	867	716	522	593	710	509	584	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	697	738	1 018	513	483	696	509	471	686	
	łącзна konsumpcja energii	5 559	5 819	6 093	4 091	3 806	4 168	4 059	3 710	4 105	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	2 401	2 560	2 664	1 657	1 551	1 684	1 643	1 513	1 659		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	12,1	14,6	17,1	8,9	9,5	11,7	8,8	9,3	11,5		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	9,2	11,7	14,2	6,8	7,7	9,7	6,8	7,6	9,7		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	105	116	119	77	76	81	77	74	80	
	ropa naftowa	1 191	1 373	1 487	877	898	1 017	870	875	1 002	
	gaz ziemny	294	320	379	216	209	259	215	204	255	
	energia elektryczna	717	933	1 075	528	610	735	523	595	724	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	- 151	- 120	- 150	- 111	- 78	- 103	- 110	- 77	- 101		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	770	932	1 055	567	610	722	562	594	711	
	transport	893	1 084	1 145	657	709	783	652	691	771	
	gospodarstwa domowe	983	1 062	1 109	723	695	759	718	677	747	
	rolnictwo	117	144	158	86	94	108	86	92	106	
	usługi	513	629	689	377	412	472	374	401	465	
	pozostałe	0	0	- 1	0	0	- 1	0	0	- 1	
	łącзна konsumpcja energii	3 276	3 851	4 155	2 411	2 519	2 842	2 392	2 456	2 799	
Emisja CO ₂ [w Mt]	16,8	17,7	17,6	12,4	11,6	12,0	12,3	11,3	11,9		
Zależność energetyczna [w %]	42,1	42,6	42,3	40,5	40,8	40,4	40,5	40,8	40,4		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.10. Scenariusze energetyczne dla Finlandii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	5 299	5 405	5 443	5 299	5 405	5 443	5 457	5 626	5 724		
PKB [w mld euro]	183,2	221,3	254,9	165,3	183,2	208,7	183,2	221,3	254,9		
Wzrost PKB [w %]	2,8	1,9	1,4	-0,3	1,1	1,4	2,8	1,9	1,4		
PKB na osobę [w PPP]	29 485	34 919	39 940	26 604	28 907	32 701	28 632	33 547	37 979		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1 643	1 753	1 705	1 482	1 451	1 396	1 526	1 511	1 469	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	6 054	8 994	7 780	5 461	7 447	6 372	5 625	7 752	6 703	
	energia odnawialna	8 974	9 827	11 786	8 095	8 137	9 653	8 337	8 470	10 155	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	1 188	1 202	1 234	1 072	995	1 011	1 104	1 036	1 063
		energia z biomasy	7 724	8 533	10 389	6 967	7 065	8 509	7 176	7 355	8 951
		energia wiatrowa	57	72	128	51	60	105	53	62	110
		energia słoneczna	5	19	34	5	16	28	5	16	29
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	16 671	20 574	21 271	15 037	17 035	17 421	15 488	17 734	18 327	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	5 516	5 778	5 282	4 975	4 784	4 326	5 125	4 980	4 551
		ropa naftowa	9 757	8 813	8 551	8 801	7 297	7 003	9 065	7 596	7 367
gaz ziemny		4 163	4 675	4 188	3 755	3 871	3 430	3 868	4 030	3 608	
energia jądrowa		6 054	8 994	7 780	5 461	7 447	6 372	5 625	7 752	6 703	
energia odnawialna		8 887	9 730	11 669	8 016	8 056	9 557	8 257	8 387	10 054	
łącna konsumpcja energii		35 757	38 610	38 096	32 253	31 969	31 201	33 220	33 280	32 823	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	19 588	18 539	17 331	17 216	14 934	13 780	17 732	15 546	14 496		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	80,8	101,0	108,3	72,9	83,6	88,7	75,1	87,1	93,3		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	15,2	18,7	19,9	13,8	15,5	16,3	13,8	15,5	16,3		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	990	1 061	1 033	893	879	846	920	915	890	
	ropa naftowa	7 469	6 997	6 899	6 737	5 794	5 650	6 939	6 031	5 944	
	gaz ziemny	1 441	1 317	993	1 300	1 090	813	1 339	1 135	856	
	energia elektryczna	7 667	8 481	8 943	6 916	7 022	7 324	7 123	7 310	7 705	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	1 380	620	626	1 245	513	513	1 282	534	539		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	12 691	13 075	13 162	11 447	10 826	10 780	11 791	11 270	11 340	
	transport	5 119	5 332	5 419	4 617	4 415	4 438	4 756	4 596	4 669	
	gospodarstwa domowe	5 103	5 329	5 376	4 603	4 412	4 403	4 741	4 593	4 632	
	rolnictwo	1 154	1 211	1 228	1 041	1 002	1 006	1 073	1 043	1 058	
	usługi	2 570	2 694	2 733	2 318	2 231	2 238	2 387	2 322	2 355	
	pozostałe	1	0	1	1	0	1	1	0	1	
	łącna konsumpcja energii	26 638	27 641	27 919	24 027	22 887	22 866	24 748	23 825	24 055	
Emisja CO ₂ [w Mt]	56,9	56,1	52,3	51,3	46,5	42,8	52,9	48,4	45,1		
Zależność energetyczna [w %]	54,0	47,4	44,9	53,4	46,7	44,2	53,4	46,7	44,2		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.11. Scenariusze energetyczne dla Francji do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	61 743	63 571	65 118	61 743	63 571	65 118	62 790	65 235	67 375		
PKB [w mld euro]	1 922,2	2 434,9	2 906,3	1 784,6	1 985,8	2 273,2	1 922,2	2 434,9	2 906,3		
Wzrost PKB [w %]	1,9	2,4	1,8	-0,4	1,1	1,4	1,9	2,4	1,8		
PKB na osobę [w PPP]	28 104	34 576	40 290	26 092	28 199	31 513	27 635	33 694	38 940		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	406	15	14	377	12	11	383	13	11	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	116 590	122 397	113 186	108 196	99 876	88 511	110 035	102 473	91 609	
	energia odnawialna	20 954	24 857	28 604	19 445	20 283	22 368	19 776	20 811	23 151	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	5 578	5 567	6 110	5 176	4 543	4 778	5 264	4 661	4 945
		energia z biomasy	14 370	16 747	19 518	13 335	13 666	15 263	13 562	14 021	15 797
		energia wiatrowa	762	1 799	2 022	707	1 468	1 581	719	1 506	1 637
		energia słoneczna	114	605	821	106	494	642	108	507	664
		energia geotermalna	131	138	133	122	113	104	124	116	108
	łącзна produkcja energii	137 950	147 269	141 804	128 018	120 172	110 891	130 194	123 296	114 772	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	14 118	13 320	7 476	13 102	10 869	5 846	13 324	11 152	6 051
		ropa naftowa	91 481	94 360	96 305	84 894	76 998	75 311	86 338	79 000	77 946
gaz ziemny		42 901	43 488	44 465	39 812	35 486	34 772	40 489	36 409	35 989	
energia jądrowa		116 590	122 397	113 186	108 196	99 876	88 511	110 035	102 473	91 609	
energia odnawialna		20 888	24 779	28 514	19 384	20 220	22 298	19 714	20 745	23 078	
łącзна konsumpcja energii		280 748	294 066	287 975	260 534	239 958	225 196	264 963	246 197	233 078	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	145 708	149 962	149 580	132 517	119 786	114 306	134 769	122 901	118 306		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	611,1	637,3	631,6	567,1	520,0	493,9	576,7	533,6	511,2		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	9,9	10,0	9,7	9,2	8,2	7,6	9,2	8,2	7,6		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	4 108	4 152	3 814	3 812	3 388	2 983	3 877	3 476	3 087	
	ropa naftowa	73 693	76 347	77 172	68 387	62 299	60 349	69 550	63 919	62 461	
	gaz ziemny	34 188	35 861	38 073	31 726	29 263	29 773	32 266	30 023	30 815	
	energia elektryczna	39 500	43 861	45 300	36 656	35 791	35 425	37 279	36 721	36 664	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	-5 230	-4 278	-1 971	-4 853	-3 491	-1 541	-4 936	-3 582	-1 595		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	36 066	38 648	39 793	33 469	31 537	31 118	34 038	32 357	32 207	
	transport	52 027	57 360	60 756	48 281	46 806	47 511	49 102	48 023	49 174	
	gospodarstwa domowe	47 434	48 237	48 324	44 019	39 361	37 789	44 767	40 385	39 112	
	rolnictwo	3 934	4 226	4 279	3 651	3 449	3 346	3 713	3 538	3 463	
	usługi	24 165	25 961	26 282	22 425	21 184	20 553	22 806	21 735	21 272	
	pozostałe	0	1	0	0	1	0	0	1	0	
	łącзна konsumpcja energii	163 626	174 433	179 434	151 845	142 337	140 317	154 426	146 038	145 228	
Emisja CO ₂ [w Mt]	378,7	382,8	365,2	351,4	312,4	285,6	357,4	320,5	295,6		
Zależność energetyczna [w %]	51,4	50,5	51,3	50,9	49,9	50,8	50,9	49,9	50,8		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.12. Scenariusze energetyczne dla Grecji do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	11 243	11 427	11 316	11 243	11 427	11 316	11 636	12 218	12 470		
PKB [w mld euro]	215,3	284,2	341,2	224,7	279,6	357,9	215,3	284,2	341,2		
Wzrost PKB [w %]	4	2,8	1,8	1,8	2,4	2,8	4	2,8	1,8		
PKB na osobę [w PPP]	22 184	28 811	34 929	23 152	28 345	36 639	21 435	26 946	31 697		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	8 690	7 037	6 292	9 072	6 924	6 600	9 390	7 402	7 274	
	ropa naftowa	98	100	0	102	98	0	106	105	0	
	gaz ziemny	34	0	0	35	0	0	37	0	0	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	2 208	3 167	4 048	2 305	3 116	4 246	2 386	3 331	4 679	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	418	431	439	436	424	461	452	453	507
		energia z biomasy	1 392	1 820	2 206	1 453	1 791	2 314	1 504	1 914	2 550
		energia wiatrowa	254	581	938	265	572	984	274	611	1 084
		energia słoneczna	142	274	350	148	270	367	153	288	405
		energia geotermalna	2	62	114	2	61	120	2	65	132
	łącna produkcja energii	11 030	10 304	10 340	11 515	10 139	10 847	11 918	10 839	11 953	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	8 915	8 120	7 683	9 307	7 990	8 059	9 633	8 541	8 882
		ropa naftowa	18 290	19 425	18 989	19 095	19 114	19 919	19 763	20 433	21 951
gaz ziemny		4 354	5 750	6 485	4 546	5 658	6 803	4 705	6 048	7 497	
energia jądrowa		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
energia odnawialna		2 208	3 167	4 048	2 305	3 116	4 246	2 386	3 331	4 679	
łącna konsumpcja energii		34 033	36 679	37 380	35 530	36 092	39 212	36 774	38 582	43 211	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	26 109	29 870	30 787	24 015	25 953	28 365	24 856	27 744	31 258		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	68,9	80,0	88,2	71,9	78,7	92,5	74,4	84,2	102,0		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	6,1	7,0	7,8	6,4	6,9	8,2	6,4	6,9	8,2		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	326	339	349	340	334	366	352	357	403	
	ropa naftowa	15 321	16 402	16 343	15 995	16 140	17 144	16 555	17 253	18 892	
	gaz ziemny	843	1 483	1 646	880	1 459	1 727	911	1 560	1 903	
	energia elektryczna	5 075	5 863	6 420	5 298	5 769	6 735	5 484	6 167	7 422	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	266	216	175	278	213	184	287	227	202		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	4 071	4 302	4 369	4 250	4 233	4 583	4 399	4 525	5 051	
	transport	9 113	10 255	10 657	9 514	10 091	11 179	9 847	10 787	12 319	
	gospodarstwa domowe	6 370	7 342	7 571	6 650	7 225	7 942	6 883	7 723	8 752	
	rolnictwo	1 427	1 640	1 715	1 490	1 614	1 799	1 542	1 725	1 982	
	usługi	2 053	2 360	2 467	2 144	2 322	2 588	2 219	2 482	2 852	
	pozostałe	0	0	1	0	0	1	0	0	1	
	łącna konsumpcja energii	23 034	25 899	26 780	24 047	25 485	28 092	24 889	27 243	30 958	
Emisja CO ₂ [w Mt]	100,2	103,3	101,7	104,6	101,6	106,7	108,3	108,7	117,6		
Zależność energetyczna [w %]	70,3	74,4	74,9	67,6	71,9	72,3	67,6	71,9	72,3		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.13. Scenariusze energetyczne dla Hiszpanii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	44 433	45 559	45 379	44 433	45 559	45 379	48 399	50 640	51 533		
PKB [w mld euro]	1 065	1 410,8	1 674,6	990,9	1 208	1 518,2	1 065	1 410,8	1 674,6		
Wzrost PKB [w %]	3,3	2,9	1,7	0,3	2,2	2,6	3,3	2,9	1,7		
PKB na osobę [w PPP]	26 266	33 935	40 440	24 439	29 056	36 663	24 114	30 530	35 610		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	5 856	4 251	2 577	5 446	3 639	2 337	5 931	4 046	2 655	
	ropa naftowa	166	100	0	154	86	0	168	95	0	
	gaz ziemny	130	0	0	121	0	0	132	0	0	
	energia jądrowa	15 753	14 989	10 652	14 650	12 831	9 661	15 954	14 268	10 975	
	energia odnawialna	13 369	21 209	26 019	12 433	18 155	23 599	13 540	20 188	26 809	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	2 359	2 298	2 552	2 194	1 967	2 315	2 389	2 187	2 629
		energia z biomasy	7 693	11 401	14 929	7 154	9 759	13 541	7 791	10 852	15 382
		energia wiatrowa	3 032	6 723	7 293	2 820	5 755	6 615	3 071	6 399	7 514
		energia słoneczna	276	779	1 237	257	667	1 122	280	742	1 275
		energia geotermalna	8	8	8	7	7	7	8	8	8
	łącznie produkcja energii	35 274	40 549	39 248	32 805	34 710	35 598	35 724	38 597	40 439	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	21 511	21 645	26 283	20 005	18 528	23 839	21 786	20 603	27 081
		ropa naftowa	71 038	75 147	75 604	66 065	64 326	68 573	71 945	71 530	77 899
gaz ziemny		35 138	38 360	33 285	32 678	32 836	30 189	35 587	36 514	34 295	
energia jądrowa		15 753	14 989	10 652	14 650	12 831	9 661	15 954	14 268	10 975	
energia odnawialna		13 591	21 540	26 452	12 640	18 438	23 992	13 765	20 503	27 255	
łącznie konsumpcja energii	157 295	171 906	172 279	146 284	147 152	156 257	159 304	163 633	177 508		
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	130 537	140 732	142 672	113 480	112 442	120 659	123 579	125 035	137 069		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	330,4	386,8	416,8	307,3	331,1	378,0	334,6	368,2	429,5		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	7,4	8,5	9,2	6,9	7,3	8,3	6,9	7,3	8,3		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 633	1 602	1 598	1 519	1 371	1 449	1 654	1 525	1 647	
	ropa naftowa	56 829	61 325	61 428	52 851	52 494	55 715	57 555	58 374	63 292	
	gaz ziemny	20 792	24 277	24 029	19 337	20 781	21 794	21 058	23 109	24 758	
	energia elektryczna	24 489	28 798	30 537	22 775	24 651	27 697	24 802	27 412	31 464	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	264	225	3	246	193	3	267	214	3		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	34 229	39 390	40 532	31 833	33 718	36 763	34 666	37 494	41 762	
	transport	44 791	51 750	53 980	41 656	44 298	48 960	45 363	49 259	55 618	
	gospodarstwa domowe	16 865	17 768	17 664	15 684	15 209	16 021	17 080	16 913	18 200	
	rolnictwo	3 410	3 713	3 772	3 172	3 178	3 422	3 454	3 534	3 887	
	usługi	9 221	10 038	10 200	8 575	8 593	9 251	9 338	9 555	10 509	
	pozostałe	0	-1	0	0	-1	0	0	-1	0	
	łącznie konsumpcja energii	108 516	122 658	126 148	100 920	104 995	114 416	109 902	116 755	129 977	
Emisja CO ₂ [w Mt]	357,7	375,2	381,3	332,7	321,2	345,8	362,3	357,1	392,9		
Zależność energetyczna [w %]	78,7	77,6	78,4	77,6	76,4	77,2	77,6	76,4	77,2		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.14. Scenariusze energetyczne dla Holandii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony			
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	
Liczba ludności [w tys.]	16 611	17 209	17 589	16 611	17 209	17 589	16 826	17 754	18 453	
PKB [w mld euro]	579,8	702,6	811,6	546,2	615,1	713,6	579,8	702,6	811,6	
Wzrost PKB [w %]	2	1,9	1,5	0,4	1,3	1,6	2	1,9	1,5	
PKB na osobę [w PPP]	32 631	38 168	43 136	30 740	33 414	37 928	32 214	36 996	41 117	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	53 300	49 180	32 670	50 209	43 033	28 717	50 861	30 124	
	energia jądrowa	1 022	1 024	1 045	963	896	919	975	925	
	energia odnawialna	2 545	3 763	4 948	2 397	3 293	4 349	2 429	3 398	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	8	9	9	8	8	8	8	8
		energia z biomasy	2 092	2 845	3 740	1 971	2 489	3 287	1 996	2 569
		energia wiatrowa	360	641	812	339	561	714	344	579
		energia słoneczna	84	268	387	79	235	340	80	242
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącznie produkcja energii	56 867	53 967	38 663	53 569	47 221	33 985	54 265	48 732	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	7 718	11 630	12 636	7 270	10 176	11 107	7 365	10 502
		ropa naftowa	32 645	33 096	33 700	30 752	28 959	29 622	31 151	29 886
gaz ziemny		37 152	38 628	37 689	34 997	33 800	33 129	35 452	34 881	
energia jądrowa		1 022	1 024	1 045	963	896	919	975	925	
energia odnawialna		3 137	4 567	6 004	2 955	3 996	5 278	2 993	4 124	
łącznie konsumpcja energii		83 012	89 540	91 651	78 197	78 348	80 561	79 214	80 855	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	43 749	54 652	73 316	24 629	31 126	46 576	24 949	32 122		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	116,5	151,5	168,1	109,7	132,6	147,8	111,2	136,8		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	7,0	8,8	9,6	6,6	7,7	8,4	6,6	7,7		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 504	1 580	1 496	1 417	1 383	1 315	1 435	1 427	
	ropa naftowa	18 168	19 094	20 036	17 114	16 707	17 612	17 337	17 242	
	gaz ziemny	20 446	19 811	19 550	19 260	17 335	17 184	19 511	17 889	
	energia elektryczna	10 039	12 053	13 207	9 457	10 546	11 609	9 580	10 884	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	1 337	594	577	1 259	520	507	1 276	536		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	15 458	16 717	17 271	14 561	14 627	15 181	14 751	15 095	
	transport	16 095	17 680	18 809	15 161	15 470	16 533	15 359	15 965	
	gospodarstwa domowe	10 362	10 795	11 061	9 761	9 446	9 723	9 888	9 748	
	rolnictwo	3 936	4 102	4 132	3 708	3 589	3 632	3 756	3 704	
	usługi	7 991	8 327	8 389	7 528	7 287	7 374	7 625	7 520	
	pozostałe	1	1	1	1	1	1	1	1	
	łącznie konsumpcja energii	53 843	57 622	59 663	50 720	50 419	52 444	51 379	52 033	
Emisja CO ₂ [w Mt]	173,4	192,8	196,6	163,3	168,7	172,8	165,5	174,1		
Zależność energetyczna [w %]	43,5	50,3	65,5	31,5	39,7	57,8	31,5	39,7		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.15. Scenariusze energetyczne dla Irlandii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	4 363	4 756	5 066	4 363	4 756	5 066	4 658	5 199	5 643		
PKB [w mld euro]	203,3	286,2	365,1	162,1	193,6	238,7	203,3	286,2	365,1		
Wzrost PKB [w %]	5	3,5	2,5	-2,9	1,9	2,3	5	3,5	2,5		
PKB na osobę [w PPP]	38 495	49 714	59 538	30 694	33 629	38 926	36 057	45 478	53 450		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	752	728	672	599	493	439	640	539	490	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	498	575	500	397	389	327	424	425	364	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	708	1 133	1 501	564	767	982	603	838	1 094	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	74	80	83	59	54	54	63	59	60
		energia z biomasy	370	587	783	295	397	512	315	434	570
		energia wiatrowa	252	415	568	201	281	371	215	307	414
		energia słoneczna	12	51	67	10	35	44	10	38	49
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącзна produkcja energii	1 958	2 436	2 673	1 561	1 649	1 748	1 667	1 803	1 947	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	2 812	3 379	2 820	2 241	2 288	1 844	2 394	2 500	2 055	
	ropa naftowa	10 423	10 125	10 293	8 307	6 855	6 732	8 872	7 492	7 499	
	gaz ziemny	3 748	4 331	4 606	2 987	2 932	3 012	3 190	3 205	3 356	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	708	1 259	1 669	564	852	1 092	603	932	1 216	
	łącзна konsumpcja energii	17 771	19 188	19 500	14 163	12 990	12 753	15 127	14 198	14 207	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	15 928	16 887	16 969	12 603	11 341	11 005	13 460	12 396	12 259		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	31,7	36,7	38,7	25,3	24,8	25,3	27,0	27,2	28,2		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	7,3	7,7	7,6	5,8	5,2	5,0	5,8	5,2	5,0		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	619	485	362	493	328	237	527	359	264	
	ropa naftowa	8 733	9 303	9 471	6 960	6 298	6 194	7 433	6 884	6 900	
	gaz ziemny	1 632	1 867	2 130	1 301	1 264	1 393	1 389	1 382	1 552	
	energia elektryczna	2 435	2 847	3 039	1 941	1 927	1 988	2 073	2 107	2 214	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	80	95	112	64	64	73	68	70	82		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	2 733	3 032	3 284	2 178	2 053	2 148	2 326	2 244	2 393	
	transport	5 696	6 371	6 610	4 540	4 313	4 323	4 848	4 714	4 816	
	gospodarstwa domowe	3 139	3 311	3 342	2 502	2 242	2 186	2 672	2 450	2 435	
	rolnictwo	328	365	382	261	247	250	279	270	278	
	usługi	1 801	2 005	2 096	1 436	1 357	1 371	1 533	1 484	1 527	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącзна konsumpcja energii	13 697	15 084	15 714	10 917	10 212	10 277	11 659	11 162	11 449	
Emisja CO ₂ [w Mt]	49,9	52,3	51,2	39,8	35,4	33,5	42,5	38,7	37,3		
Zależność energetyczna [w %]	89,0	87,4	86,4	89,0	87,3	86,3	89,0	87,3	86,3		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.16. Scenariusze energetyczne dla Litwy do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	3 339	3 182	3 092	3 339	3 182	3 092	3 280	3 069	3 012		
PKB [w mld euro]	28,1	44,7	64,6	23,2	30	39,6	28,1	44,7	64,6		
Wzrost PKB [w %]	7,1	4,7	3,8	-1,1	2,9	3,2	7,1	4,7	3,8		
PKB na osobę [w PPP]	15 633	26 096	38 811	12 907	17 514	23 791	15 914	27 056	39 842		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	9	5	4	7	3	2	7	3	2	
	ropa naftowa	238	279	284	197	187	174	193	180	170	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	0	2 799	2 892	0	1 878	1 773	0	1 811	1 727	
	energia odnawialna	865	1 240	1 902	715	832	1 166	702	802	1 136	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	33	36	37	27	24	23	27	23	22
		energia z biomasy	819	1 175	1 813	677	788	1 111	665	760	1 082
		energia wiatrowa	11	27	47	9	18	29	9	17	28
		energia słoneczna	0	2	5	0	1	3	0	1	3
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	1 112	4 323	5 082	920	2 901	3 115	903	2 796	3 034	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	355	313	321	294	210	197	288	202	192
		ropa naftowa	2 941	3 407	3 452	2 432	2 286	2 116	2 388	2 204	2 061
gaz ziemny		3 663	3 628	4 231	3 029	2 434	2 594	2 975	2 347	2 526	
energia jądrowa		0	2 799	2 892	0	1 878	1 773	0	1 811	1 727	
energia odnawialna		843	1 210	1 855	697	812	1 137	685	783	1 108	
łącna konsumpcja energii		7 826	10 939	12 332	6 472	7 340	7 560	6 356	7 076	7 363	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	6 882	6 819	7 463	5 552	4 439	4 444	5 453	4 280	4 329		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	12,0	21,7	25,3	9,9	14,6	15,5	9,7	14,0	15,1		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	3,6	6,8	8,2	3,0	4,6	5,0	3,0	4,6	5,0		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	173	166	172	143	111	105	140	107	103	
	ropa naftowa	1 996	2 244	2 346	1 651	1 506	1 438	1 621	1 452	1 401	
	gaz ziemny	535	687	630	442	461	386	434	444	376	
	energia elektryczna	904	1 191	1 459	748	799	894	734	770	871	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	24	-417	-419	20	-280	-257	19	-270	-250		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	1 132	1 508	1 917	936	1 012	1 175	919	975	1 145	
	transport	1 698	2 022	2 119	1 404	1 357	1 299	1 379	1 308	1 265	
	gospodarstwa domowe	1 524	1 820	2 120	1 260	1 221	1 300	1 238	1 177	1 266	
	rolnictwo	129	153	172	106	103	105	104	99	102	
	usługi	665	794	887	550	532	544	540	513	530	
	pozostałe	1	0	0	1	0	0	1	0	0	
	łącna konsumpcja energii	5 149	6 297	7 215	4 258	4 225	4 423	4 182	4 073	4 308	
Emisja CO ₂ [w Mt]	16,1	16,4	17,3	13,3	11,0	10,6	13,1	10,6	10,3		
Zależność energetyczna [w %]	86,1	61,2	59,5	85,8	60,5	58,8	85,8	60,5	58,8		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.17. Scenariusze energetyczne dla Luksemburga do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony			
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	
Liczba ludności [w tys.]	477	521	567	477	521	567	513	585	659	
PKB [w mld euro]	36,6	51,2	66,1	34,8	43,3	55,4	36,6	51,2	66,1	
Wzrost PKB [w %]	3,8	3,4	2,6	0,9	2,4	2,8	3,8	3,4	2,6	
PKB na osobę [w PPP]	66 997	85 808	10 1792	63 702	72 568	85 314	62 296	76 420	87 581	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	149	222	273	142	188	229	152	211	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	9	9	10	9	8	8	9	9
		energia z biomasy	89	139	184	85	117	154	91	132
		energia wiatrowa	11	18	14	10	15	12	11	17
		energia słoneczna	40	56	66	38	47	55	41	53
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	149	222	273	142	188	229	152	211	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	54	47	30	51	40	25	55	45	
	ropa naftowa	3 356	3 476	3 448	3 188	2 937	2 893	3 427	3 298	
	gaz ziemny	1 161	1 405	1 428	1 103	1 187	1 198	1 186	1 333	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	187	374	474	178	316	398	191	355	
	łącna konsumpcja energii	5 110	5 730	5 779	4 855	4 842	4 849	5 219	5 639	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	4 961	5 411	5 506	4 713	4 654	4 620	5 066	5 227		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	2,9	4,1	3,9	2,8	3,5	3,3	3,0	3,9		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	6,1	7,9	6,9	5,8	6,6	5,8	5,8	6,7		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	54	47	30	51	40	25	55	45	
	ropa naftowa	3 330	3 445	3 413	3 164	2 911	2 864	3 401	3 269	
	gaz ziemny	726	797	861	690	673	722	741	756	
	energia elektryczna	582	663	716	553	560	601	594	629	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	353	331	400	335	280	336	361	314		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	985	1 127	1 245	936	952	1 045	1 006	1 069	
	transport	3 951	3 294	3 318	3 753	2 783	2 784	4 035	3 126	
	gospodarstwa domowe	696	713	722	661	602	606	711	677	
	rolnictwo	24	28	29	23	24	25	25	27	
	usługi	119	137	143	113	116	120	121	130	
	pozostałe	0	0	-1	-855	0	-1	-919	0	
	łącna konsumpcja energii	4 875	5 299	5 456	4 631	4 478	4 578	4 979	5 028	
Emisja CO ₂ [w Mt]	13,0	13,9	13,8	12,4	11,7	11,6	13,3	13,2		
Zależność energetyczna [w %]	97,1	96,1	95,3	97,1	96,1	95,3	97,1	96,1		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.18. Scenariusze energetyczne dla Łotwy do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	2 241	2 115	2 022	2 241	2 115	2 022	2 218	2 059	1 988		
PKB [w mld euro]	18,9	31,8	43,4	14,3	17,8	22,8	18,9	31,8	43,4		
Wzrost PKB [w %]	8,1	5,4	3,1	-3,5	2,4	2,8	8,1	5,4	3,1		
PKB na osobę [w PPP]	14 998	26 738	38 170	11 348	14 966	20 052	15 153	27 465	38 822		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	4	4	3	3	2	2	3	2	2	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	2 560	3 134	3 372	1 938	1 755	1 770	1 919	1 708	1 740	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	261	261	260	198	146	137	196	142	134
		energia z biomasy	2 268	2 777	2 983	1 717	1 555	1 566	1 700	1 513	1 539
		energia wiatrowa	30	92	122	23	52	64	22	50	63
		energia słoneczna	0	4	7	0	2	4	0	2	4
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	2 564	3 138	3 375	1 941	1 757	1 772	1 922	1 710	1 742	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	82	86	91	62	48	48	61	47	47	
	ropa naftowa	1 732	2 207	2 495	1 311	1 236	1 310	1 298	1 203	1 288	
	gaz ziemny	1 594	2 109	2 387	1 207	1 181	1 253	1 195	1 149	1 232	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	1 910	2 339	2 517	1 446	1 310	1 321	1 431	1 274	1 299	
	łącna konsumpcja energii	5 490	6 965	7 800	4 156	3 900	4 095	4 114	3 795	4 025	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	3 252	4 277	4 961	2 215	2 143	2 323	2 193	2 085	2 284		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	6,7	9,2	11,0	5,1	5,2	5,8	5,0	5,0	5,7		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	3,0	4,3	5,4	2,3	2,4	2,9	2,3	2,4	2,9		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	78	74	83	59	41	44	58	40	43	
	ropa naftowa	1 521	1 927	2 282	1 151	1 079	1 198	1 140	1 050	1 178	
	gaz ziemny	596	807	1 062	451	452	558	447	440	548	
	energia elektryczna	702	952	1 175	531	533	617	526	519	606	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	172	225	309	130	126	162	129	123	159		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	1 088	1 563	1 932	824	875	1 014	815	852	997	
	transport	1 287	1 761	1 983	974	986	1 041	965	960	1 023	
	gospodarstwa domowe	1 586	1 751	1 845	1 201	981	969	1 189	954	952	
	rolnictwo	187	226	242	142	126	127	140	123	125	
	usługi	705	849	909	533	476	477	528	463	469	
	pozostałe	1	1	0	1	1	0	1	1	0	
	łącna konsumpcja energii	4 854	6 151	6 910	3 674	3 445	3 628	3 638	3 352	3 566	
Emisja CO ₂ [w Mt]	8,9	11,5	13,0	6,7	6,4	6,8	6,7	6,3	6,7		
Zależność energetyczna [w %]	55,9	57,7	59,5	53,3	54,9	56,7	53,3	54,9	56,7		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.19. Scenariusze energetyczne dla Malty do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	420	454	479	420	454	479	443	499	548		
PKB [w mld euro]	5,2	7,4	9,8	5,4	6,1	7,2	5,2	7,4	9,8		
Wzrost PKB [w %]	1,4	3,7	2,8	1,8	1,4	1,8	1,4	3,7	2,8		
PKB na osobę [w PPP]	17 796	23 428	29 407	18 480	19 312	21 605	16 872	21 315	25 704		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0		
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0		
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0		
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0		
	energia odnawialna	2	16	25	2	13	18	2	15	21	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	0	0	0	0	0	0	0	0	
		energia z biomasy	0	0	0	0	0	0	0	0	
		energia wiatrowa	0	2	5	0	2	4	0	2	4
		energia słoneczna	2	14	20	2	12	15	2	13	17
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącna produkcja energii	2	16	25	2	13	18	2	15	21	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0	
		ropa naftowa	930	703	513	962	583	378	1 014	641	432
gaz ziemny		59	106	220	61	88	162	64	97	185	
energia jądrowa		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
energia odnawialna		3	27	43	3	22	32	3	25	36	
łącna konsumpcja energii	991	921	884	1 025	764	651	1 080	840	744		
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	989	905	859	1 023	750	632	1 078	825	723		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	2,2	1,6	1,7	2,3	1,3	1,3	2,4	1,5	1,4		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	5,2	3,5	3,5	5,4	2,9	2,6	5,4	2,9	2,6		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0		
	ropa naftowa	429	488	493	444	405	363	468	445	415	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia elektryczna	174	213	241	180	177	177	190	194	203	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	0	85	108	0	70	79	0	78	91		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	50	62	74	52	51	54	54	57	62	
	transport	378	439	452	391	364	333	412	400	381	
	gospodarstwa domowe	102	124	134	105	103	99	111	113	113	
	rolnictwo	2	2	2	2	2	1	2	2	2	
	usługi	74	91	98	77	76	72	81	83	83	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącna konsumpcja energii	606	718	760	627	595	559	660	655	640	
Emisja CO ₂ [w Mt]	3,0	2,4	2,0	3,1	2,0	1,5	3,3	2,2	1,7		
Zależność energetyczna [w %]	99,8	98,2	97,2	99,8	98,3	97,2	99,8	98,3	97,2		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.20. Scenariusze energetyczne dla Niemiec do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	82 627	82 676	81 146	82 627	82 676	81 146	84 457	86 569	86 907		
PKB [w mld euro]	2 470,6	2 927,4	3 277,3	2 257,5	2 358,5	2 502,8	2 470,6	2 927,4	3 277,3		
Wzrost PKB [w %]	1,3	1,7	1,1	-0,9	0,4	0,6	1,3	1,7	1,1		
PKB na osobę [w PPP]	29 093	34 452	39 297	26 584	27 757	30 010	28 463	32 903	36 692		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	45 309	37 998	37 052	41 412	30 626	28 308	42 323	32 066	30 318	
	ropa naftowa	2 860	2 200	0	2 614	1 773	0	2 672	1 857	0	
	gaz ziemny	13 500	11 000	8 500	12 339	8 866	6 494	12 610	9 283	6 955	
	energia jądrowa	33 721	8 796	0	30 821	7 090	0	31 499	7 423	0	
	energia odnawialna	21 759	28 021	32 684	19 888	22 585	24 971	20 325	23 646	26 743	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	1 696	1 800	1 889	1 550	1 451	1 443	1 584	1 519	1 546
		energia z biomasy	15 473	19 078	21 690	14 142	15 377	16 571	14 453	16 100	17 748
		energia wiatrowa	3 660	5 643	7 298	3 345	4 548	5 576	3 419	4 762	5 972
		energia słoneczna	772	1 306	1 587	706	1 053	1 212	721	1 102	1 299
		energia geotermalna	158	194	220	144	156	168	148	164	180
	łącna produkcja energii	117 149	88 015	78 236	107 074	70 940	59 772	109 430	74 274	64 016	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	76 822	86 224	86 518	70 215	69 497	66 100	71 760	72 763	70 793
		ropa naftowa	115 381	113 655	109 825	105 458	91 606	83 906	107 778	95 911	89 864
gaz ziemny		81 653	86 578	89 999	74 631	69 782	68 759	76 273	73 062	73 641	
energia jądrowa		33 721	8 796	0	30 821	7 090	0	31 499	7 423	0	
energia odnawialna		21 759	28 021	32 684	19 888	22 585	24 971	20 325	23 646	26 743	
łącna konsumpcja energii		329 870	324 637	320 476	301 501	261 657	244 844	308 134	273 955	262 228	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	215 277	239 338	245 092	194 427	190 717	185 071	198 704	199 681	198 211		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	637,0	672,8	693,8	582,2	542,3	530,1	595,0	567,8	567,7		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	7,7	8,1	8,6	7,0	6,6	6,5	7,0	6,6	6,5		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	9 778	9 740	8 798	8 937	7 850	6 722	9 134	8 219	7 199	
	ropa naftowa	81 797	81 530	80 768	74 762	65 713	61 707	76 407	68 802	66 088	
	gaz ziemny	65 839	65 173	66 123	60 177	52 529	50 518	61 501	54 998	54 105	
	energia elektryczna	47 627	51 625	53 320	43 531	41 610	40 736	44 489	43 565	43 629	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	535	1 364	1 451	489	1 099	1 109	500	1 151	1 187		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	56 510	55 006	54 608	51 650	44 335	41 721	52 786	46 419	44 683	
	transport	63 860	68 029	69 365	58 368	54 831	52 995	59 652	57 408	56 757	
	gospodarstwa domowe	68 107	69 910	71 617	62 250	56 347	54 715	63 619	58 996	58 600	
	rolnictwo	3 510	3 652	3 628	3 208	2 943	2 771	3 279	3 081	2 968	
	usługi	31 593	32 864	32 648	28 876	26 488	24 943	29 511	27 733	26 714	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącna konsumpcja energii	223 580	229 460	231 866	204 352	184 945	177 146	208 848	193 637	189 723	
Emisja CO ₂ [w Mt]	764,1	810,8	813,1	698,4	653,5	621,2	713,8	684,2	665,3		
Zależność energetyczna [w %]	64,8	73,1	75,8	64,5	72,9	75,6	64,5	72,9	75,6		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.21. Scenariusze energetyczne dla Polski do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	37 833	37 065	36 542	37 833	37 065	36 542	37 603	36 404	36 142		
PKB [w mld euro]	301,3	472,2	654,3	303,9	368	459,6	301,3	472,2	654,3		
Wzrost PKB [w %]	3,7	4,6	3,3	3,9	2,1	2,5	3,7	4,6	3,3		
PKB na osobę [w PPP]	13 848	22 153	31 135	13 968	17 264	21 870	13 933	22 555	31 480		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	57 160	51 527	43 917	57 674	40 140	30 830	57 328	39 417	30 491	
	ropa naftowa	750	700	600	757	545	421	752	535	417	
	gaz ziemny	3 200	3 000	2 700	3 229	2 337	1 895	3 209	2 295	1 875	
	energia jądrowa	0	0	8 367	0	0	5 874	0	0	5 809	
	energia odnawialna	7 379	10 389	13 145	7 445	8 093	9 228	7 401	7 947	9 126	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	211	261	299	213	203	210	212	200	208
		energia z biomasy	7 027	9 704	12 243	7 090	7 559	8 595	7 048	7 423	8 500
		energia wiatrowa	128	300	392	129	234	275	128	229	272
		energia słoneczna	4	113	198	4	88	139	4	86	137
		energia geotermalna	10	11	13	10	9	9	10	8	9
	łącznie produkcja energii	68 489	65 616	68 729	69 105	51 115	48 248	68 691	50 195	47 717	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	53 714	55 230	47 810	54 197	43 024	33 563	53 872	42 250	33 193
		ropa naftowa	26 520	33 030	35 939	26 759	25 730	25 229	26 598	25 267	24 952
		gaz ziemny	14 111	19 093	23 309	14 238	14 873	16 363	14 153	14 606	16 183
energia jądrowa		0	0	8 367	0	0	5 874	0	0	5 809	
energia odnawialna		7 288	10 263	12 987	7 354	7 995	9 117	7 309	7 851	9 017	
łącznie konsumpcja energii	100 775	117 108	127 548	101 682	91 227	89 539	101 072	89 585	88 554		
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	32 654	51 934	59 300	32 577	40 112	41 291	32 381	39 390	40 837		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	169,0	204,2	236,5	170,5	159,1	166,0	169,5	156,2	164,2		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	4,5	5,5	6,5	4,5	4,3	4,5	4,5	4,3	4,5		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	11 688	10 863	10 428	11 793	8 462	7 320	11 722	8 310	7 240	
	ropa naftowa	20 424	25 600	27 334	20 608	19 942	19 188	20 484	19 583	18 977	
	gaz ziemny	10 657	14 043	16 393	10 753	10 939	11 508	10 688	10 743	11 381	
	energia elektryczna	9 701	12 719	14 947	9 788	9 908	10 493	9 730	9 730	10 377	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	- 859	- 510	- 861	- 867	- 397	- 604	- 862	- 390	- 598		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	17 763	22 387	25 487	17 923	17 439	17 892	17 815	17 126	17 695	
	transport	14 891	19 578	21 647	15 025	15 251	15 196	14 935	14 977	15 029	
	gospodarstwa domowe	19 484	21 316	22 186	19 659	16 605	15 575	19 541	16 306	15 403	
	rolnictwo	5 093	6 233	7 105	5 139	4 856	4 988	5 108	4 768	4 933	
	usługi	6 482	7 934	9 043	6 540	6 180	6 348	6 501	6 069	6 278	
	pozostałe	- 1	0	- 1	- 1	0	- 1	- 1	0	- 1	
	łącznie konsumpcja energii	63 712	77 448	85 467	64 285	60 332	59 998	63 900	59 246	59 338	
Emisja CO ₂ [w Mt]	304,8	337,5	323,3	307,5	262,9	227,0	305,7	258,2	224,5		
Zależność energetyczna [w %]	32,3	44,2	46,3	32,0	44,0	46,1	32,0	44,0	46,1		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.22. Scenariusze energetyczne dla Portugalii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony			
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	
Liczba ludności [w tys.]	10 655	10 771	10 660	10 655	10 771	10 660	11 054	11 336	11 376	
PKB [w mld euro]	162,8	212,8	272,8	151,7	167,4	189,9	162,8	212,8	272,8	
Wzrost PKB [w %]	1,3	2,7	2,5	-0,8	1	1,3	1,3	2,7	2,5	
PKB na osobę [w PPP]	18 706	24 188	31 330	17 431	19 027	21 810	18 031	22 982	29 359	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	5 114	6 060	7 543	4 766	4 769	5 250	4 943	5 017	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	870	871	872	811	685	607	841	721
		energia z biomasy	3 326	3 917	4 877	3 100	3 083	3 394	3 215	3 622
		energia wiatrowa	768	1 008	1 401	716	793	975	742	1 040
		energia słoneczna	68	172	217	63	135	151	66	142
		energia geotermalna	82	91	176	76	72	122	79	131
	łącna produkcja energii	5 114	6 060	7 543	4 766	4 769	5 250	4 943	5 017	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 482	5 145	4 748	3 245	4 049	3 305	3 365	3 526
		ropa naftowa	15 466	16 811	16 884	14 414	13 230	11 751	14 948	12 539
gaz ziemny		4 423	4 750	5 750	4 122	3 738	4 002	4 275	3 933	
energia jądrowa		0	0	0	0	0	0	0	0	
energia odnawialna		5 114	5 488	6 831	4 766	4 319	4 754	4 943	5 073	
łącna konsumpcja energii		28 590	32 851	34 993	26 646	25 854	24 355	27 632	25 987	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	24 082	27 463	28 175	21 880	21 085	19 105	22 689	22 181		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	60,9	77,3	93,4	56,8	60,8	65,0	58,9	64,0		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	5,7	7,2	8,8	5,3	5,6	6,1	5,3	5,6		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	4	3	3	4	2	2	4	2	
	ropa naftowa	10 797	11 935	12 061	10 063	9 393	8 394	10 435	9 881	
	gaz ziemny	1 750	2 070	2 346	1 631	1 629	1 633	1 691	1 714	
	energia elektryczna	4 716	5 896	7 025	4 395	4 640	4 889	4 558	4 881	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	105	85	69	98	67	48	101	70		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	5 916	6 619	7 144	5 514	5 209	4 972	5 718	5 480	
	transport	7 587	7 633	9 188	7 071	6 007	6 395	7 333	6 823	
	gospodarstwa domowe	3 628	4 392	4 970	3 381	3 457	3 459	3 506	3 636	
	rolnictwo	718	825	896	669	649	624	694	666	
	usługi	2 403	2 761	3 001	2 240	2 173	2 088	2 323	2 228	
	pozostałe	-1	2	0	-1	2	0	-1	2	
	łącna konsumpcja energii	20 251	23 232	25 289	18 874	18 284	17 601	19 572	18 780	
Emisja CO ₂ [w Mt]	63,1	73,7	73,7	58,8	58,0	51,3	61,0	61,0		
Zależność energetyczna [w %]	82,5	81,9	78,9	82,1	81,6	78,4	82,1	81,6		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.23. Scenariusze energetyczne dla Rumunii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	21 302	20 342	19 244	21 302	20 342	19 244	21 204	19 849	18 594		
PKB [w mld euro]	104,9	185,1	301,8	106,8	149,8	211,1	104,9	185,1	301,8		
Wzrost PKB [w %]	5,7	5,8	5	3,1	4	4,1	5,7	5,8	5		
PKB na osobę [w PPP]	9 902	18 297	31 534	10 081	14 807	22 057	9 948	18 751	32 637		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	6 233	6 954	7 466	6 345	5 626	5 226	6 313	5 491	5 049	
	ropa naftowa	5 608	6 172	6 164	5 709	4 993	4 315	5 680	4 873	4 168	
	gaz ziemny	10 349	11 008	9 822	10 535	8 905	6 875	10 483	8 692	6 642	
	energia jądrowa	1 474	3 609	3 755	1 501	2 920	2 629	1 493	2 850	2 539	
	energia odnawialna	5 775	7 229	9 508	5 879	5 848	6 656	5 850	5 708	6 429	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	1 597	1 653	1 788	1 626	1 337	1 252	1 618	1 305	1 209
		energia z biomasy	4 066	5 350	7 413	4 139	4 328	5 189	4 118	4 224	5 013
		energia wiatrowa	4	14	26	4	11	18	4	11	18
		energia słoneczna	7	71	126	7	57	88	7	56	85
		energia geotermalna	100	142	155	102	115	109	101	112	105
	łącзна produkcja energii	29 439	34 972	36 715	29 969	28 292	25 701	29 819	27 613	24 827	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	9 453	12 531	15 129	9 623	10 138	10 590	9 575	9 894	10 230
		ropa naftowa	10 616	13 190	14 949	10 807	10 671	10 464	10 753	10 415	10 109
gaz ziemny		14 874	16 853	19 352	15 142	13 634	13 546	15 066	13 307	13 086	
energia jądrowa		1 474	3 609	3 755	1 501	2 920	2 629	1 493	2 850	2 539	
energia odnawialna		5 721	7 158	9 410	5 824	5 791	6 587	5 795	5 652	6 363	
łącзна konsumpcja energii		41 890	52 991	62 232	42 644	42 870	43 562	42 431	41 841	42 081	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	12 450	18 018	25 517	12 675	14 577	17 862	12 612	14 228	17 255		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	67,1	92,9	119,7	68,3	75,2	83,8	68,0	73,4	80,9		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	3,1	4,6	6,2	3,2	3,7	4,4	3,2	3,7	4,4		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 742	1 892	1 572	1 773	1 531	1 100	1 764	1 494	1 063	
	ropa naftowa	7 670	10 199	11 865	7 808	8 251	8 306	7 769	8 053	8 023	
	gaz ziemny	8 730	10 418	12 571	8 887	8 428	8 800	8 843	8 226	8 501	
	energia elektryczna	4 153	6 004	7 997	4 228	4 857	5 598	4 207	4 741	5 408	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	-248	-350	-362	-252	-283	-253	-251	-276	-245		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	10 811	14 117	17 575	11 006	11 421	12 303	10 951	11 147	11 884	
	transport	5 375	7 632	9 634	5 472	6 174	6 744	5 444	6 026	6 515	
	gospodarstwa domowe	8 580	9 995	11 426	8 734	8 086	7 998	8 691	7 892	7 726	
	rolnictwo	754	957	1 039	768	774	727	764	756	703	
	usługi	2 524	3 205	3 478	2 569	2 593	2 435	2 557	2 530	2 352	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącзна konsumpcja energii	28 044	35 906	43 152	28 549	29 048	30 206	28 406	28 351	29 179	
Emisja CO ₂ [w Mt]	96,8	120,3	140,3	98,5	97,3	98,2	98,0	95,0	94,9		
Zależność energetyczna [w %]	29,7	34,0	41,0	29,7	34,0	41,0	29,7	34,0	41,0		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.24. Scenariusze energetyczne dla Słowacji do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	5 354	5 271	5 186	5 354	5 271	5 186	5 351	5 252	5 210		
PKB [w mld euro]	50	77,6	105,7	52	71,9	100,4	50	77,6	105,7		
Wzrost PKB [w %]	5,1	4,5	3,1	5,5	3,8	4	5,1	4,5	3,1		
PKB na osobę [w PPP]	16 927	26 684	36 942	17 604	24 724	35 090	16 936	26 780	36 772		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	846	831	764	880	770	726	879	767	729	
	ropa naftowa	37	39	40	38	36	38	38	36	38	
	gaz ziemny	131	157	182	136	146	173	136	145	174	
	energia jądrowa	3 191	4 066	4 709	3 319	3 769	4 474	3 315	3 754	4 496	
	energia odnawialna	869	1 396	1 933	904	1 294	1 836	903	1 289	1 846	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	391	432	438	407	400	416	406	399	418
		energia z biomasy	470	931	1 425	489	863	1 354	488	860	1 361
		energia wiatrowa	1	11	28	1	10	27	1	10	27
		energia słoneczna	4	20	38	4	19	36	4	18	36
		energia geotermalna	2	3	3	2	3	3	2	3	3
	łącna produkcja energii	5 074	6 489	7 628	5 277	6 015	7 247	5 272	5 991	7 283	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	4 351	4 861	5 218	4 525	4 506	4 957	4 521	4 488	4 982
		ropa naftowa	4 045	4 301	4 353	4 207	3 987	4 135	4 203	3 971	4 156
gaz ziemny		6 141	7 355	8 532	6 387	6 818	8 105	6 380	6 791	8 146	
energia jądrowa		3 191	4 066	4 709	3 319	3 769	4 474	3 315	3 754	4 496	
energia odnawialna		817	1 293	1 776	850	1 199	1 687	849	1 194	1 696	
łącna konsumpcja energii		18 523	21 834	24 342	19 264	20 240	23 125	19 245	20 159	23 241	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	13 448	15 344	16 714	13 987	14 225	15 878	13 973	14 168	15 958		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	32,3	43,0	55,2	33,6	39,9	52,4	33,6	39,7	52,7		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	6,0	8,2	10,6	6,3	7,6	10,1	6,3	7,6	10,1		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 832	1 975	1 922	1 905	1 831	1 826	1 903	1 824	1 835	
	ropa naftowa	2 447	2 676	2 736	2 545	2 481	2 599	2 542	2 471	2 612	
	gaz ziemny	3 502	4 019	4 734	3 642	3 726	4 497	3 638	3 711	4 520	
	energia elektryczna	2 382	3 181	3 879	2 477	2 949	3 685	2 475	2 937	3 703	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	-22	-43	-245	-23	-40	-233	-23	-40	-234		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	4 873	5 583	5 862	5 068	5 175	5 569	5 063	5 155	5 597	
	transport	2 148	2 493	2 636	2 234	2 311	2 504	2 232	2 302	2 517	
	gospodarstwa domowe	2 641	3 023	3 476	2 747	2 802	3 302	2 744	2 791	3 319	
	rolnictwo	155	193	230	161	179	219	161	178	220	
	usługi	1 781	2 221	2 646	1 852	2 059	2 514	1 851	2 051	2 526	
	pozostałe	-1	-1	0	-1	-1	0	-1	-1	0	
	łącna konsumpcja energii	11 597	13 512	14 850	12 061	12 526	14 108	12 049	12 476	14 178	
Emisja CO ₂ [w Mt]	39,4	44,4	48,0	41,0	41,2	45,6	40,9	41,0	45,8		
Zależność energetyczna [w %]	72,6	70,3	68,7	72,6	70,3	68,7	72,6	70,3	68,7		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.25. Scenariusze energetyczne dla Słowenii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	2 010	2 017	2 006	2 010	2 017	2 006	2 059	2 108	2 163		
PKB [w mld euro]	33,7	43,5	52,3	33,6	41,2	52	33,7	43,5	52,3		
Wzrost PKB [w %]	3,7	2,6	1,9	2,8	2,3	2,6	3,7	2,6	1,9		
PKB na osobę [w PPP]	22 429	28 851	34 878	22 362	27 325	34 678	21 895	27 605	32 346		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1 226	1 105	1 294	1 221	1 045	1 288	1 250	1 092	1 388	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	4	0	0	4	0	0	4	0	0	
	energia jądrowa	1 483	1 483	1 362	1 477	1 403	1 355	1 513	1 466	1 461	
	energia odnawialna	857	1 109	1 393	854	1 049	1 386	874	1 096	1 494	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	304	324	371	303	307	369	310	320	398
		energia z biomasy	545	720	924	543	681	919	556	712	991
		energia wiatrowa	0	2	3	0	2	3	0	2	3
		energia słoneczna	7	63	95	7	60	95	7	62	102
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącзна produkcja energii	3 570	3 697	4 049	3 556	3 497	4 029	3 641	3 655	4 343	
Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 579	1 565	1 802	1 573	1 480	1 793	1 610	1 547	1 933	
	ropa naftowa	3 005	3 483	3 719	2 993	3 295	3 700	3 065	3 443	3 989	
	gaz ziemny	1 161	1 367	1 588	1 156	1 293	1 580	1 184	1 351	1 703	
	energia jądrowa	1 483	1 483	1 362	1 477	1 403	1 355	1 513	1 466	1 461	
	energia odnawialna	857	1 109	1 393	854	1 049	1 386	874	1 096	1 494	
łącзна konsumpcja energii	8 136	9 225	9 779	8 103	8 727	9 730	8 298	9 120	10 489		
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	4 566	5 527	5 730	4 548	5 229	5 701	4 657	5 465	6 146		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	16,4	18,0	24,3	16,3	17,0	24,2	16,7	17,8	26,1		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	8,2	8,9	12,1	8,1	8,4	12,1	8,1	8,4	12,1		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	69	99	98	69	94	98	70	98	105	
	ropa naftowa	2 795	3 237	3 445	2 784	3 062	3 428	2 851	3 200	3 695	
	gaz ziemny	783	941	1 018	780	890	1 013	799	930	1 092	
	energia elektryczna	1 261	1 539	1 714	1 256	1 456	1 705	1 286	1 521	1 838	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	52	218	- 86	52	206	- 86	53	216	- 92		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	18	2 072	2 194	18	1 960	2 183	19	2 048	2 353	
	transport	1 886	2 449	2 702	1 878	2 317	2 688	1 924	2 421	2 898	
	gospodarstwa domowe	1 266	1 466	1 561	1 261	1 387	1 553	1 291	1 449	1 674	
	rolnictwo	93	111	120	92	105	119	95	109	129	
	usługi	525	627	680	523	593	677	536	620	729	
	pozostałe	0	0	0	1 812	0	0	1 856	0	0	
łącзна konsumpcja energii	5 608	6 725	7 257	5 586	6 362	7 221	5 720	6 648	7 784		
Emisja CO ₂ [w Mt]	17,2	18,8	20,9	17,1	17,8	20,8	17,5	18,6	22,4		
Zależność energetyczna [w %]	56,1	59,9	58,6	56,1	59,9	58,6	56,1	59,9	58,6		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.26. Scenariusze energetyczne dla Szwecji do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	9 192	9 575	9 911	9 192	9 575	9 911	9 458	10 078	10 635		
PKB [w mld euro]	336	421,2	502,5	308,7	348,9	406,2	336	421,2	502,5		
Wzrost PKB [w %]	2,8	2,3	1,8	-0,5	1,3	1,6	2,8	2,3	1,8		
PKB na osobę [w PPP]	30 287	36 448	42 009	27 826	30 192	33 958	29 435	34 629	39 149		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	306	270	145	281	224	117	289	235	126	
	ropa naftowa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz ziemny	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia jądrowa	19 475	19 477	19 479	17 898	16 127	15 739	18 417	16 982	16 888	
	energia odnawialna	16 295	17 568	18 843	14 975	14 546	15 225	15 409	15 317	16 337	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	6 226	6 279	6 279	5 722	5 199	5 073	5 888	5 475	5 444
		energia z biomasy	9 691	10 820	12 002	8 906	8 959	9 698	9 164	9 434	10 406
		energia wiatrowa	356	425	506	327	352	409	337	371	439
		energia słoneczna	21	44	56	19	36	45	20	38	49
		energia geotermalna	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	łącznie produkcja energii	36 076	37 315	38 467	33 154	30 897	31 081	34 115	32 534	33 350	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	3 335	5 447	4 921	3 065	4 510	3 976	3 154	4 749	4 266
		ropa naftowa	15 969	14 529	14 271	14 676	12 030	11 531	15 101	12 668	12 373
gaz ziemny		1 382	2 767	2 853	1 270	2 291	2 305	1 307	2 413	2 474	
energia jądrowa		19 475	19 477	19 479	17 898	16 127	15 739	18 417	16 982	16 888	
energia odnawialna		16 295	17 568	18 843	14 975	14 546	15 225	15 409	15 317	16 337	
łącznie konsumpcja energii		55 528	58 377	59 009	51 030	48 336	47 679	52 510	50 898	51 160	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	21 489	23 246	22 886	17 876	17 439	16 598	18 395	18 364	17 810		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	173,0	188,8	191,6	159,0	156,3	154,8	163,6	164,6	166,1		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	18,8	19,7	19,3	17,3	16,3	15,6	17,3	16,3	15,6		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	1 594	3 176	3 167	1 465	2 630	2 559	1 507	2 769	2 746	
	ropa naftowa	11 676	11 134	11 380	10 730	9 219	9 195	11 041	9 708	9 866	
	gaz ziemny	1 687	2 406	2 102	1 550	1 992	1 698	1 595	2 098	1 822	
	energia elektryczna	12 148	12 913	13 135	11 164	10 692	10 613	11 488	11 259	11 388	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	-928	-1 411	-1 358	-853	-1 168	-1 097	-878	-1 230	-1 177		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	12 992	14 931	15 855	11 940	12 363	12 811	12 286	13 018	13 746	
	transport	9 087	9 931	10 460	8 351	8 223	8 452	8 593	8 659	9 069	
	gospodarstwa domowe	8 122	8 308	8 274	7 464	6 879	6 685	7 681	7 244	7 173	
	rolnictwo	749	789	814	689	653	657	709	688	705	
	usługi	4 086	4 301	4 435	3 755	3 561	3 584	3 864	3 750	3 845	
	pozostałe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	łącznie konsumpcja energii	35 036	38 260	39 938	32 198	31 679	32 270	33 132	33 358	34 626	
Emisja CO ₂ [w Mt]	53,6	61,5	59,6	49,3	50,9	48,2	50,7	53,6	51,7		
Zależność energetyczna [w %]	37,3	38,4	37,3	35,0	36,1	34,8	35,0	36,1	34,8		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.27. Scenariusze energetyczne dla Węgier do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	9 969	9 693	9 484	9 969	9 693	9 484	10 103	9 913	9 901		
PKB [w mld euro]	104,8	147,4	191,6	85,4	103,6	129,5	104,8	147,4	191,6		
Wzrost PKB [w %]	3,8	3,5	2,7	-1,7	2,1	2,5	3,8	3,5	2,7		
PKB na osobę [w PPP]	17 655	25 539	33 929	14 387	17 950	22 932	17 421	24 972	32 500		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	1 720	1 734	1 741	1 402	1 219	1 177	1 420	1 247	1 229	
	ropa naftowa	1 200	1 000	800	978	703	541	991	719	565	
	gaz ziemny	2 200	1 900	1 700	1 793	1 336	1 149	1 816	1 366	1 200	
	energia jądrowa	3 787	3 940	3 972	3 086	2 770	2 685	3 127	2 834	2 803	
	energia odnawialna	1 328	1 704	2 044	1 082	1 198	1 382	1 096	1 225	1 443	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	16	17	17	13	12	11	13	12	12
		energia z biomasy	1 201	1 534	1 785	979	1 078	1 207	992	1 103	1 260
		energia wiatrowa	6	17	48	5	12	32	5	12	34
		energia słoneczna	13	74	148	11	52	100	11	53	104
		energia geotermalna	93	63	46	76	44	31	77	45	32
	łącзна produkcja energii	10 235	10 278	10 257	8 342	7 225	6 934	8 450	7 392	7 239	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	2 920	2 931	3 062	2 380	2 060	2 070	2 411	2 108	2 161
		ropa naftowa	7 809	8 924	9 135	6 364	6 274	6 175	6 447	6 418	6 447
gaz ziemny		12 589	14 551	15 241	10 260	10 229	10 303	10 393	10 465	10 756	
energia jądrowa		3 787	3 940	3 972	3 086	2 770	2 685	3 127	2 834	2 803	
energia odnawialna		1 328	1 704	2 044	1 082	1 198	1 382	1 096	1 225	1 443	
łącзна konsumpcja energii		28 972	32 353	33 640	23 612	22 744	22 741	23 919	23 267	23 741	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	18 736	22 075	23 384	15 271	15 519	15 807	15 469	15 876	16 502		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	40,5	52,7	60,4	33,0	37,0	40,8	33,4	37,9	42,6		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	4,1	5,4	6,4	3,3	3,8	4,3	3,3	3,8	4,3		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	598	527	511	487	370	345	494	379	361	
	ropa naftowa	5 131	5 919	6 312	4 182	4 161	4 267	4 236	4 257	4 455	
	gaz ziemny	8 334	9 023	9 025	6 792	6 343	6 101	6 881	6 489	6 369	
	energia elektryczna	3 228	3 969	4 485	2 631	2 790	3 032	2 665	2 854	3 165	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	539	302	187	439	212	126	445	217	132		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	3 486	3 869	4 201	2 841	2 720	2 840	2 878	2 782	2 965	
	transport	4 697	5 610	6 098	3 828	3 944	4 122	3 878	4 035	4 304	
	gospodarstwa domowe	7 079	7 424	7 540	5 769	5 219	5 097	5 844	5 339	5 321	
	rolnictwo	688	782	815	561	550	551	568	563	575	
	usługi	3 782	4 299	4 480	3 082	3 022	3 028	3 122	3 091	3 161	
	pozostałe	0	0	-1	0	0	-1	0	0	-1	
	łącзна konsumpcja energii	19 732	21 984	23 133	16 082	15 455	15 638	16 291	15 810	16 326	
Emisja CO ₂ [w Mt]	56,5	63,9	66,5	46,0	44,9	45,0	46,6	46,0	46,9		
Zależność energetyczna [w %]	64,7	68,2	69,5	64,7	68,2	69,5	64,7	68,2	69,5		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.28. Scenariusze energetyczne dla Wielkiej Brytanii do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony				
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030		
Liczba ludności [w tys.]	61 078	62 930	64 388	61 078	62 930	64 388	62 598	65 525	67 987		
PKB [w mld euro]	2 033,9	2 560,2	3 065,4	1 927	2 125,6	2 409,4	2 033,9	2 560,2	3 065,4		
Wzrost PKB [w %]	2,5	2,3	1,8	-0,2	1	1,3	2,5	2,3	1,8		
PKB na osobę [w PPP]	29 456	35 987	42 112	27 908	29 878	33 100	28 741	34 562	39 883		
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	10 500	8 000	6 000	9 944	6 640	4 716	10 192	6 912	4 980	
	ropa naftowa	70 000	25 000	18 000	66 290	20 750	14 148	67 947	21 601	14 940	
	gaz ziemny	63 000	24 000	15 000	59 661	19 920	11 790	61 153	20 737	12 450	
	energia jądrowa	18 742	7 517	16 255	17 749	6 239	12 776	18 192	6 495	13 492	
	energia odnawialna	6 396	10 922	15 501	6 057	9 065	12 184	6 208	9 437	12 866	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	417	452	523	395	375	411	405	391	434
		energia z biomasy	4 816	7 352	9 685	4 561	6 102	7 612	4 675	6 352	8 039
		energia wiatrowa	1 003	2 481	4 359	950	2 059	3 426	974	2 144	3 618
		energia słoneczna	159	636	933	151	528	733	154	550	774
		energia geotermalna	1	2	3	1	2	2	1	2	2
	łącna produkcja energii	168 638	75 439	70 756	159 700	62 614	55 614	163 693	65 182	58 729	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	42 753	39 337	33 533	40 487	32 650	26 357	41 499	33 988	27 833
		ropa naftowa	84 458	88 123	90 700	79 982	73 142	71 290	81 981	76 141	75 282
gaz ziemny		73 783	77 897	69 820	69 873	64 655	54 879	71 619	67 305	57 952	
energia jądrowa		18 742	7 517	16 255	17 749	6 239	12 776	18 192	6 495	13 492	
energia odnawialna		7 343	12 367	17 405	6 954	10 265	13 680	7 128	10 685	14 446	
łącna konsumpcja energii		227 928	226 072	228 131	215 848	187 640	179 311	221 244	195 333	189 352	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	61 330	152 748	159 517	56 148	125 025	123 697	57 551	130 151	130 624		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	414,9	451,5	479,2	392,9	374,7	376,7	402,7	390,1	397,7		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	6,8	7,2	7,4	6,4	6,0	5,8	6,4	6,0	5,9		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	4 791	4 680	3 452	4 537	3 884	2 713	4 651	4 044	2 865	
	ropa naftowa	68 652	71 561	73 478	65 013	59 396	57 754	66 639	61 831	60 988	
	gaz ziemny	43 730	42 544	42 755	41 412	35 312	33 605	42 448	36 759	35 487	
	energia elektryczna	31 321	34 068	35 562	29 661	28 276	27 952	30 403	29 436	29 517	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	849	832	417	804	691	328	824	719	346		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	33 935	35 899	36 677	32 136	29 796	28 828	32 940	31 018	30 442	
	transport	57 979	62 983	66 417	54 906	52 276	52 204	56 279	54 419	55 127	
	gospodarstwa domowe	41 094	40 321	39 562	38 916	33 466	31 096	39 889	34 839	32 837	
	rolnictwo	1 025	1 058	1 073	970	878	843	995	914	890	
	usługi	17 607	18 174	18 429	16 674	15 085	14 486	17 091	15 703	15 297	
	pozostałe	-1	0	0	-1	0	0	-1	0	0	
	łącna konsumpcja energii	151 639	158 435	162 158	143 602	131 501	127 456	147 192	136 893	134 594	
Emisja CO ₂ [w Mt]	554,7	559,9	523,9	525,3	464,7	411,8	538,4	483,8	434,8		
Zależność energetyczna [w %]	26,7	66,9	69,3	26,0	66,6	69,0	26,0	66,6	69,0		

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.29. Scenariusze energetyczne dla Włoch do 2030 r.

Wyszczególnienie	Scenariusz niebieski			Scenariusz zielony			Scenariusz czerwony			
	2010	2020	2030	2010	2020	2030	2010	2020	2030	
Liczba ludności [w tys.]	58 698	58 300	57 071	58 698	58 300	57 071	61 217	62 011	61 936	
PKB [w mld euro]	1 541,5	1 864,3	2 168	1 422,6	1 544,4	1 718,5	1 541,5	1 864,3	2 168	
Wzrost PKB [w %]	1,2	1,9	1,5	-1,4	0,9	1,1	1,2	1,9	1,5	
PKB na osobę [w PPP]	25 449	30 988	36 812	23 486	25 671	29 179	24 401	29 133	33 920	
Produkcja energii pierwotnej [w ktoe]	węgiel	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ropa naftowa	6 124	6 000	5 500	5 652	4 968	4 362	5 896	5 286	
	gaz ziemny	11 023	8 000	8 000	10 174	6 624	6 344	10 612	7 048	
	energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0	
	energia odnawialna	13 875	17 838	20 860	12 807	14 770	16 542	13 357	15 715	
	w tym energia ze źródeł odnawialnych	energia wodna	3 243	3 100	3 068	2 993	2 567	2 433	3 122	2 731
		energia z biomasy	5 158	7 604	9 642	4 761	6 296	7 646	4 966	6 699
		energia wiatrowa	464	1 199	1 180	428	993	936	447	1 056
		energia słoneczna	89	945	1 321	82	782	1 048	86	833
		energia geotermalna	4 920	4 990	5 648	4 541	4 132	4 479	4 736	4 860
	łącзна produkcja energii	31 022	31 838	34 360	28 633	26 362	27 247	29 865	28 049	
	Konsumpcja energii pierwotnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	16 943	20 743	21 158	15 638	17 175	16 778	16 311	18 204
		ropa naftowa	83 796	88 512	88 108	77 344	73 288	69 870	80 669	77 978
		gaz ziemny	78 779	88 874	96 024	72 713	73 588	76 147	75 840	78 297
		energia jądrowa	0	0	0	0	0	0	0	0
energia odnawialna		14 789	19 185	22 568	13 650	15 885	17 896	14 237	16 902	
łącзна konsumpcja energii		198 099	221 171	231 584	182 845	183 130	183 646	190 708	194 850	
Import/Eksport energii pierwotnej [w ktoe]	170 615	193 013	200 928	154 212	156 768	156 399	160 843	166 801		
Produkcja energii elektrycznej [w TWh]	341,8	437,8	496,2	315,5	362,5	393,5	329,0	385,7		
Produkcja energii elektrycznej na osobę [w kWh/os.]	5,8	7,5	8,7	5,4	6,2	6,9	5,4	6,2		
Konsumpcja energii finalnej wg paliw [w ktoe]	węgiel	4 437	4 930	4 871	4 095	4 082	3 863	4 271	4 343	
	ropa naftowa	61 131	65 630	66 584	56 424	54 342	52 801	58 850	57 820	
	gaz ziemny	47 209	49 132	52 071	43 574	40 681	41 292	45 448	43 285	
	energia elektryczna	29 409	36 767	41 140	27 145	30 443	32 624	28 312	32 391	
Import/Eksport energii elektrycznej [w ktoe]	3 792	3 857	3 725	3 500	3 194	2 954	3 651	3 398		
Konsumpcja energii finalnej wg sektorów [w ktoe]	przemysł	43 241	46 745	50 260	39 911	38 705	39 856	41 628	41 182	
	transport	46 662	52 649	56 072	43 069	43 593	44 465	44 921	46 383	
	gospodarstwa domowe	35 433	38 790	39 798	32 705	32 118	31 560	34 111	34 174	
	rolnictwo	4 333	5 134	5 427	3 999	4 251	4 303	4 171	4 523	
	usługi	16 300	19 313	20 415	15 045	15 991	16 189	15 692	17 015	
	pozostałe	1	0	1	1	0	1	1	0	
	łącзна konsumpcja energii	145 970	162 631	171 973	134 730	134 658	136 375	140 524	143 277	
Emisja CO ₂ [w Mt]	469,1	518,5	535,2	433,0	429,3	424,4	451,6	456,8		
Zależność energetyczna [w %]	84,6	85,8	85,4	84,3	85,6	85,2	84,3	85,6		

Źródło: opracowanie własne.

4.4. Krytyczna weryfikacja projekcji

4.4.1. Austria

Austria nie planuje budowy elektrowni jądrowych, ani wzrostu wydobycia węgla. Produkcja energii pierwotnej wzrośnie w najbliższych kilku latach, by po spadku za ok. 10 lat ponownie wzrosnąć (rys. 4.18). W kolejnych latach znacznie zmniejszy się wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej. Powyższego spadku ok. 2020 r. nie zrównoważy wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

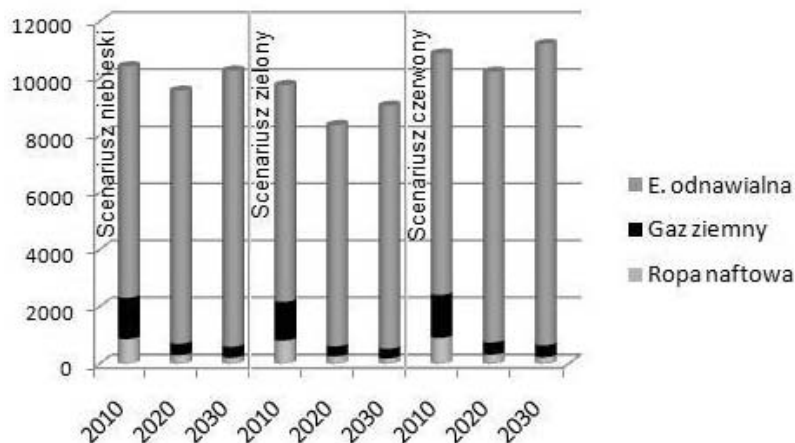
W *scenariuszu zielonym* produkcja energii pierwotnej w całym analizowanym okresie będzie niższa, a w *scenariuszu czerwonym* wyższa, niż w *scenariuszu niebieskim* (bazowym). Większość produkowanej energii będzie pochodziła ze źródeł odnawialnych, w tym w 90% z biomasy i energii wodnej.

Konsumpcja energii w analizowanym okresie będzie systematycznie wzrastała (rys. 4.19). Austria planuje zmniejszać zużycie ropy naftowej, a w to miejsce zwiększać import węgla kamiennego i koksu.

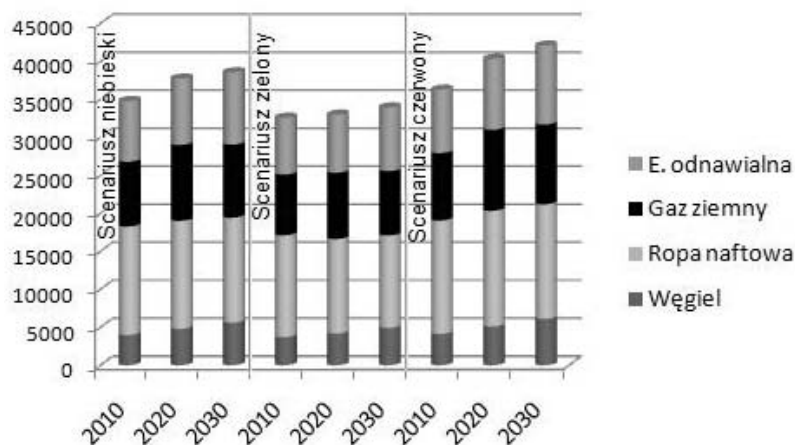
Konsumpcja energii finalnej będzie systematycznie rosła. Dotyczy to w szczególności wykorzystania gazu ziemnego i energii elektrycznej, której wzrost zużycia będzie zaspokajany wzrostem produkcji krajowej, przy

redukcji importu o 6% rocznie w okresie 2010-2020 oraz o 3% rocznie w dekadzie 2020-2030. Największe zapotrzebowanie będą zgłaszały: przemysł i transport, zaś najwyższy przyrost konsumpcji nastąpi w gospodarstwach domowych i usługach.

W Austrii przewiduje się, że PKB rokrocznie do 2020 r. wzrastało będzie o 1,9%, a w kolejnej dekadzie o 1,4%. Zdaniem autora założenia te zostaną zweryfikowane i obniżone. W latach 2010-2030 należy oczekiwać wzrostu liczby ludności, głównie w skutek napływu legalnej i nielegalnej imigracji. Oba ww. czynniki będą oddziaływały na wzrost zapotrzebowania na energię.



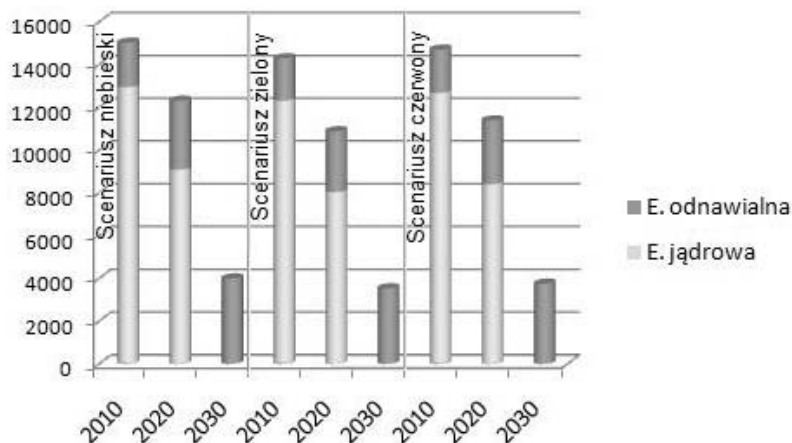
Rysunek 4.18. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Austrii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



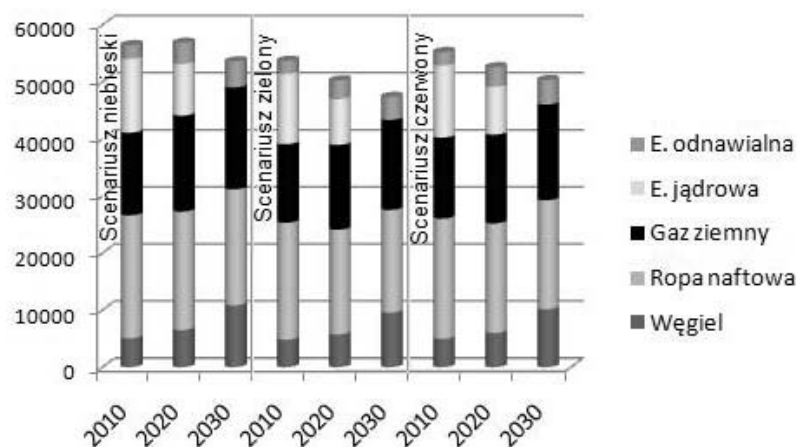
Rysunek 4.19. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Austrii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.2. Belgia

Belgia do 2020 r. planuje zmniejszenie, a od 2025 r. zaprzestanie produkcji energii w elektrowniach jądrowych (rys. 4.20). Rozwijająca się energetyka oparta na odnawialnych źródłach energii nie pokryje zapotrzebowania. Produkcja w tym



Rysunek 4.20. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Belgii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.21. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Belgii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

zakresie oparta będzie głównie na wykorzystaniu biomasy oraz niewielkim potencjale, choć wykazującym tendencję wzrostową, energetyki wiatrowej i słonecznej.

Planowany jest wzrost konsumpcji węgla, zwłaszcza po 2020 r., a także gazu ziemnego i energii odnawialnej, przy spadku importu ropy naftowej (rys. 4.21). Zarówno import energii pierwotnej, jak i produkcja energii elektrycznej będą rosły. W konsumpcji energii finalnej, mimo spadku udziałów, nadal dominowała będzie ropa naftowa wraz z gazem ziemnym.

Import energii elektrycznej będzie stopniowo malał. Pierwszą pozycję w konsumpcji energii finalnej w miejsce przemysłu z czasem zajmie transport. Zapotrzebowanie rolnictwa, usług i gospodarstw domowych pozostanie w zasadzie na niezmiennym poziomie, zbliżonym do obecnego. Zależność energetyczna Belgii (udział importu netto w zaspokajaniu zapotrzebowania na energię) w 2030 r. przekroczy 90%.

Kontynuowany będzie proces liberalizacji rynków energii elektrycznej i gazu, zgodnie z koncepcją utworzenia wspólnego europejskiego rynku energii. Zakłada się, że do 2030 r. intensywność energetyczna będzie się w kraju poprawiała o 1,9% rocznie. Zapotrzebowanie na energię finalną do 2030 r. wzrośnie o 10%. Produkcja energii elektrycznej ma wówczas osiągnąć 112 TWh, a generowana będzie wyłącznie w oparciu o paliwa kopalne (99 TWh) i odnawialne (13 TWh). Oznacza to, iż odnawialne źródła energii będą miały 12% udziału w produkcji energii, co będzie niezgodne z przyjętymi zobowiązaniami międzynarodowymi, gdyż produkcja ta w 2020 r. ma wynieść 13%.

4.4.3. Bułgaria

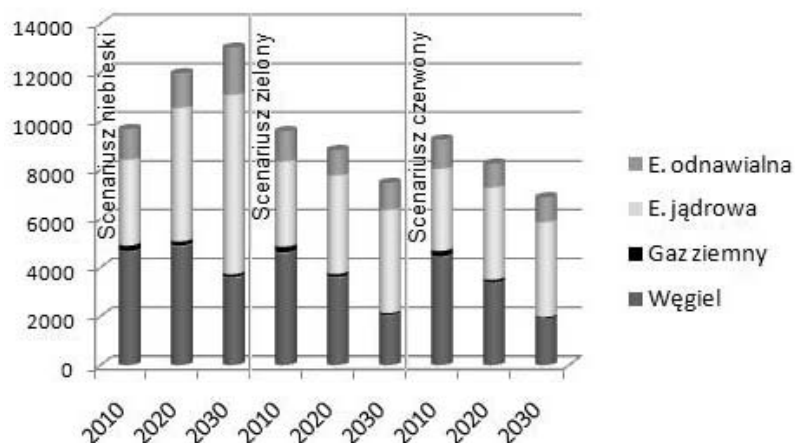
W przypadku Bułgarii przewidywane są największe perturbacje energetyczne. *Scenariusz niebieski* oparty jest o przewidywania Eurostatu, które w znacznej mierze pokrywają się z przewidywaniami poszczególnych krajów członkowskich Unii Europejskiej. Zakłada on znaczny wzrost produkcji energii pierwotnej. Zdaniem autora, jest to mało prawdopodobne. W latach 2010-2030 w Bułgarii znacznie zmniejszy się liczba ludności (o niespełna, a uwzględniając migracje o ponad 20%). Ze względu na obecny kryzys gospodarczy oraz niski poziom rozwoju gospodarczego może nastąpić znaczne spowolnienie inwestycji w sektorze energetyki, zarówno jądrowej, jak i konwencjonalnej. Uwzględniając potrzebę zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla może także znacznie bardziej od planowanego zostać zmniejszone zapotrzebowanie, a przez to wydobycie węgla.

Produkcja energii odnawialnej w badanym okresie oparta będzie głównie na wykorzystaniu biomasy. Nie przewiduje się szybkiego rozwoju energetyki wiatrowej, a wykorzystanie ciepłych wód geotermalnych wręcz zmaleje.

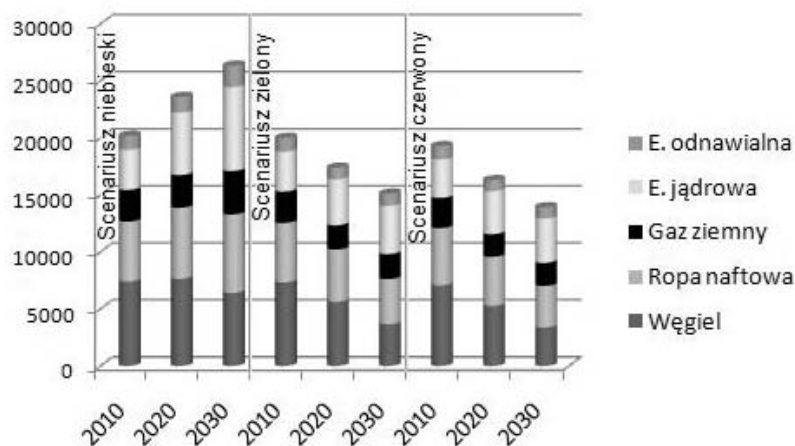
Z podanych wyżej powodów konsumpcja energii pierwotnej będzie wykazywała trendy zbliżone do produkcji (rys. 4.23),

a przewidywany duży eksport energii elektrycznej może okazać się nieco mniejszy. W konsumpcji energii finalnej zakłada się dominację produktów z ropy naftowej oraz energii elektrycznej. Nastąpi znaczny wzrost zużycia energii w transporcie.

W Bułgarii przewiduje się, że do 2020 r. intensywność energetyczna zmaleje dwukrotnie, a do 2030 r. trzykrotnie w porównaniu do 2005 r. Pod tym względem Bułgaria osiągnie największe spadki spośród państw członkowskich Unii Europejskiej. Należy dodać, że Bułgaria ze względu na swoje położenie geograficzne oraz politykę rządu uczestniczy w dwóch konkurencyjnych projektach gazowych, tj. w budowie rosyjskiego gazociągu *Blue Stream* oraz unijnego *Nabucco*.



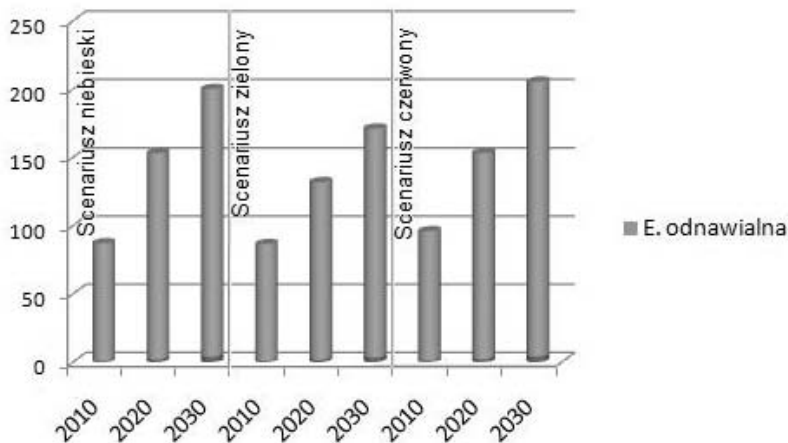
Rysunek 4.22. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Bułgarii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



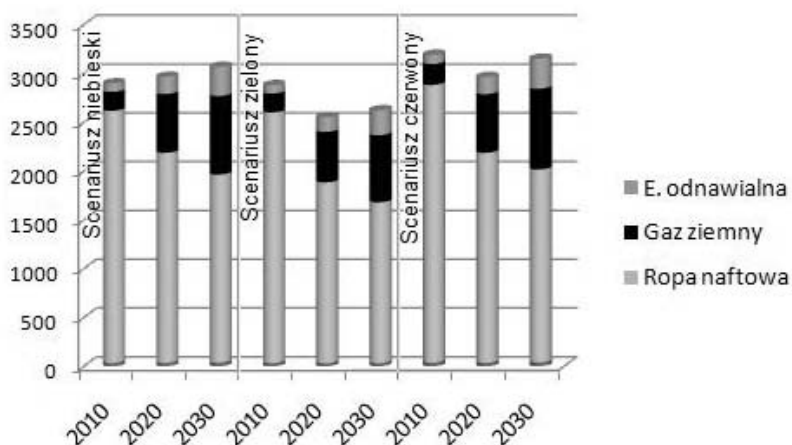
Rysunek 4.23. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Bułgarii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.4. Cypr

Planowane jest niewielkie wydobycie węgla oraz produkcja energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych (rys. 4.24), w szczególności z wykorzystaniem energii słonecznej i biomasy. Zakłada się także dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej, której potencjał dotychczas nie jest wykorzystywany.



Rysunek 4.24. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Cyprze w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.25. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Cyprze w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

W konsumpcji energii finalnej dominować będzie ropa naftowa oraz energia elektryczna. O ile ropa naftowa w całości pochodzi z importu, to cała energia elektryczna wytwarzana jest na miejscu. Głównym konsumentem energii finalnej jest transport, a nieco mniejszymi usługi i gospodarstwa domowe. W okresie 2010-2030 przewidywany jest wzrost zapotrzebowania usług o 50%, transportu o 20%, zaś gospodarstw domowych o 15%.

W latach 2010-2030 przewidywany jest spadek o 2% udziału przemysłu oraz adekwatny wzrost udziału sektora usług w wytwarzaniu PKB, wzrośnie natomiast zużycie energii elektrycznej niezbędnej do wytworzenia jednostki PKB. Planowane jest uruchomienie w 2012 r. terminala naftowego, zaś w 2013 r. terminala LNG w porcie Vasilikos. Funkcjonujące elektrownie zasilane ropą naftową zostaną zmodernizowane i dostosowane do zasilania gazem ziemnym. Duży potencjał tkwi jeszcze w możliwości racjonalizacji zużycia energii w budownictwie i transporcie.

4.4.5. Czechy

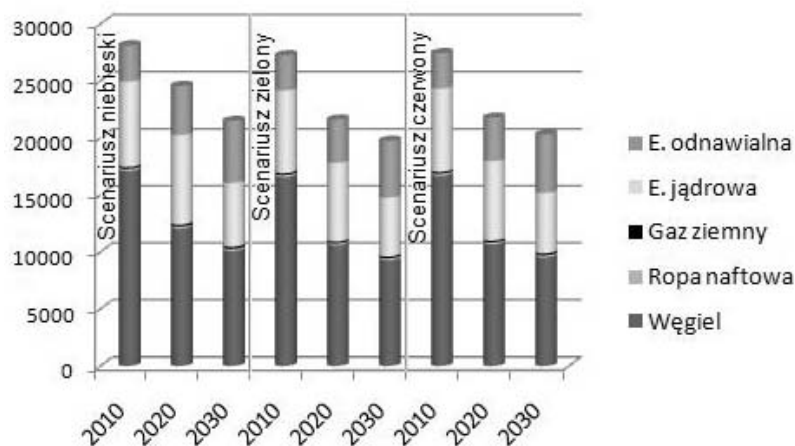
W perspektywie średnio- i długookresowej przewidywany jest w Czechach spadek produkcji energii pierwotnej (rys. 4.26). Dotyczy to głównie zmniejszenia wydobycia węgla oraz obniżenia poziomu produkcji energii w elektrowniach jądrowych. Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego pozostanie na dotychczasowym poziomie. Planowany jest znaczący wzrost produkcji energii z biomasy (o 60%) oraz pozostałych źródeł odnawialnych (łącznie o 40%). Na dotychczasowym poziomie pozostanie wykorzystanie energii wodnej, zaś wzrośnie produkcja energii z wiatru i promieniowania słonecznego.

Konsumpcja energii pierwotnej oparta będzie na wykorzystaniu węgla, którego Czechy staną się importerem, oraz ropy naftowej, której zużycie zostanie niemal podwojone. Wzrośnie także zużycie gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.27). Spadnie jedynie konsumpcja energii pierwotnej pochodzącej z elektrowni jądrowych.

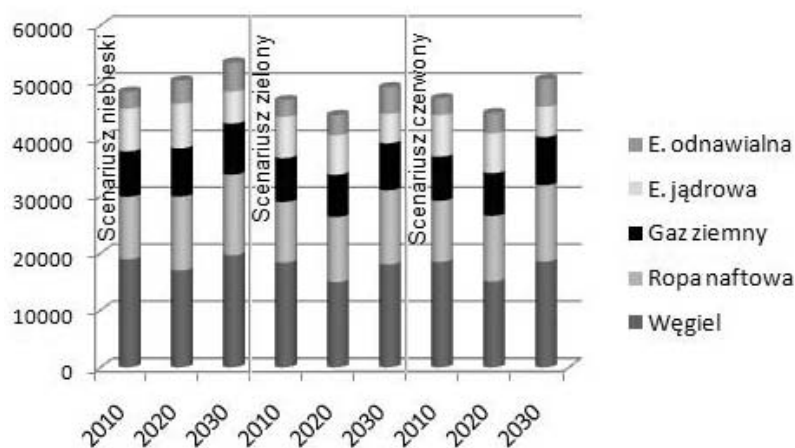
Import energii pierwotnej w latach 2010-2030 wzrośnie o 60%, a produkcja energii elektrycznej o 40%. Czechy dołączą do grona krajów o najwyższym współczynniku produkcji energii elektrycznej na osobę.

Konsumpcja energii finalnej wzrośnie o niespełna 20%, wzrost odnotują wszystkie sektory gospodarki, w tym największy: transport, przemysł i usługi.

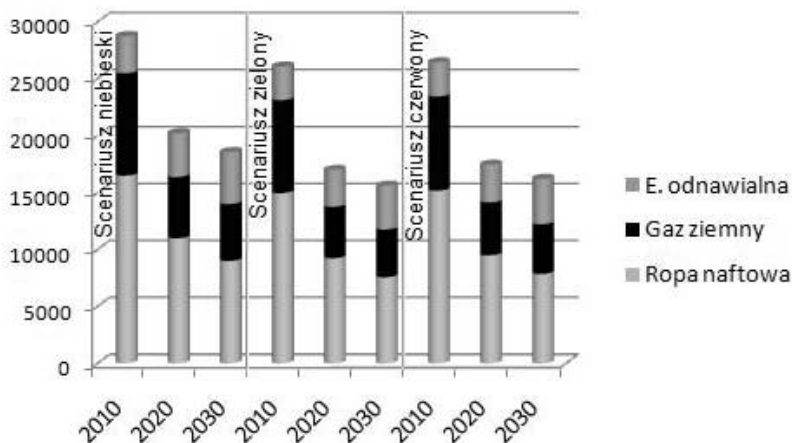
Do 2030 r. zredukowana zostanie intensywność energetyczna, podobnie jak produkcja gazów cieplarnianych oraz zużycie energii pierwotnej w gospodarstwach domowych. Wzrośnie natomiast udział źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii. Planowana jest budowa dwóch reaktorów jądrowych, a rozważana budowa dwóch dodatkowych. Za dopuszczalny uznaje się roczny import do 5 TWh energii elektrycznej.



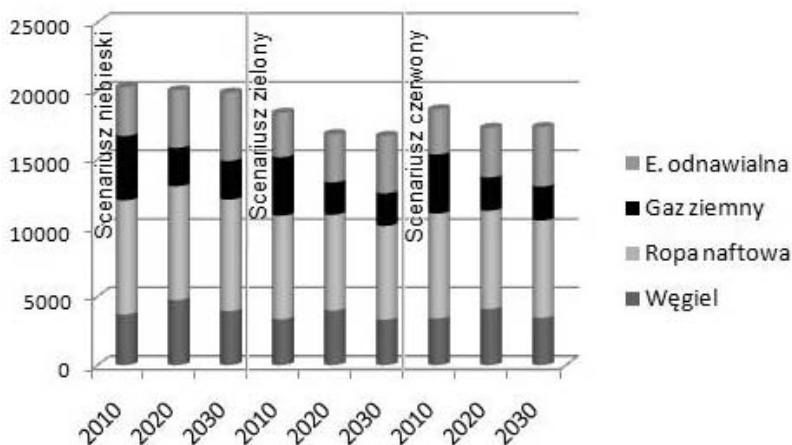
Rysunek 4.26. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Czechach w latach 2010-2030 [w ktce] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.27. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Czechach w latach 2010-2030 [w ktce] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.28. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Danii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.29. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Danii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Z eksportera energii (2010 r.) Dania stanie się jej importerem (2020-2030). Konsumpcja energii finalnej obejmie głównie zużycie ropy naftowej i energii elektrycznej.

Szacuje się, że krajowa produkcja energii do 2030 r. mogłaby w pełni zaspokoić potrzeby w tym zakresie, jednak koszty jej wytworzenia nie zostałyby zaakceptowane przez duńskie społeczeństwo. W związku z tym stawia się na wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w szczególności na rozwój energetyki wiatrowej. Udział źródeł odnawialnych w produkcji energii w Danii w 2025 r. ma przekroczyć 30%. Rozważane są również scenariusze osiągnięcia całkowitej niezależności od paliw kopalnych, bez budowy elektrowni jądrowych. Wymaga to jednak znacznej poprawy intensywności energetycznej oraz oszczędności energii.

Do 2030 r. planuje się m.in.:

- redukcję zapotrzebowania na ciepło w mieszkaniach o 50%, w tym o 15% ze względu na instalację ogniw fotowoltaicznych,
- zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa transportowe o 40%,
- ograniczenie potrzeb w zakresie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych o 50%, a w przemyśle o 30%.

4.4.6. Dania

Dania nie planuje wydobycia węgla, ani budowy elektrowni jądrowych. W okresie 2010-2030 w kraju tym znacząco, gdyż prawie o połowę, zmniejszy się wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego (rys. 4.28). Jedynie o połowę zwiększy się ilość produkowanej energii ze źródeł odnawialnych. Zasadniczą w tym zakresie rolę odgrywa biomasa. W latach 2020-2030 znacząco rozbuduje swój potencjał energetyka wiatrowa i słoneczna.

Konsumpcja energii pierwotnej ulegnie jedynie nieznacznemu zmniejszeniu (rys. 4.29). Planowane jest zużycie większości wydobywanych w kraju: ropy naftowej i gazu ziemnego oraz importowanego węgla.

4.4.7. Estonia

Estonia nie posiada elektrowni jądrowych, ani nie planuje ich budowy. Nie posiada także złóż ropy naftowej, bądź gazu ziemnego. W latach 2010-2030 planuje zmniejszenie wydobycia węgla oraz wzrost produkcji energii w oparciu o źródła odnawialne (rys. 4.30).

Energia odnawialna pozyskiwana będzie prawie wyłącznie z biomasy, a jedynie w niewielkim stopniu w elektrowniach wiatrowych.

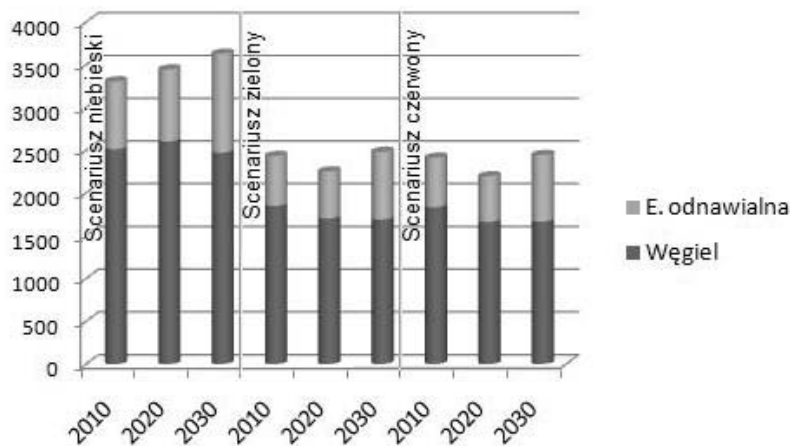
Zakłada się dalsze wykorzystywanie wydobywanego w kraju węgla w elektrowniach i elektrociepłowniach, oraz wzrost konsumpcji ropy naftowej i spadek zużycia gazu ziemnego (rys. 4.31). Ogólnie import energii pierwotnej będzie wzrastał. Planowany wzrost produkcji energii elektrycznej do poziomu 17,1 TWh wydaje się mało realny, podobnie jak wzrost konsumpcji przez zubożałe i coraz mniej liczne, ze względu na ujemny przyrost naturalny i migrację netto, społeczeństwo.

Konsumpcja energii finalnej obejmie ropę naftową i energię elektryczną, a także – choć na znacznie niższym poziomie – wykorzystanie gazu ziemnego i węgla.

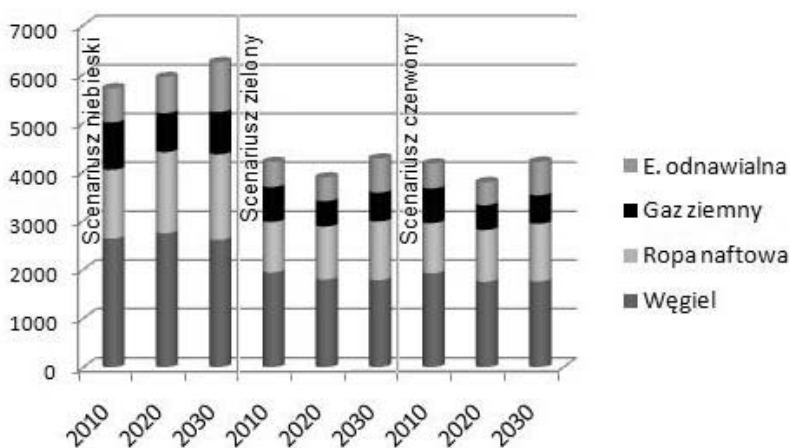
Największe zapotrzebowanie na energię finalną przewidywane jest w transporcie oraz w gospodarstwach domowych.

Estonia liczy się z wyczerpaniem w okresie najbliższych dwudziestu lat rosyjskich złóż ropy naftowej, jednak planuje zastąpienie dotychczasowego importu ze wschodu dostawami surowca z Kanady i Wenezueli. Uzależnienie od rosyjskiego gazu pozostanie. Ograniczone zostanie wykorzystywanie gazu ziemnego przez przemysł chemiczny oraz przez pozostałych odbiorców przemysłowych. Przygotowywane są odpowiednie zmiany ustawowe.

Długoterminowy narodowy plan rozwoju sektora paliw i energii z 2004 r. zakładał 5-procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitej konsumpcji energii w 2015 r. Obecnie przewiduje się, że udział ten wyniesie 13-15%.



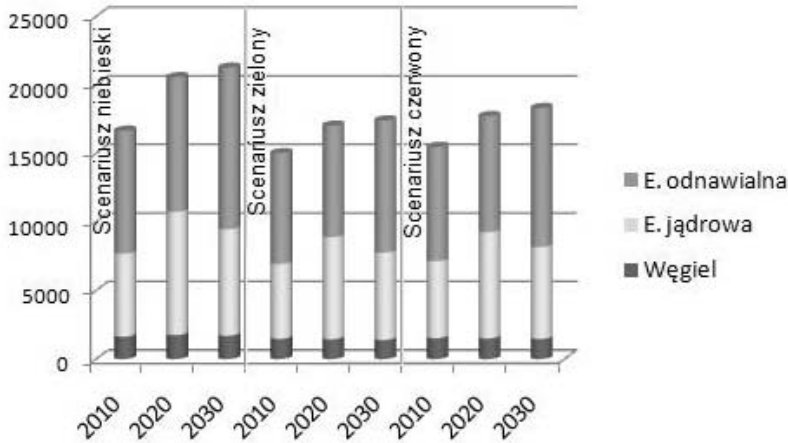
Rysunek 4.30. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Estonii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



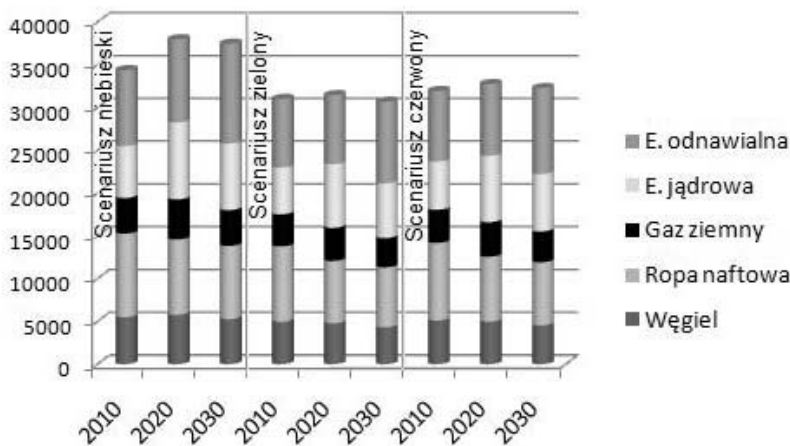
Rysunek 4.31. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Estonii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.8. Finlandia

Produkcja energii pierwotnej w latach 2010-2030 będzie wzrastała (rys. 4.32). Planowany wzrost ma wynikać głównie ze wzrostu produkcji energii odnawialnej, gdyż w 2020 r. funkcjonowała będzie kolejna elektrownia jądrowa, ale w 2030 r. wyłączona będzie już jedna z elektrowni, której eksploatacja zostanie zakończona, a wydobycie węgla pozostanie na jednakowym poziomie. Dodać należy, że Finlandia nie posiada zasobów ropy naftowej, ani gazu ziemnego, stąd ich wydobycie do 2030 r. nie jest planowane.



Rysunek 4.32. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Finlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.33. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Finlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

konsumpcja paliw pierwotnych pokrywana będzie produkcją krajową, a w połowie importem. Importowane będą głównie: ropa naftowa, gaz ziemny i węgiel.

Konsumpcja energii finalnej będzie wzrastała, przy czym import energii elektrycznej ma maleć. Wzrost konsumpcji wynikać będzie ze wzrostu zużycia energii elektrycznej produkowanej w kraju oraz wzrostu zużycia węgla do produkcji energii finalnej. Sektorem gospodarki najbardziej zużywającym energię finalną w perspektywie długookresowej pozostanie przemysł. W związku ze wzrostem udziału energii wytwarzanej w kraju, tzn. spadkiem udziału importu netto w konsumpcji energii finalnej, zmaleje stopień zależności energetycznej Finlandii z 54% w 2010 r. do 44,9% w 2030 r. Nadmienić trzeba, iż w Finlandii dużą wagę przywiązuje się do rozwoju nowoczesnych niskoemisyjnych technologii energetycznych, a kraj ten jest światowym liderem w zarządzaniu bezpieczeństwem odpadów nuklearnych.

4.4.9. Francja

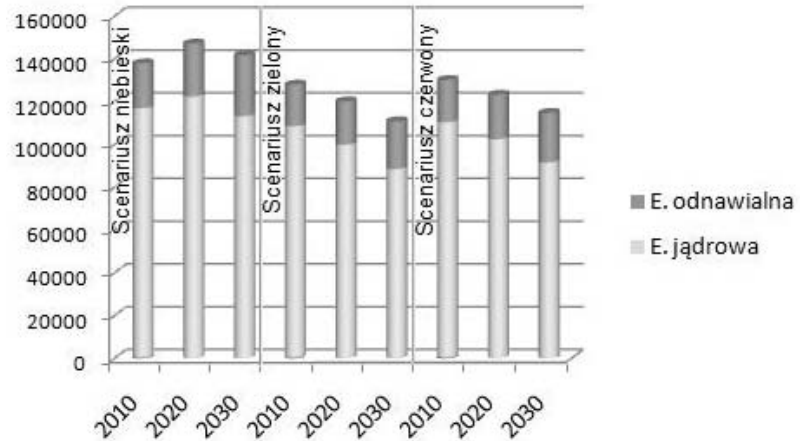
Przewiduje się, że produkcja energii pierwotnej w latach 2010-2020 wzrośnie, a następnie w latach 2020-2030 spadnie. Decydujący wpływ na tę tendencję wywierają wzrost oraz następujący po nim spadek produkcji energii pierwotnej przez elektrownie jądrowe (rys. 4.34). Sceptycznie należy odnieść się do możliwości wydobywania w przyszłości we Francji węgla. Jak wynika z dostępnych danych, we Francji węgla nie wydobywa się już od 2004 r.

Wśród źródeł odnawialnych największy udział w produkcji energii pierwotnej będzie posiadała, tak jak dotychczas, biomasa. Dziedzina energetyki z nią związana także odnotuje najszybszy rozwój, konkurując w tym względzie z energetyką wiatrową.

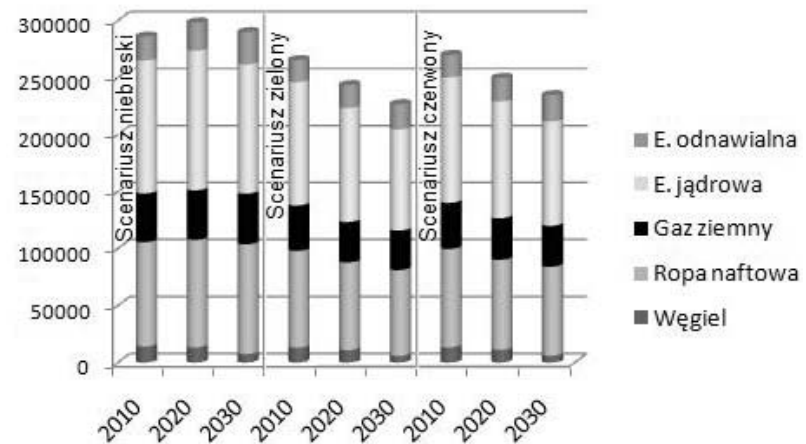
Konsumpcja energii pierwotnej (rys. 4.35) opierać się będzie na zużyciu wszystkich rodzajów surowców energetycznych, ale w pierwszej kolejności na zużyciu ciepła pochodzącego z elektrowni jądrowych. W porównaniu z innymi źródłami energii, planowane wykorzystanie węgla można wręcz uznać za symboliczne.

Plany perspektywicznej konsumpcji energii finalnej wskazują, iż największe zużycie nastąpi w zakresie ropy naftowej, a najmniejsze na rynku węgla. Energia elektryczna, tak jak dotychczas, będzie przez Francję eksportowana, choć w coraz mniejszej ilości. Spośród sektorów gospodarki największe zużycie energii przewidywane jest w transporcie, a następnie przez gospodarstwa domowe. Najmniejsze zapotrzebowanie w tym względzie zgłasza rolnictwo.

W latach 2010-2030 przewiduje się wyłączenie reaktorów jądrowych, których okres eksploatacji przekroczy 40 lat (rozpoczynając od Fessenheim w 2017 r.). Planuje się jednak uruchamianie rokrocznie, poczynając od 2020 r., dwóch reaktorów typu EPR o mocy 1 600 MW każdy. Zdaniem autora konsumpcja energii pierwotnej w 2030 r. we Francji nie przekroczy 230 Mtoe, a finalnej 210 Mtoe.



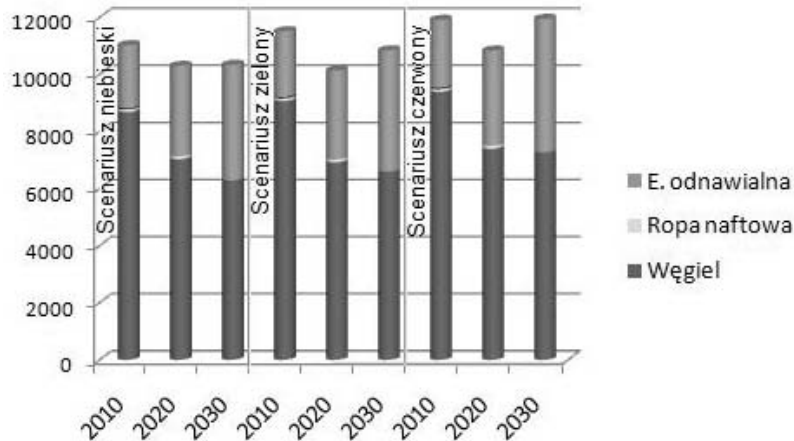
Rysunek 4.34. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej we Francji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



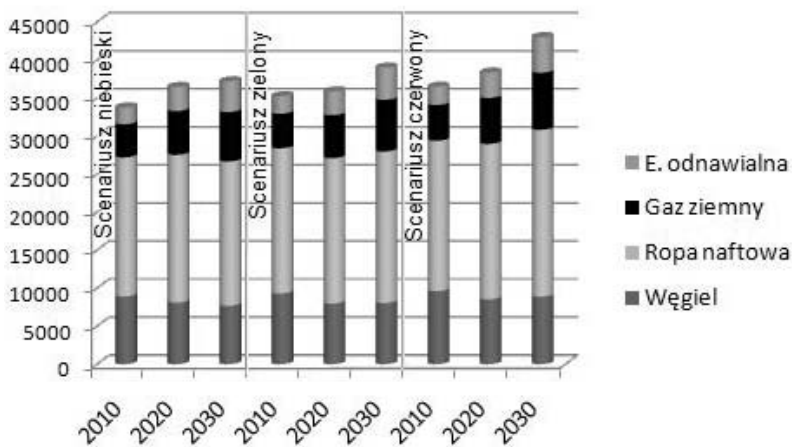
Rysunek 4.35. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej we Francji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.10. Grecja

W Grecji wydobywany jest węgiel oraz produkowana energia ze źródeł odnawialnych. Produkcja pierwszego wymienionego źródła energii pierwotnej z roku na rok maleje, zaś drugiego rośnie (rys. 4.36). W 2010 r. planowane jest zakończenie wydobycia gazu ziemnego oraz ok. 2020 r. spodziewane jest zaprzestanie wydobycia ropy naftowej. Grecja nie posiada natomiast elektrowni jądrowych.



Rysunek 4.36. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Grecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.37. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Grecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

W perspektywie długookresowej największym sektorowym konsumentem energii finalnej pozostanie transport, wyprzedzając pod tym względem gospodarstwa domowe.

Grecja wraz z Bułgarią współuczestniczy w budowie rosyjskiego rurociągu *Burgas – Aleksandropolis* (Transneft, Rosneft i Gazprom Neft mają mieć 51% udziałów, a Grecja z Bułgarią łącznie 49%), w którym od 2016 r. transportowana będzie ropa z Morza Kaspijskiego na zachód. Grecja uczestniczy także w budowie gazociągu *Blue Stream* przeznaczonego do transportu rosyjskiego gazu do Włoch. Przewiduje się, że moc zainstalowana w greckich elektrowniach gazowych do 2020 r. wzrastać będzie rocznie o 550 MW, a w następnej dekadzie o 440 MW.

Spośród odnawialnych źródeł energii największą rolę odgrywa i będzie odgrywała w perspektywie długookresowej energia z biomasy. Szybko rozwijając się będzie także energetyka wiatrowa, której potencjał do 2030 r. nie osiągnie połowy możliwości produkcji energii z biomasy.

Paliwem odpowiedzialnym za ponad połowę konsumpcji energii pierwotnej będzie w przyszłości, tak jak i obecnie, ropa naftowa (rys. 4.37). Import energii będzie systematycznie wzrastał, co z kolei wywoływać będzie wzrost zależności energetycznej kraju. Jednocześnie krajowa produkcja energii elektrycznej będzie rosła, a jej import malał.

Konsumpcja energii finalnej polega przede wszystkim na wykorzystaniu produktów uży-

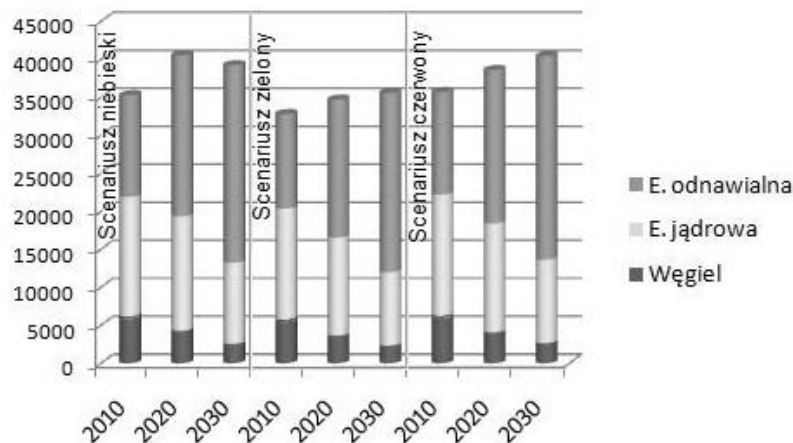
4.4.11. Hiszpania

Krótko po 2010 r. w Hiszpanii zakończone zostanie wydobycie gazu ziemnego, zaś ok. 2020 r. ropy naftowej. Do 2030 r. następować będzie spadek produkcji węgla i energii pierwotnej produkowanej w elektrowniach jądrowych, następować natomiast będzie wzrost energii odnawialnej (rys. 4.38). Wśród odnawialnych źródeł energii dominującą pozycję zachowa energia uzyskiwana z biomasy, a najwolniej będzie się rozwijała energetyka geotermalna.

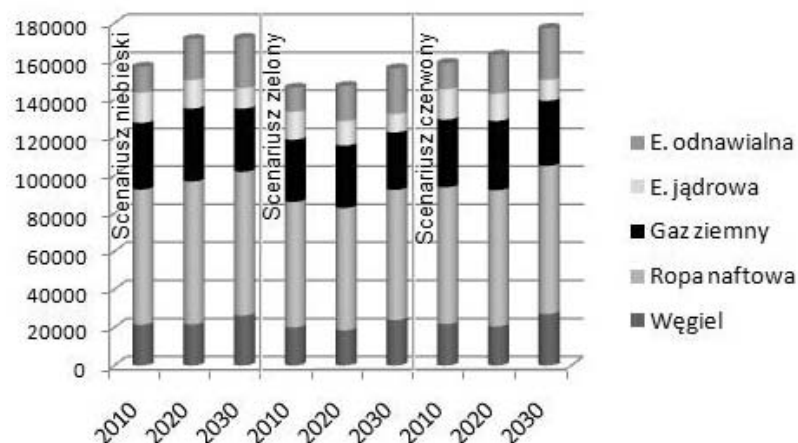
Wzrastająca konsumpcja energii pierwotnej w największym stopniu obejmuje zużycie ropy naftowej, a w najmniejszym wykorzystanie energii pierwotnej produkowanej w elektrowniach jądrowych (rys. 4.39). Import netto energii pierwotnej będzie w kolejnych latach wzrastał, podobnie jak produkcja energii elektrycznej.

Ropa naftowa będzie najbardziej wykorzystywanym, także w przyszłości, paliwem spośród źródeł energii finalnej, natomiast najmniejszy w tym względzie udział przewidywany jest dla gazu ziemnego. Spośród sektorów gospodarki najwięcej energii zużywa transport, a następnie przemysł, najmniejsze są natomiast udziały rolnictwa.

Swą 80%-ową zależność energetyczną Hiszpanie postrzegają w kontekście kurczących się na całym świecie zasobów paliw kopalnych. Mimo wielu zalet elektrowni jądrowych widzą w nich wzrastający problem przechowywania przez tysiące lat odpadów radioaktywnych i ich nieproliferaacji. W celu odejścia od elektrowni jądrowych oraz uwolnienia kraju od emisji CO₂ prowadzone są prace koncepcyjne uruchomienia do 2050 r. produkcji 100% energii elektrycznej w oparciu o źródła odnawialne. Wiąże się to z użytkowaniem wówczas wyłącznie pojazdów o napędzie elektrycznym oraz wielkimi zmianami w gospodarce. Obliczono, że będzie to opłacalne ekonomicznie dla kraju oraz zapewni, w zależności od przyjętego wariantu, od 290 tys. do 1,2 mln nowych miejsc pracy.



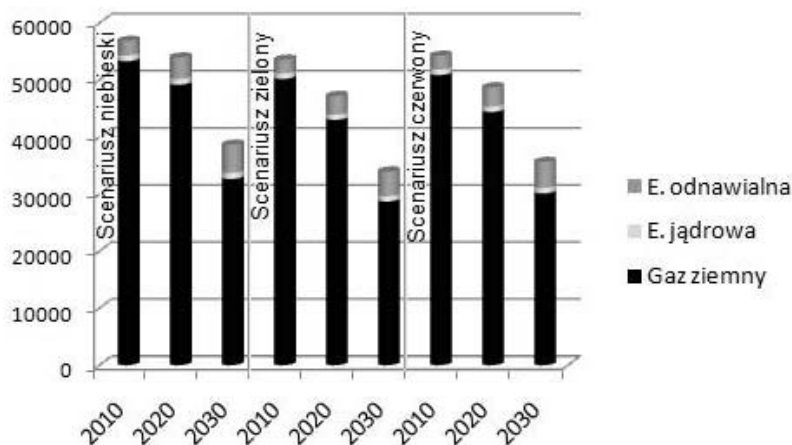
Rysunek 4.38. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Hiszpanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



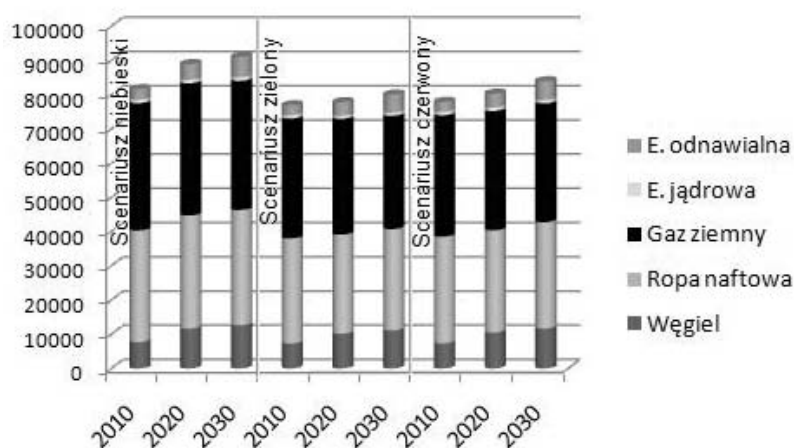
Rysunek 4.39. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Hiszpanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.12. Holandia

Spodziewane jest rychłe zaprzestanie wydobycia ropy naftowej oraz znaczne zmniejszenie produkcji gazu ziemnego, zaś węgiel od lat nie jest wydobywany. Energia jądrowa będzie nadal produkowana na stałym, aczkolwiek niskim poziomie. Produkcja energii odnawialnej będzie systematycznie wzrastała (rys. 4.40). Największy w tym udział będzie miała biomasa. Systematycznie wzrastało będzie znaczenie energetyki wiatrowej i słonecznej. Natomiast nie jest planowane wykorzystanie energii geotermalnej.



Rysunek 4.40. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Holandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.41. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Holandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

wie średnio- i długookresowej będzie rosła, przy czym w latach 2010-2020 spodziewany jest wzrost 5-10%, zaś w latach 2020-2030 ok. 4%.

Holenderski plan działań dla poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. zakłada jej wzrost o 2% rocznie. Jest on adresowany do wszystkich sektorów gospodarki i dla zapewnienia warunków sprzyjających realizacji przewiduje wykorzystanie wszelkich dostępnych narzędzi, z instrumentami finansowymi i zmianami prawa włącznie.

Jedna z holenderskich firm (Eneco) z powodzeniem przeprowadziła trwające 18 miesięcy próby mieszania gazu ziemnego z wodorem. Technologia ta po wdrożeniu produkcyjnym umożliwi zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, przy jednoczesnym zmniejszeniu zapotrzebowania na gaz ziemny, a więc wzroście niezależności energetycznej.

Produkcja energii odnawialnej będzie systematycznie wzrastała (rys. 4.40). Największy w tym udział będzie miała biomasa. Systematycznie wzrastało będzie znaczenie energetyki wiatrowej i słonecznej. Natomiast nie jest planowane wykorzystanie energii geotermalnej.

Konsumpcja energii pierwotnej będzie w ok. 40% polegała na zużyciu ropy naftowej, w podobnym stopniu na wykorzystaniu gazu ziemnego oraz w ok. 20% na pozostałych paliwach (rys. 4.41). Konsumpcja energii elektrycznej będzie systematycznie rosła, choć jej import będzie malał.

Najmniejszy udział w konsumpcji energii finalnej posiadają: rolnictwo i usługi, zaś największy: transport i przemysł. Łączna konsumpcja energii finalnej w perspektywie

4.4.13. Irlandia

Irlandia nie posiada, ani nie przewiduje budowy elektrowni jądrowej, nie ma także dostępu do złóż ropy naftowej. Przewidywana jest kontynuacja trendu spadkowego wydobycia węgla oraz stabilizacja wydobycia gazu ziemnego (rys. 4.42). Szybko rozwija się energetyka oparta na odnawialnych źródłach energii – można oczekiwać, że polityka w tym zakresie będzie kontynuowana.

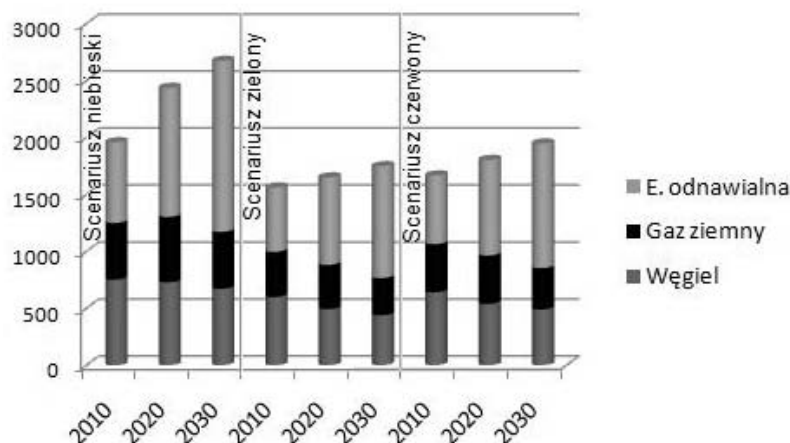
Przewiduje się wzrost udziału energetyki wiatrowej, rozwój wykorzystania biomasy oraz szybki wzrost wykorzystania ogniw fotowoltaicznych. Natomiast w zakresie elektrowni wodnych planowana jest ich modernizacja i niewielkie zwiększenie mocy. Powyższe działania są ukierunkowane na wzrost łącznej produkcji energii.

Planowany jest szybki wzrost konsumpcji energii pierwotnej, zarówno całkowitej, jak i w przeliczeniu na 1 osobę. Cele te zamierza się osiągnąć poprzez zachowanie na dotychczasowym poziomie importu węgla, wzrost importu ropy naftowej do poziomu ponad 10 mln t rocznie, systematyczny wzrost importu gazu ziemnego oraz dalszy wzrost wykorzystania możliwości odnawialnych źródeł energii (rys. 4.43).

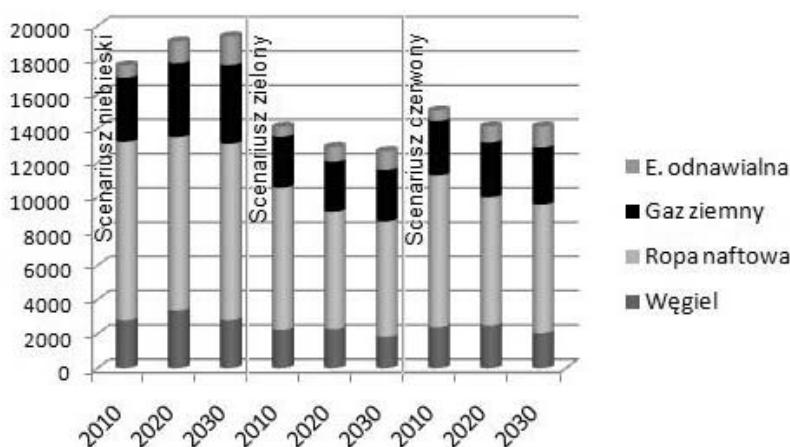
W efekcie m.in. umożliwi to wzrost produkcji energii elektrycznej w kraju, jednak jej import także będzie wzrastał.

W perspektywie długookresowej przewiduje się wzrost zużycia energii finalnej w postaci produktów przerobu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz energii elektrycznej, a także spadek zużycia węgla i jego pochodnych. Konsumpcja energii finalnej najszybciej będzie rosła w transporcie i usługach. W pozostałych sektorach gospodarki przewidywany jest jedynie niewielki wzrost konsumpcji energii.

Krajowy plan działań proefektywnościowych koncentruje się na transporcie oraz gospodarstwach domowych i obejmuje wiele rozległych programów, np. dotyczących budownictwa energooszczędnego.



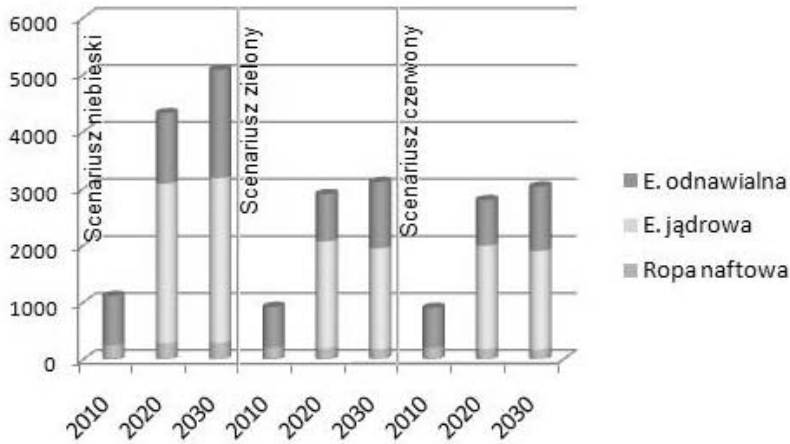
Rysunek 4.42. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Irlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



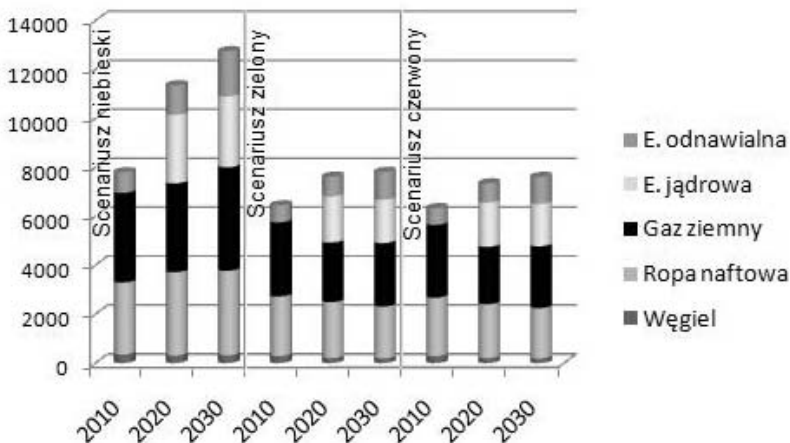
Rysunek 4.43. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Irlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.14. Litwa

Wydobycie niewielkich i coraz mniejszych ilości węgla będzie kontynuowane. Planuje się nieco zwiększyć wydobycie ropy naftowej, zaś znacznie zwiększyć wykorzystanie możliwości odnawialnych źródeł energii (rys. 4.44). Po planowanym



Rysunek 4.44. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Litwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.45. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Litwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Więcej energii finalnej mają konsumować: przemysł, transport, gospodarstwa domowe, rolnictwo i usługi. Trzeba jeszcze pokonać kryzys gospodarczy (*scenariusz zielony*) i powstrzymać emigrację ludności z kraju (*scenariusz czerwony*).

Dostawy energii elektrycznej, dzięki zapewnieniu przez Litwę i inne państwa Bałtyckie drogi transmisyjnej do Obwodu Kaliningradzkiego, stabilizowane są przez rosyjski system energetyczny. Po wyłączeniu elektrowni jądrowej w Ignalinie, do czasu przewidywanego na 2014 r. (realny jest 2020 r.) uruchomienia nowego reaktora, będzie to w najbliższych latach szczególnie istotne. Przewidywane jest także korzystanie z energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni skandynawskich w ramach systemu NORDEL oraz budowa, od wielu lat odkładanego, mostu energetycznego z Polską.

wyłączeniu ostatniego bloku energetycznego w elektrowni jądrowej w Ignalinie, uruchomienie nowych spodziewane jest przed 2020 r.

W energetyce odnawialnej planowany jest szybki rozwój produkcji energii w oparciu o biomasę, stabilizacja w zakresie wykorzystania elektrowni wodnych, rozwój farm wiatrowych i wdrożenie pierwszych projektów z obszaru energetyki słonecznej. W efekcie ma to dać wzrost produkcji energii pierwotnej oraz umożliwić ponowny eksport energii elektrycznej. Ambitne plany wydają się jednak trudne do realizacji.

Ponad połowa energii pierwotnej pochodzi z importu. Planowany jest wzrost jej konsumpcji (rys. 4.45). Podobnie planuje się wzrost importu ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wzrost zużycia energii elektrycznej.

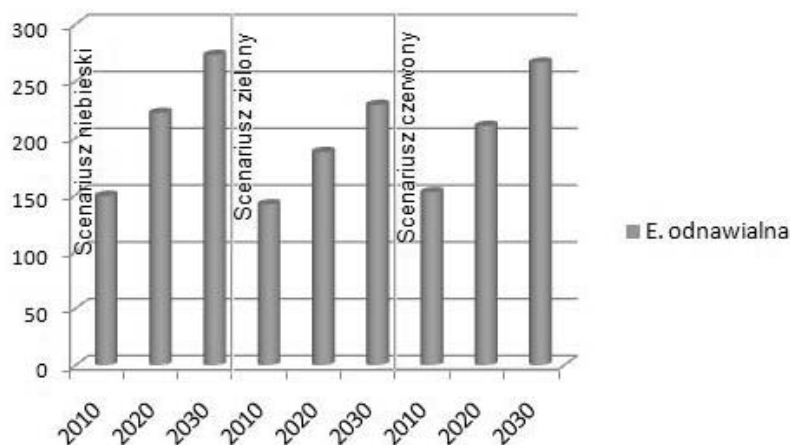
4.4.15. Luksemburg

Ani w perspektywie średnio-, ani długookresowej nie jest planowane rozpoczęcie wydobycia węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego, ani także budowa elektrowni jądrowej (rys. 4.46). Przewidywany jest natomiast rozwój wykorzystania biomasy, pozyskiwania energii z wiatru i energii słonecznej oraz zachowanie dotychczasowych elektrowni wodnych.

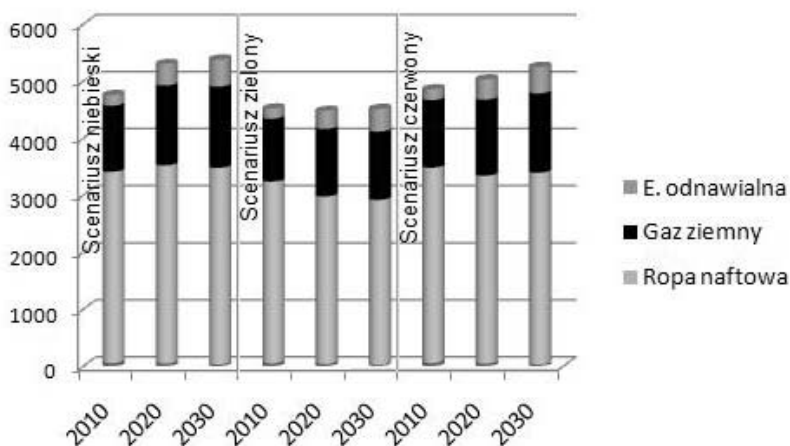
Wzrastać ma zużycie energii pierwotnej, w tym gazu ziemnego i energii odnawialnej (rys. 4.47). Pomimo zakładanego wzrostu konsumpcji energii, zamierza się ograniczyć jej zużycie w sektorze transportu, pozostawić na dotychczasowym poziomie w rolnictwie i usługach, a jedynie zwiększyć w przemyśle i gospodarstwach domowych. Zależność energetyczna państwa od importu

będzie się systematycznie zmniejszała, jednak szacuje się, że w 2030 r. będzie jeszcze przekraczała 95%. Zmniejszy się import węgla, wzrośnie natomiast wolumen sprowadzanej z zagranicy energii odnawialnej oraz ropy naftowej i gazu ziemnego (z Niemiec).

Luksemburg, w związku z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej, w latach 2010-2030 będzie się lokował w czołówce państw członkowskich Unii Europejskiej pod względem mocy zainstalowanej w elektrowniach pracujących w oparciu o odnawialne źródła energii, w przeliczeniu na 1 000 mieszkańców oraz na 1 000 km². W miejscowości Vianden funkcjonuje hydroelektrownia szczytowo-pompowa, której przepompownia jeszcze przez długie lata pozostanie największą w Europie. Przewidywać należy spadek udziału przemysłu stalowego w konsumpcji energii, a tym samym spadek udziału przemysłu w zużyciu energii przez wszystkie działy gospodarki. Niewielkie, otwarte rynki paliw i energii w Luksemburgu, ze względu na sąsiedztwo najbardziej stabilnych energetycznie państw w Unii Europejskiej, nie będą podatne na wpływy fluktuacji na ich rynkach wewnętrznych.



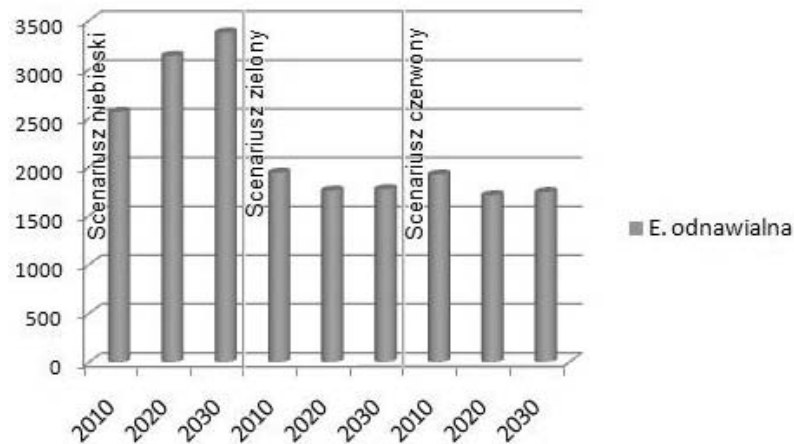
Rysunek 4.46. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Luksemburgu w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



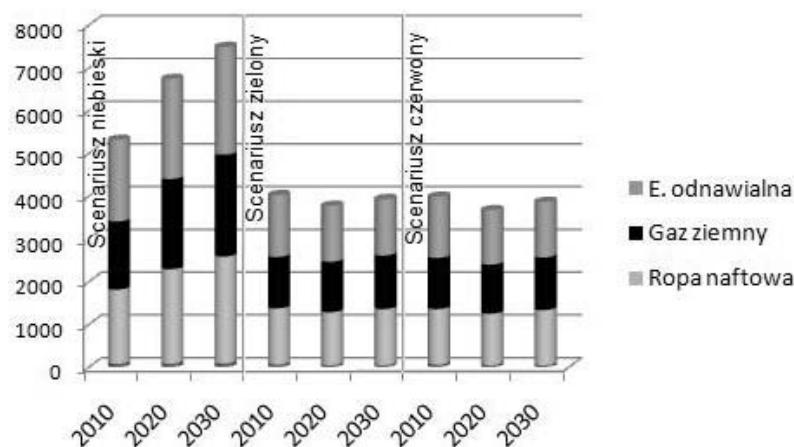
Rysunek 4.47. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Luksemburgu w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

4.4.16. Łotwa

Niewielkie wydobywanie węgla będzie kontynuowane. Wzrost produkcji energii pierwotnej na Łotwie ma opierać się na odnawialnych źródłach energii (rys. 4.48). Przewidywany jest m.in. wzrost wykorzystania biomasy, budowa nowych elektrowni wiatrowych oraz rozpoczęcie wykorzystania energii słonecznej.



Rysunek 4.48. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Łotwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.49. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Łotwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

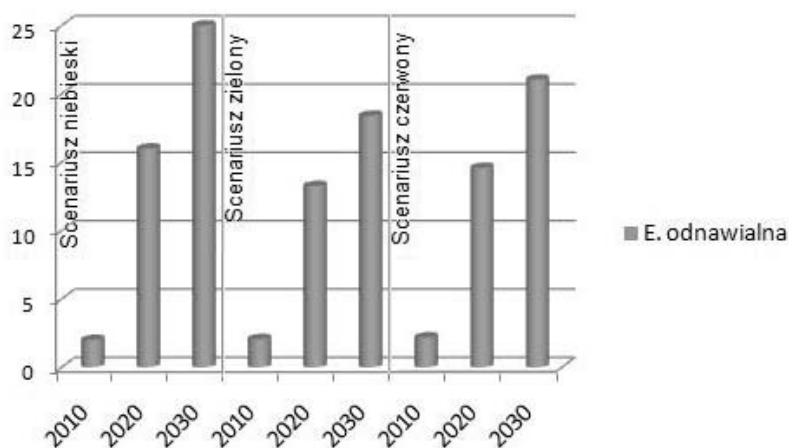
Import węgla ma pozostać na dotychczasowym poziomie. Wzrastać ma import ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wykorzystanie energetyki odnawialnej (rys. 4.49).

Konsumpcja energii finalnej wzrastać ma we wszystkich sektorach gospodarki. Zarówno ze *scenariusza zielonego*, jak i *czerownego* wynika, że może nastąpić weryfikacja i znaczna redukcja planów.

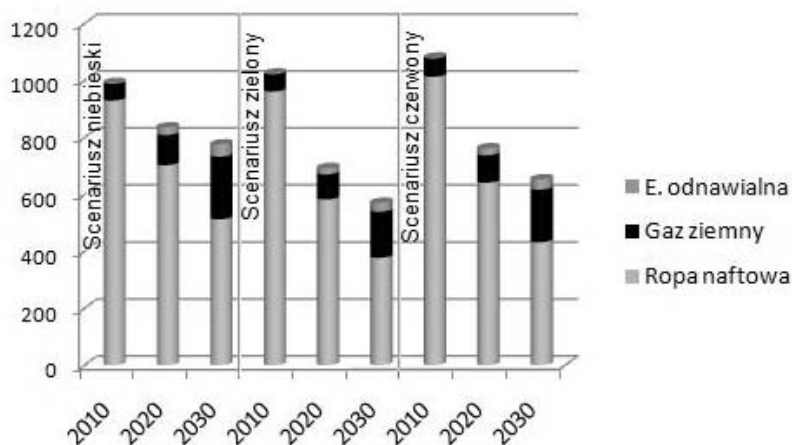
Łotwa współpracuje z Estonią i Finlandią, z którymi jest połączona podmorskim kablem energetycznym, umożliwiającym systemom energetycznym państw Bałtyckich korzystanie z energii elektrycznej wytwarzanej w państwach Skandynawskich. Planowana jest także budowa połączenia z systemami Polski i Niemiec.

4.4.17. Malta

Planowane jest rozpoczęcie produkcji energii w oparciu o elektrownie wiatrowe oraz kontynuacja rozpoczętych już prac nad wykorzystaniem energii słonecznej (rys. 4.50). Na wyspie brak jest złóż węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego, których eksploatacja byłaby ekonomicznie uzasadniona, w związku z czym ich wydobywanie nie jest planowane i w tym zakresie kraj pozostanie całkowicie zależny od dostaw zewnętrznych.



Rysunek 4.50. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Malcie w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



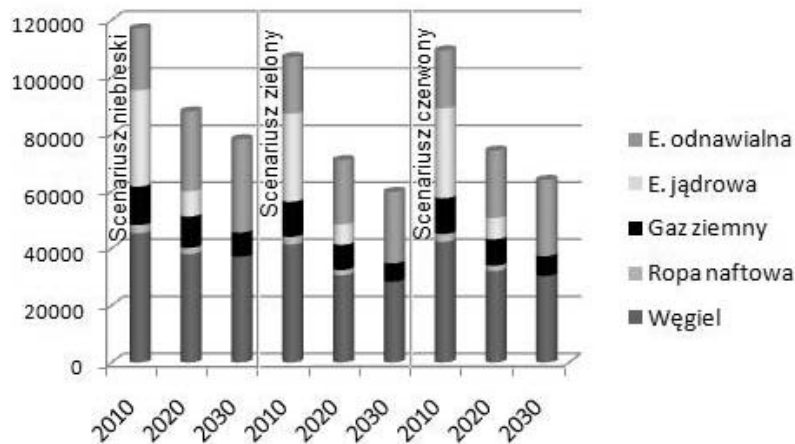
Rysunek 4.51. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Malcie w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Importu węgla nie rozważa się pod żadną postacią. W perspektywie długookresowej planowane jest zmniejszenie zużycia importowanej ropy naftowej oraz wzrost konsumpcji energii odnawialnej (wiatrowej i słonecznej) i gazu ziemnego (rys. 4.51). Nie przewiduje się budowy własnej rafinerii.

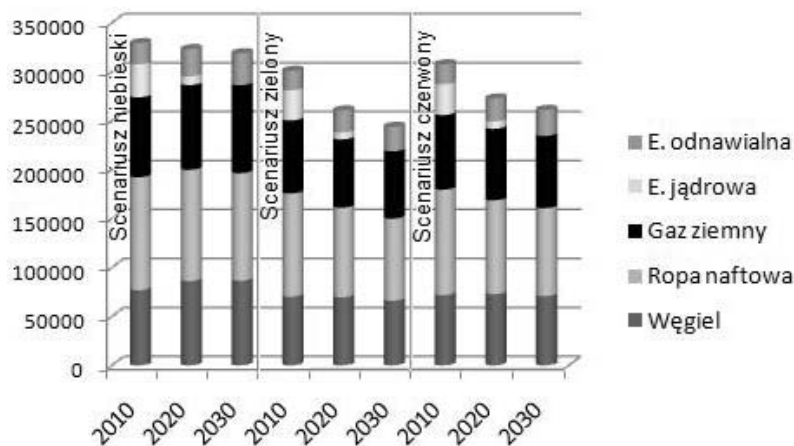
Przed 2020 r. planowane jest zrealizowanie projektów umożliwiających import energii elektrycznej. W perspektywie średnio- i długookresowej przewidywany jest wzrost konsumpcji energii finalnej przez przemysł, transport, gospodarstwa domowe i usługi.

4.4.18. Niemcy

Planowana jest kontynuacja wydobycia węgla, choć jego produkcja ulegnie ok. 15% redukcji. Po 2020 r. przewidywane jest zaprzestanie wydobycia ropy naftowej oraz wyłączenie wszystkich eksploatowanych obecnie elektrowni jądrowych. Do tej ostatniej zapowiedzi autor odnosi się sceptycznie. Systematycznie zmniejszać się ma wydobycie gazu ziemnego, natomiast wzrastać produkcja energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.52).



Rysunek 4.52. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Niemczech w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



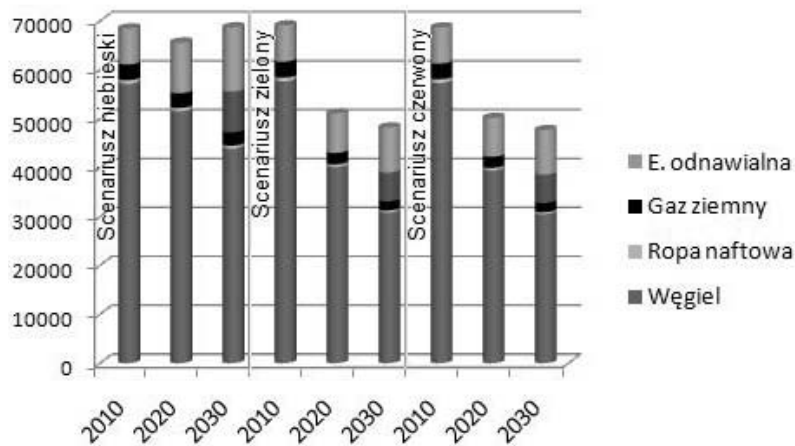
Rysunek 4.53. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Niemczech w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Wzrastać ma import węgla i gazu ziemnego oraz konsumpcja energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.53). W związku z przedstawionymi powyżej trendami produkcji energii pierwotnej w kraju, jej konsumpcja będzie na nieco niższym poziomie niż obecnie.

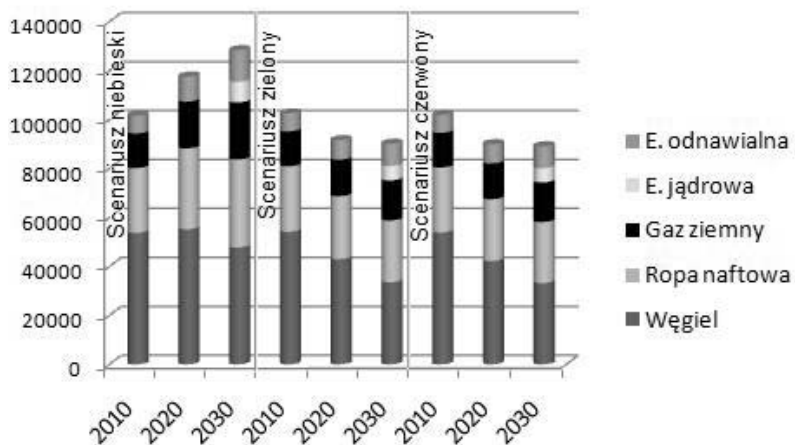
Planowany jest wzrost produkcji zarówno energii elektrycznej, ciepłej, jak i paliw transportowych. Ich konsumpcja będzie rosła w transporcie i gospodarstwach domowych, a malała w przemyśle.

4.4.19. Polska

Systematycznie spadać będzie wydobywanie węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. W latach 2020-2030 przewidywane jest uruchomienie kilku elektrowni jądrowych. Planowany jest także szybki rozwój produkcji paliw i energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.54). Największe efekty da wzrost wykorzystania biomasy, budowa elektrowni wiatrowych oraz rozwój energetyki słonecznej.



Rysunek 4.54. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Polsce w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



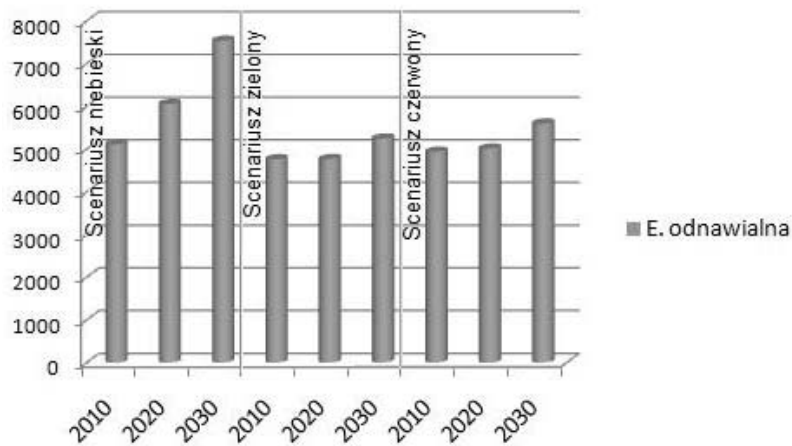
Rysunek 4.55. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Polsce w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Węgiel zużywany będzie w ilościach przekraczających wydobycie, co wymusi import. Planowany jest także wzrost importu ropy naftowej, gazu ziemnego oraz rozpoczęcie importu paliwa do elektrowni jądrowych (rys. 4.55).

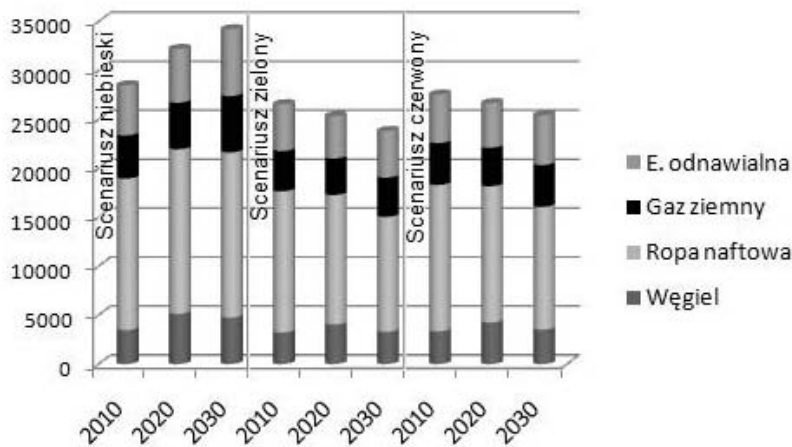
Wybudowany zostanie terminal LNG, rozbudowane magazyny gazu oraz wybudowane przyłącza do Czech i Niemiec. Autor przewiduje problemy w związku z prawdopodobnym wyłączeniem z eksploatacji gazociągu *Jamalskiego* oraz rurociągu *Przyjaźń*. W związku z kryzysem gospodarczym zarówno produkcja, jak i konsumpcja surowców energetycznych mogą być niższe od planowanych.

4.4.20. Portugalia

Nie jest przewidywane wydobywanie węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego lub budowa elektrowni jądrowych. Planowany jest jedynie rozwój energetyki odnawialnej (rys. 4.56). W latach 2010-2030 Portugalia będzie należała do liderów produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Unii Europejskiej.



Rysunek 4.56. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Portugalii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

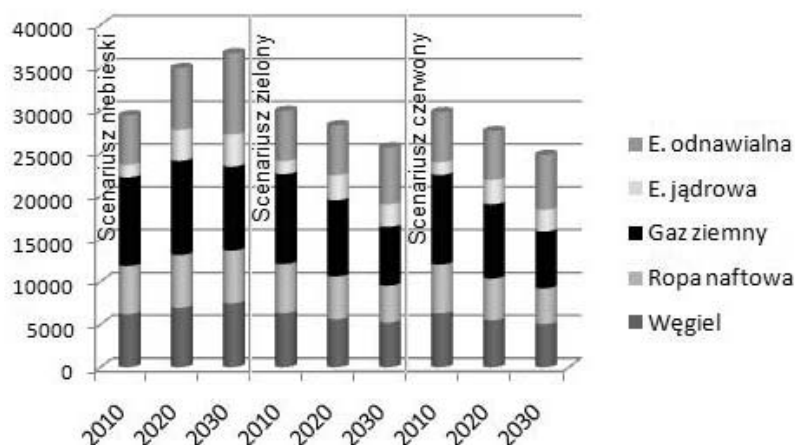


Rysunek 4.57. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Portugalii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

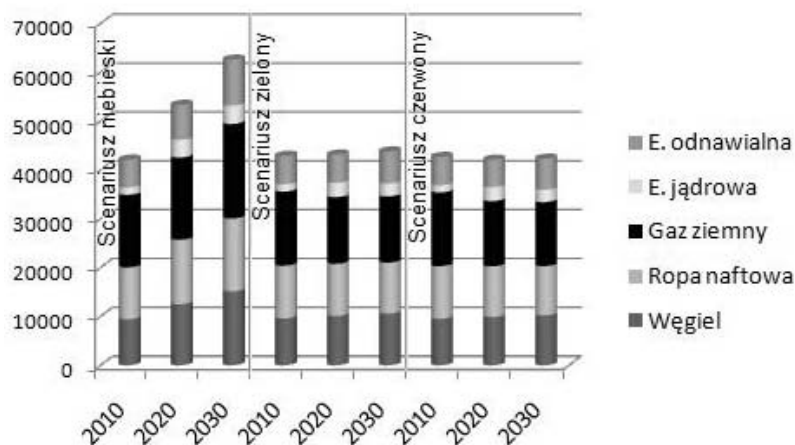
Planowany jest wzrost konsumpcji energii pierwotnej (rys. 4.57) i finalnej, w większości importowanej, we wszystkich sektorach gospodarki, przy czym najszybciej ma wzrastać zużycie energii w przemyśle, choć największe zapotrzebowanie zgłasza transport. Zdaniem autora należy jednak spodziewać się odmiennych tendencji. W wyniku spadku PKB, zmniejszenia liczby ludności, poprawy efektywności gospodarowania energią i obniżenia intensywności energetycznej następować będzie systematyczny spadek konsumpcji energii. Rozwój oceanicznych elektrowni przepływowych pozwoli na wykorzystanie pływów na najbardziej predysponowanym do tego obszarze morskim w Europie rozciągającym się od wybrzeży południowej Portugalii do północnej Szkocji.

4.4.21. Rumunia

W perspektywie średniookresowej przewidywany jest wzrost wydobycia węgla, ropy naftowej, gazu ziemnego oraz rozbudowa energetyki jądrowej i odnawialnej. Po 2020 r. ma nastąpić spadek wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, stabilizacja w energetyce jądrowej oraz kontynuacja trendów wzrostowych w wydobyciu węgla i produkcji energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.58).



Rysunek 4.58. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Rumunii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



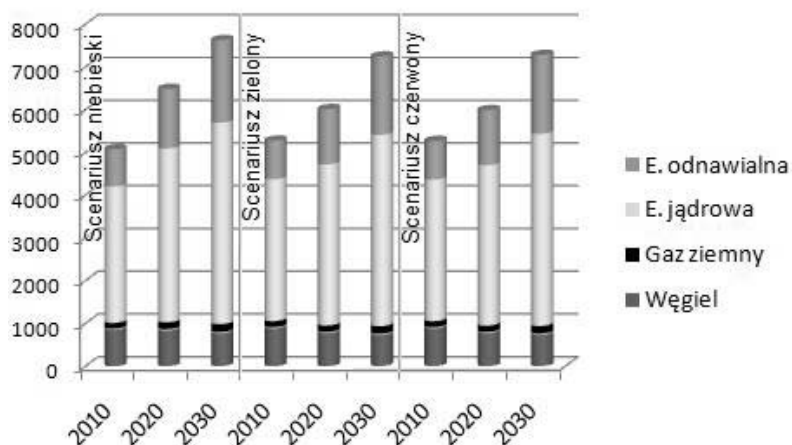
Rysunek 4.59. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Rumunii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Wzrost konsumpcji wszystkich rodzajów paliw pierwotnych wynikać będzie z uzupełniania wydobycia krajowego zakupami surowców z importu (rys. 4.59).

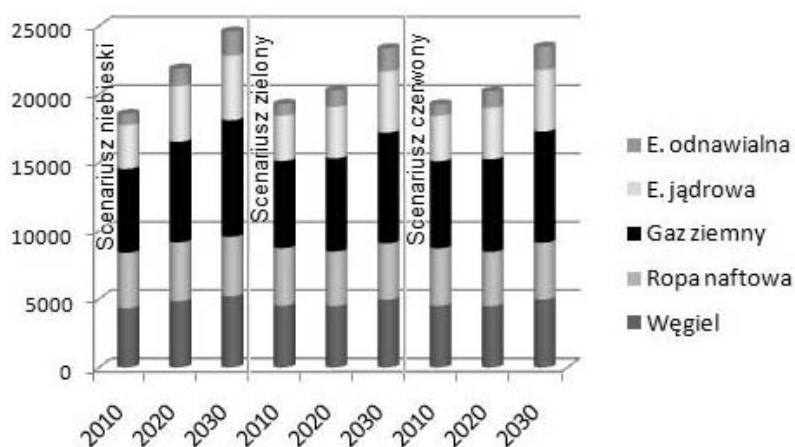
Systematycznie wzrastać będzie produkcja energii elektrycznej oraz konsumpcja pozostałych rodzajów energii finalnej, oprócz wytwarzanych z węgla, gdyż wzrost zapotrzebowania w tym zakresie zgłaszają wszystkie sektory gospodarki. W związku z powyższym wzrastać będzie zależność energetyczna kraju i w 2030 r. przekroczy 40%, co w skali Unii Europejskiej będzie i tak niskim wskaźnikiem. Emisja dwutlenku węgla wzrośnie z 97 Mt w 2010 r. do 140 Mt w 2030 r.

4.4.22. Słowacja

Planowany jest spadek wydobycia węgla, utrzymanie na stałym poziomie wydobycia ropy naftowej oraz wzrost wydobycia gazu ziemnego (rys. 4.60). Rozwój energetyki odnawialnej wiązać się będzie przede wszystkim z burzliwym rozwojem wykorzystania biomasy. Nastąpi dalszy rozwój energetyki jądrowej.



Rysunek 4.60. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Słowacji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



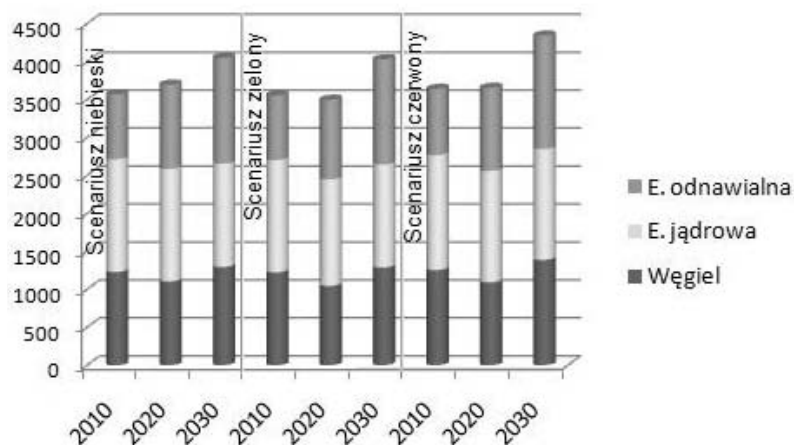
Rysunek 4.61. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Słowacji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Wzrośnie konsumpcja wszystkich rodzajów paliw (rys. 4.61) oraz energii elektrycznej w pełnym spektrum sektorów gospodarki.

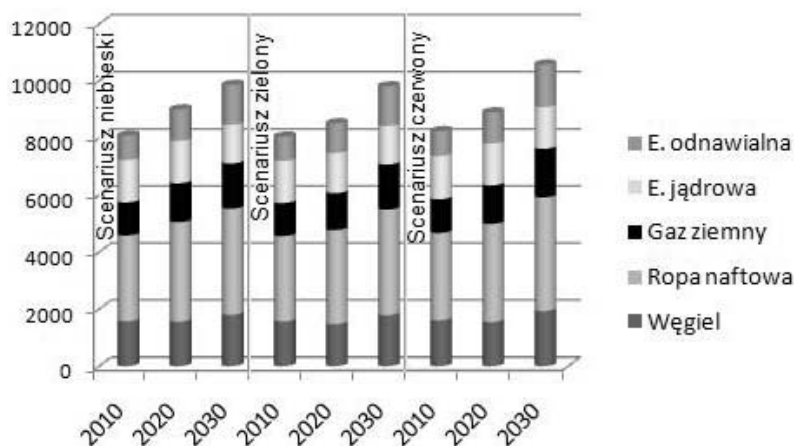
Zasoby słowackich źródeł odnawialnych posiadają potencjał umożliwiający roczną produkcję 256 PJ energii cieplnej, a także 101 PJ energii elektrycznej, czyli 28,5 TWh/rok. Powyższy potencjał energetyki odnawialnej, na poziomie produkcji z 2000 r., będzie niewystarczający w przyszłości dla pokrycia zapotrzebowania kraju na energię elektryczną. Planowany rozwój energetyki odnawialnej przyczyni się jednak do zmniejszenia zależności energetycznej Słowacji od importu energii z 72,6% w 2010 r. do 68,7% w 2030 r.

4.4.23. Słowenia

Wyczerpią się niedługo niewielkie złoża gazu ziemnego. Wzrost produkcji energii pierwotnej zapewniony zostanie dzięki wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii (rys. 4.62). Nastąpić ma głównie rozwój wykorzystania biomasy oraz energii słonecznej. Węgiel brunatny nadal będzie wykorzystywany do produkcji ciepła i energii elektrycznej.



Rysunek 4.62. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Słowenii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

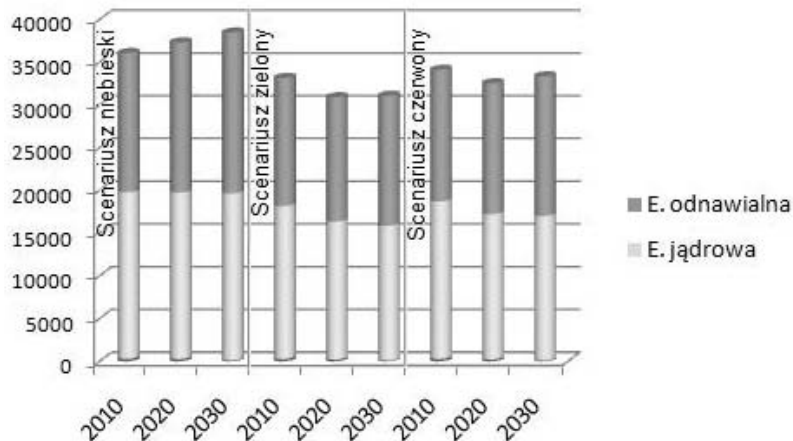


Rysunek 4.63. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Słowenii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

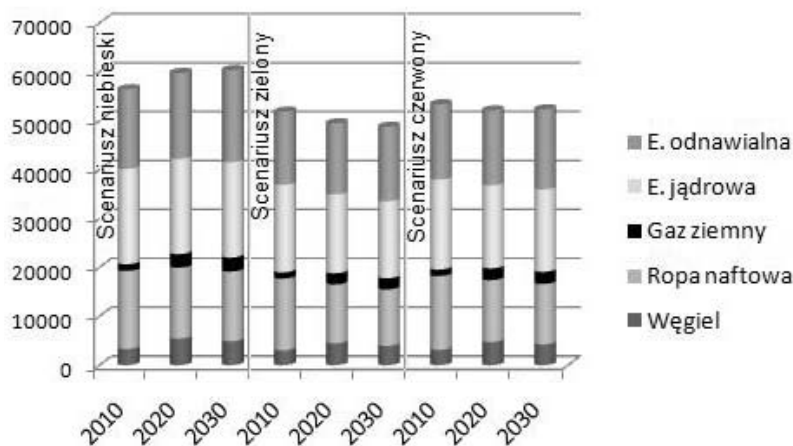
W perspektywie długookresowej planowany jest wzrost konsumpcji wszystkich rodzajów paliw pierwotnych oprócz ciepła wytwarzanego w elektrowniach jądrowych (rys. 4.63). Wzrośnie więc zależność energetyczna od importu, a także produkcja energii elektrycznej w kraju. System gazociągów umożliwia pobór zarówno surowca rosyjskiego, jak i algierskiego, a w przyszłości najprawdopodobniej także z Azji Centralnej, Iranu i Egiptu. Zużycie energii finalnej wzrośnie we wszystkich sektorach gospodarki. Największe zapotrzebowanie w tym względzie zgłaszają transport i przemysł.

4.4.24. Szwecja

Wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego nie jest planowane, a wydobycie węgla systematycznie będzie maleć. Energetykę jądrową planuje się eksploatować na obecnym poziomie, zaś rozbudowywać energetykę opartą na odnawialnych źródłach energii (rys. 4.64). Na dotychczasowym poziomie pozostanie wykorzystanie energii rzek, a wzrośnie wykorzystanie energii tkwiącej w biomasie. Rozbudowywane będą elektrownie wiatrowe, brak natomiast możliwości rozwoju energetyki słonecznej i geotermalnej.



Rysunek 4.64. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Szwecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

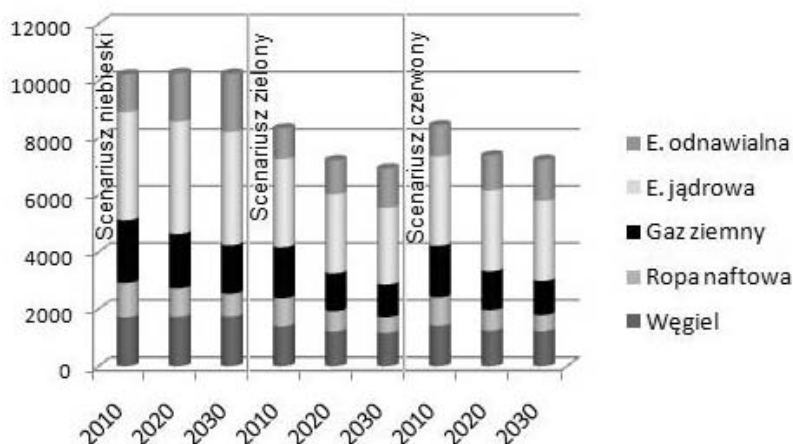


Rysunek 4.65. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Szwecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

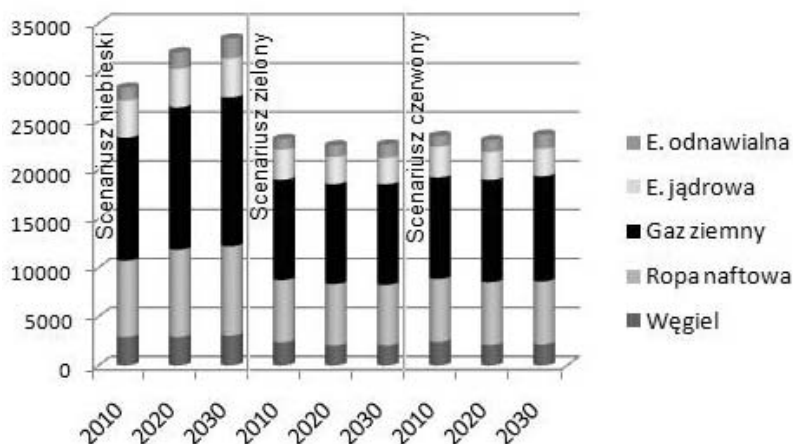
Do 2030 r. wzrośnie konsumpcja biopaliw (rys. 4.65) oraz energii elektrycznej. Trwają intensywne prace nad wdrożeniem do produkcji seryjnej pojazdów napędzanych biogazem, tj. całkowicie wolnych od paliw kopalnych. Umożliwi to do 2020 r. redukcję emisji CO₂ o 40% poniżej poziomu z roku bazowego. Przewidywany jest wzrost konsumpcji energii finalnej we wszystkich sektorach gospodarki oprócz gospodarstw domowych.

4.4.25. Węgry

Przewidywany jest spadek wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, utrzymany zostanie poziom wydobycia węgla, wzrośnie natomiast produkcja energii pierwotnej w elektrowniach jądrowych oraz w energetyce odnawialnej (rys. 4.66). Nastąpi m.in. wzrost wykorzystania energii tkwiącej w biomasie oraz rozbudowa energetyki wiatrowej, zaś z drugiej strony spadek możliwości wykorzystania energii ze źródeł geotermalnych. Zaznaczyć należy, iż w latach 2021-2026 okres eksploatacji dotychczasowych elektrowni jądrowych przekroczy 40 lat.



Rysunek 4.66. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Węgrzech w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



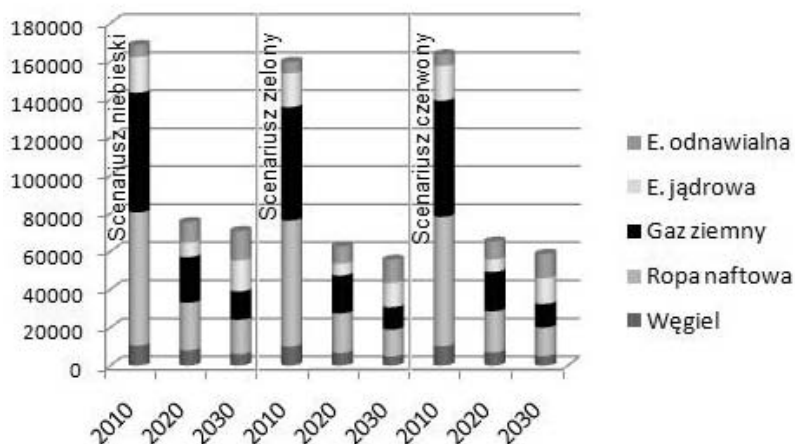
Rysunek 4.67. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Węgrzech w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Planowany jest wzrost poziomu konsumpcji wszystkich rodzajów energii pierwotnej (rys. 4.67), w dwóch trzecich pokrywanej importem. Wybudowane w tym celu zostaną m.in. nowe elektrownie gazowe.

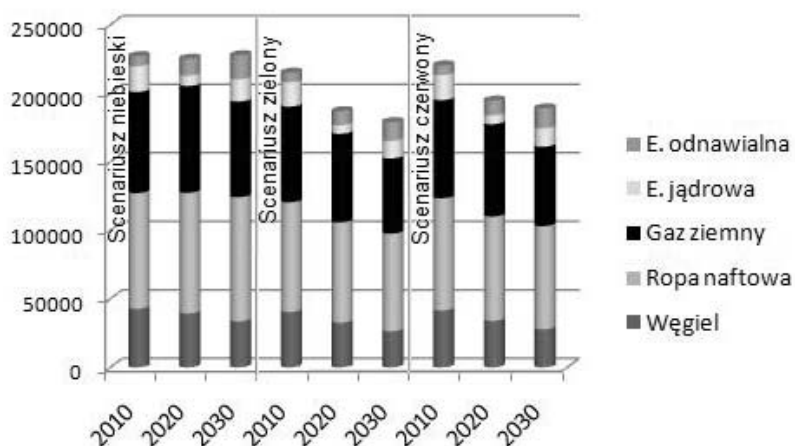
Nastąpi wzrost zużycia energii finalnej oprócz produktów przerobu węgla, spadnie natomiast import energii elektrycznej, której produkcja w kraju się prawie podwoi. Wzrośnie konsumpcja energii we wszystkich sektorach gospodarki.

4.4.26. Wielka Brytania

W perspektywie średnioterminowej spodziewany jest spadek wydobycia węgla, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz energii wytwarzanej w elektrowniach jądrowych, wzrośnie natomiast produkcja energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.68). W perspektywie długookresowej wszystkie powyższe trendy będą kontynuowane oprócz energetyki jądrowej, w której w latach 2020-2030 produkcja energii pierwotnej wzrośnie.



Rysunek 4.68. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



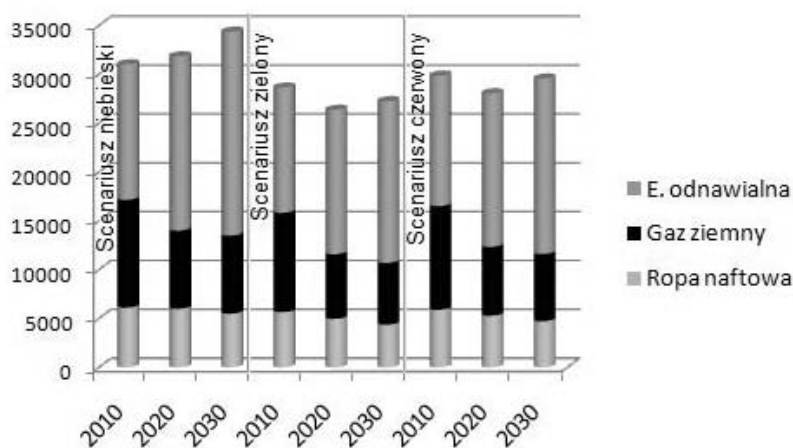
Rysunek 4.69. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Przewiduje się zachowanie konsumpcji energii pierwotnej na stałym, dotychczasowym poziomie (rys. 4.69).

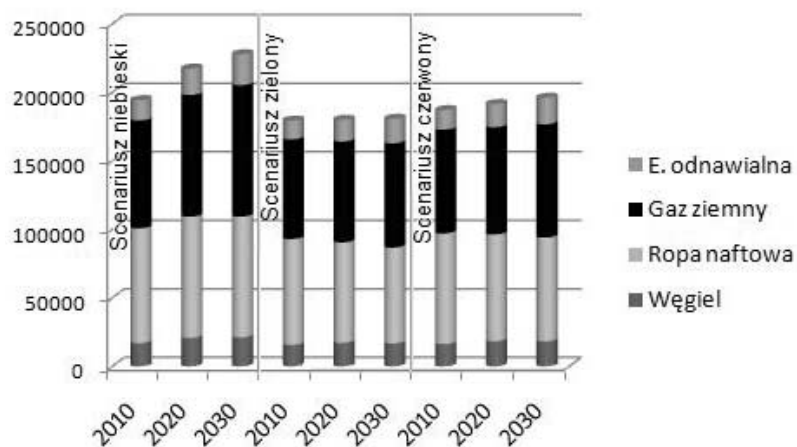
Produkcja i konsumpcja energii elektrycznej oraz konsumpcja ropy naftowej będą systematycznie rosły, a konsumpcja węgla malała. W zakresie konsumpcji gazu ziemnego przewidywany jest spadek do 2020 r., a następnie wzrost. Przemysł, transport i usługi zgłaszają zapotrzebowanie na wzrost konsumpcji energii.

4.4.27. Włochy

Nie planuje się wydobycia węgla, ani produkcji energii w elektrowniach jądrowych. Przewidywane jest natomiast zmniejszenie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych (rys. 4.70).



Rysunek 4.70. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej we Włoszech w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 4.71. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej we Włoszech w latach 2010-2030 [w ktoe] (Źródło: opracowanie własne)

Zapotrzebowanie na wzrost konsumpcji energii pierwotnej zaspokajane będzie w 85% importem. W analizowanym okresie przewidywany jest do 2020 r. wzrost, a następnie spadek zużycia węgla oraz w całym przedziale 2010-2030 wzrost konsumpcji ropy naftowej gazu ziemnego i energii elektrycznej (z 415 do 479 TWh). Zapotrzebowanie na wzrost energii finalnej zgłaszają wszystkie sektory gospodarki, zarówno w perspektywie średnio- jak i długookresowej. Najwięcej energii elektrycznej konsumował będzie nadal przemysł, zaś najbardziej dynamiczny wzrost zużycia odnotuje sektor usług. Gospodarstwa domowe, transport i usługi nieco zmniejszą swoje udziały w ogólnej konsumpcji energii elektrycznej.

* * *

Z wyników przeprowadzonych badań wynika, że zużycie energii w przeliczeniu na jednostkę PKB będzie w Unii Europejskiej systematycznie malało. Precyzyjnie ujmując, zużycie energii w latach 2010-2030 będzie rosło, ale wolniej od tempa przyrostu PKB. Uznając prognozy Komisji Europejskiej przedstawione na początku maja 2009 r., a dotyczące recesji w Unii Europejskiej za wiarygodne, przewidywane trendy będą miały przebieg zbliżony do *scenariusza zielonego*. W *scenariuszu czerwonym* uwzględniono natomiast przewidywane migracje z i do państw członkowskich Unii Europejskiej oraz dokonano przeliczenia PKB na mieszkańca, tj. uwzględniono także imigrantów nieposiadających obywatelstwa, ale uczestniczących w wytwarzaniu i konsumpcji energii w kraju swojego pobytu.

Należy przewidywać, że wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (m.in. energii słonecznej, wiatrowej, wodnej, geotermicznej i biomasy) w *energy mix* oraz coraz bardziej wydajnych energetycznie technologii przyczyni się do zahamowania tempa zmian klimatu oraz do poprawy sytuacji w zakresie innowacyjności i konkurencyjności w Europie. Będzie miał pozytywny wpływ na tworzenia miejsc pracy w energetyce odnawialnej i ochronę środowiska naturalnego, a także negatywny wpływ na utratę miejsc pracy w górnictwie oraz konieczność ponoszenia związanych z tym kosztów osłon socjalnych, likwidacji kopalń i rekultywacji środowiska naturalnego. Jest to niezbędne na drodze do zmniejszenia zależności od kurczących się zasobów paliw kopalnych oraz zahamowania wzrostu cen energii, a także uniezależnienia się od *terroryzmu energetycznego* stosowanego przez niektórych sąsiadów Wspólnoty.

W 2030 r. Unia Europejska ok. 70% swoich potrzeb w zakresie surowców energetycznych będzie zaspokajała importem. W związku z powyższym kluczowego znaczenia nabiera zapewnienie stabilności dostaw surowców poprzez zagwarantowanie ich niezbędnego wolumenu oraz bezpiecznych tras przesyłu. Ze względu na dotychczasowe doświadczenia z przerwami w dostawach rosyjskiego gazu do państw południowo- i centralnoeuropejskich zasadnicze znaczenie posiada zapewnienie dostaw tego surowca.

Podjęte dotychczas działania Wspólnoty oraz podpisana przez kraje tranzytowe umowa o budowie gazociągu *Nabucco* zdają się zmierzać do szczęśliwego finału, pomimo działań Rosji wspieranych przez niektóre państwa członkowskie Unii Europejskiej (Włochy, Grecja, Bułgaria) w zakresie budowy konkurencyjnego gazociągu *Blue Stream*, bądź uczestniczących (Niemcy) w budowie przez Rosję po dnie Bałtyku gazociągu *Nord Stream*. 2/3 gazu z Rosji odbierane są przez dwa kraje: Niemcy i Włochy, stąd oba powyższe projekty uzasadniane są potrzebą wyeliminowania z trasy przesyłu surowca krajów niestabilnych, jakimi ostatnimi laty jawiły się Białoruś i Ukraina. Niejako przy okazji zysków z tranzytu pozbawione zostają takie kraje unijne jak: Polska, Słowacja i Czechy. Kraje te po wybudowaniu gazociągów w prosty sposób będą mogły zostać pozbawione dostaw gazu z kierunku wschodniego – wystarczy, że gazociąg *Przyjaźń* będzie wymagał naprawy, np. ze względu na długi okres eksploatacji.

W interesie całej Unii Europejskiej jest ściślejsza niż dotychczas współpraca państw członkowskich w zakresie gospodarowania gazem. W tym celu kontrakty długoterminowe mogłyby np. być zawierane przez konsorcjum, wybierane w przetargu przeprowadzanym przez Komisję Europejską.

Zakończenie

Unia Europejska, jako całość, jest największym na świecie importerem energii, w coraz większym stopniu uzależnionym od zewnętrznych jej dostaw, co jest efektem nie tyle rosnącego zapotrzebowania na energię, lecz wynika z wyczerpywania się zasobów surowców energetycznych posiadanych przez państwa członkowskie Wspólnoty. Według dostępnych danych, w 2006 r. prawie 80% energii zużywanej w Unii Europejskiej pochodziło z paliw kopalnych, tj. węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. Energia jądrowa stanowiła 14%, zaś energia ze źródeł odnawialnych ok. 7%. Europejskie zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego na dnie Morza Północnego wyczerpują się, co skutkować będzie w najbliższej przyszłości wzrostem uzależnienia od importu z innych regionów świata oraz brakiem gwarancji stabilności cen i możliwością zaistnienia zaburzeń w dostawach. Zgodnie z przedstawionymi w publikacji scenariuszami energetycznymi uzależnienie Unii Europejskiej od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych wzrośnie z obecnego poziomu 56% do 66% w 2030 r.

Niniejsza publikacja wpisuje się w nurt debaty publicznej nad przyszłością energetyki w Unii Europejskiej. Z opublikowanych wyników badań wynika, że jeśli utrzymane zostaną dotychczasowe kierunki rozwoju gospodarki, zapotrzebowanie na energię w Unii Europejskiej w latach 2010-2030 wzrośnie o 13,6%. Brak jest jednak gwarancji, iż dotychczasowi dostawcy ropy naftowej i gazu ziemnego, w kontekście przewidywanego zmniejszenia wydobycia węgla ze względu na wprowadzane ograniczenia emisji CO₂, w bliższej i dalszej perspektywie będą posiadali zdolności oraz wolę do zwiększenia inwestycji, niezbędnych do zaspokojenia wzrastającego zapotrzebowania na ww. surowce. By uniknąć ryzyka załamania dostaw, w aspekcie zrównoważenia wzrastającego popytu na paliwa i energię, niezbędne jest rozwijanie ciepłownictwa, elektroenergetyki oraz produkcji paliw transportowych w oparciu o źródła odnawialne. Wskazana jest kontynuacja badań nad możliwością pozyskiwania surowców energetycznych z poszczególnych regionów świata, w tym w szczególności z państw uczestniczących w Partnerstwie Wschodnim⁷⁸⁾, Rosji i krajów Azji Centralnej oraz państw Regionu Śródziemnomorskiego i Środkowego Wschodu.

We wszystkich państwach Unii Europejskiej obowiązuje gromadzenie rezerw obowiązkowych ropy naftowej i paliw płynnych. Są w niej kraje, które nie posiadają rafinerii, a także takie, które eksploatują ich kilka. W jednych przemysł petrochemiczny całkowicie należy do skarbu państwa, zaś w innych częściowo lub w pełni jest w rękach prywatnych. Zwykle rafinerie zlokalizowane są na wybrzeżu, ale część z nich znajduje się w głębi kraju, w związku z czym ropa naftowa transportowana jest do nich rurociągami, bądź tankowcami. Jediną regułą jest brak reguł. Ze względu na istnienie światowego rynku ropy oraz możliwość wyboru spośród wielu dostawców, nie ma większych problemów z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw tego surowca. Znacznie większe niebezpieczeństwo stwarza istnienie w niektórych państwach Wspólnoty monopolu i dyktowanie cen przez jednego albo nieco więk-

⁷⁸⁾ Partnerstwo Wschodnie obejmuje Ukrainę, Mołdawię, Gruzję, Armenię, Azerbejdżan oraz Białoruś. Z ww. państwami Unia Europejska zamierza budować strefę wolnego handlu, współpracować w energetyce oraz wspierać poprawę administracji państwowej i społeczeństwo obywatelskie.

szą, ale sztucznie ograniczoną liczbę firm, zwłaszcza gdy one jednocześnie: poszukują, wydobywają, importują, transportują, przetwarzają i magazynują ropę naftową, bądź magazynują i dystrybuują paliwa i inne produkty ropopochodne.

Zapewnieniu ciągłości dostaw gazu ziemnego jest niezmiernie istotne dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego większości państw członkowskich Unii Europejskiej. Służy temu dywersyfikacja źródeł, dostawców oraz kierunków dostaw i tras przesyłu surowca. O ile istnieje rynek ropy naftowej i można ją kupować u wielu producentów, to w przypadku gazu ziemnego wybór dostawcy jest bardzo ograniczony. Wynika stąd potrzeba rozwoju możliwości przewożenia gazu ziemnego w postaci skroplonej (LNG) drogą morską, pociągająca za sobą konieczność budowy, bądź rozbudowy w unijnych państwach nadmorskich terminali regazyfikacyjnych i zbiorników do jego magazynowania, a także infrastruktury przesyłu importowanego gazu z portu do odbiorców w głębi kraju. Niezbędne jest również zapewnienie odpowiednich pojemności magazynowych na surowiec transportowany drogą lądową, sprawnego systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a także właściwego poziomu wydobycia surowca w krajach, które dysponują jego złożami.

Większość importowanej przez państwa unijne surowców energetycznych pochodzi ze Środkowego Wschodu, państw WNP i Afryki Północnej. Stąd stabilność polityczna i gospodarcza w wymienionych rejonach posiada zasadnicze znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej.

Ze względu na praktyki monopolistyczne producentów gazu ziemnego i ropy naftowej oraz wykorzystywanie przez niektórych z nich surowców energetycznych jako narzędzi wojny gospodarczej z państwami importerami (*terrorizm energetyczny*), niezbędna jest budowa infrastruktury łączącej kraje importujące w sposób niezależny od eksporterów, poprawa efektywności wykorzystania energii oraz wzrost jej produkcji ze źródeł odnawialnych, a także w oparciu o elektrownie jądrowe. Dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego każdego państwa, podobnie jak w przypadku całej Unii Europejskiej, niezbędna jest dywersyfikacja dostawców i źródeł dostaw, a także możliwość zmiany tras przesyłu surowców energetycznych. Na wypadek powtarzania się konfliktów gazowych pomiędzy Rosją i Ukrainą, bądź Rosją i Białorusią, powinna zostać zapewniona możliwość odbioru surowca z innych kierunków poprzez budowę przyłączy pomiędzy systemami rurociągów poszczególnych krajów sąsiadujących. Natomiast w celu umożliwienia właściwej dystrybucji surowca na terenie danego kraju, musi istnieć o odpowiedniej przepustowości sieć ropo- i gazociągów, pozwalająca na transport ze wschodu na zachód i z południa na północ, ale także w kierunkach przeciwnych.

Wspólnota europejska dąży do wypracowania różnych scenariuszy kryzysowych na wypadek wstrzymania dostaw surowców energetycznych ze Wschodu. Muszą one uwzględniać potrzeby wszystkich państw członkowskich w zakresie zapewnienia ciągłości i niezbędnego wolumenu dostaw. W niewielkim stopniu można je jednak budować w oparciu o dotychczasowe doświadczenia. Niektóre kraje, które ucierpiały w wyniku ostatniego gazowego konfliktu rosyjsko-ukraińskiego próbują układać się samodzielnie z Rosją, licząc na lepsze potraktowanie w przyszłości. Liczna jest także reprezentacja państw od dawna korzystających z przywilejów wynikających z bardzo dobrych własnych relacji dwustronnych z Rosją, które wręcz swoiście pojmują potrzebę europejskiej solidarności energetycznej. Oprócz poprawy stosunków z państwami tranzytowymi niezbędne wydaje się także wypracowanie narzędzi umożliwiających Komisji Europejskiej oddziaływanie na poszczególne państwa realizujące często swoje partykularne interesy, stojące w jaskrawej sprzeczności z interesem Wspólnoty.

Problem ten wyraża się np. nieuwzględnianiem interesów wspólnotowych w narodowych strategiach zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Pomiędzy państwami członkowskimi powinna nastąpić intensyfikacja współpracy energetycznej, poprzez zawarcie umów bilateralnych pomiędzy wszystkimi sąsiadami i rozwój wzajemnych konsultacji obejmujących strategiczne decyzje dotyczące sektorów energetycznych. Wypracowane powinny zostać procedury unijnej współpracy w sferze zaopatrzenia w surowce energetyczne w sytuacjach kryzysowych oraz skonsolidowane wysiłki w budowie alternatywnych wobec dotychczasowych korytarzy transportowych. Ważne jest również właściwe gospodarowanie będącymi w dyspozycji zasobami. Ze względu na posiadane niewielkie możliwości zwiększenia wydobywania surowców energetycznych na własnym terytorium, państwa członkowskie Unii Europejskiej postanowiły rozwijać energetykę w oparciu o odnawialne źródła energii. Podjęto także działania zmierzające do wdrożenia technologii czystowęglowych oraz upowszechnienia wykorzystania zjawiska kogeneracji. Dwanaście demonstracyjnych instalacji wychwytywania i przechowywania dwutlenku węgla ma zostać w skali komercyjnej uruchomionych do 2015 r. Ponadto dostrzeżono korzyści związane ze zdywersyfikowanymi źródłami dostaw rud uranu, jakie może dać rozwój energetyki jądrowej. Podjęto wyzwanie, które wszakże przekracza perspektywę 2030 r., polegające na budowie we Francji próbnej elektrowni termojądrowej. Zaawansowane są badania nad wieloma innymi nowymi technologiami zmniejszającymi zapotrzebowanie na energię, bądź paliwa, w tym nad budową pojazdów hybrydowych i w pełni elektrycznych.

Dotychczasowa statystyka energetyczna koncentrowała się na podaży energii pierwotnej pochodzącej ze źródeł kopalnych. Aktualnie przed statystyką tą stoi zadanie bazowania na zużyciu wszystkich typów energii finalnej, a w szczególności większego niż dotychczas uwzględniania energii ze źródeł odnawialnych i energii jądrowej. Aktualne i wiarygodne informacje na powyższy temat są niezbędne strukturom Unii Europejskiej do monitorowania wpływu zużycia energii na środowisko naturalne w aspekcie emisji gazów cieplarnianych oraz zaspokojenia bieżących i perspektywicznych potrzeb państw członkowskich Wspólnoty w kontekście zapewnienia ich bezpieczeństwa energetycznego. Stąd badania te powinny być prowadzone w każdym państwie członkowskim Wspólnoty. Wskazane wydaje się, by badaniami objąć także kraje Partnerstwa Wschodniego oraz inne państwa europejskie. Potrzeba kontynuacji badań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego wynika z ważnej roli, jaką powyższe kraje odgrywają w zakresie produkcji i tranzytu surowców energetycznych, a także ze względu na zmieniające się uwarunkowania geostrategiczne. Część z ww. państw ma realne szanse, po spełnieniu określonych wymagań, na wstąpienie do Unii Europejskiej, jednak nie wydaje się to możliwe przed 2030 r. Byłby to niewątpliwie impuls do poprawy poziomu życia obywateli wspomnianych państw, pociągałby za sobą najprawdopodobniej jednak reakcję Rosji, z którą przyjazne relacje powinny zostać zachowane, w tym w szczególności w obszarze importu do Unii Europejskiej surowców energetycznych. Dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej w perspektywie długookresowej niezbędna jest także poprawa relacji politycznych z innymi państwami dysponującymi surowcami energetycznymi, a leżącymi w jej pobliżu (np. Iran i Libia) oraz wsparcie w dążeniach do poprawy poziomu rozwoju gospodarczego i poziomu bezpieczeństwa wewnętrznego (np. Afganistan i Irak). Ponadto niezbędne jest utrzymywanie przez Unię Europejską stabilnych relacji z państwami Bliskiego i Środkowego Wschodu oraz Afryki Północnej. Należy jednak liczyć się z tym, iż do 2030 r. największym dostawcą surowców energetycznych dla Unii Europejskiej pozostanie Rosja.



Fot.: I. J. Leszczyńska

Wezuwiusz 2009 (Włochy)

Spis rysunków

- Rys. 1.1. Poziomy bezpieczeństwa energetycznego w Unii Europejskiej (s. 13).
- Rys. 1.2. Unia Europejska w 2009 r. (s. 14).
- Rys. 1.3. Strona tytułowa *Energy Statistics Manual* (s. 22).
- Rys. 1.4. Pierwsza strona *News release* nr 70/2009 (s. 24).
- Rys. 1.5. Strona tytułowa *Statistical books* nr 4/2009 (s. 24).
- Rys. 1.6. Przykładowe strony tytułowe *Pocketbooks* z 2008 r. (s. 25).
- Rys. 1.7. Pierwsza strona *Statistics in focus* nr 35/2009 (s. 25).
- Rys. 1.8. Pierwsza strona *Data in focus* nr 16/2009 (s. 25).
- Rys. 1.9. Strona tytułowa *Methodologies and working papers* z 2008 r. (s. 25).
- Rys. 1.10. Strona tytułowa publikacji pt. *Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions* (s. 26).
- Rys. 1.11. Strona tytułowa publikacji pt. *Europe in figures. Eurostat yearbook 2008* (s. 26).
- Rys. 1.12. *World Energy Outlook 2008* (s. 27).
- Rys. 1.13. *Energy Security and Climate Policy* (s. 27).
- Rys. 1.14. Strona tytułowa publikacji pt. *Key World Energy Statistics 2008* (s. 27).
- Rys. 1.15. Świat według OECD (s. 27).
- Rys. 1.16. Świat według EIA (s. 28).
- Rys. 1.17. Światowe zużycie ropy naftowej w latach 1997-2007 (s. 29).
- Rys. 1.18. Terminologia w obszarze nośników i źródeł energii (s. 30).
- Rys. 1.19. Przepływ energii elektrycznej od producenta do odbiorcy (s. 31).
- Rys. 1.20. Przepływ ciepła od producenta do odbiorcy (s. 31).
- Rys. 1.21. Pierwotne i pochodne produkty węglowe (s. 32).
- Rys. 1.22. Przepływ węgla od producenta do odbiorcy (s. 32).
- Rys. 1.23. Przepływy gazu ziemnego (s. 33).
- Rys. 1.24. Pierwotne i pochodne nośniki energii pochodzące z ropy naftowej (s. 34).
- Rys. 1.25. Przepływy ropy naftowej (s. 34).
- Rys. 1.26. Trzy grupy odnawialnych źródeł energii (s. 35).
- Rys. 1.27. Przepływy w I grupie odnawialnych źródeł energii (s. 35).
- Rys. 1.28. Przepływy w II grupie odnawialnych źródeł energii (s. 36).
- Rys. 1.29. Przepływy w III grupie odnawialnych źródeł energii (s. 36).
- Rys. 1.30. Typologia ryzyka (s. 40).
- Rys. 2.1. Struktura zużycia energii pierwotnej na świecie (2006) (s. 53).
- Rys. 2.2. Źródła energii elektrycznej na świecie (2006) (s. 53).
- Rys. 2.3. Zależność USA od importu paliw płynnych [w mln b/d] (2008) (s. 53).
- Rys. 2.4. Potwierdzone zasoby węgla na świecie, w 2005 r. [w mld t] (s. 54).
- Rys. 2.5. Kraje wydobywające węgiel w Unii Europejskiej w 2007 r. (s. 59).
- Rys. 2.6. Potwierdzone zasoby gazu ziemnego [w mld m³] (s. 68).
- Rys. 2.7. Europejski system gazociągów (s. 72).
- Rys. 2.8. Potwierdzone zasoby ropy naftowej [w mld b] (s. 80).
- Rys. 2.9. Europejski system rurociągów (s. 89).
- Rys. 2.10. Zużycie ropy naftowej w największych państwach Unii Europejskiej [w mln b/d] (s. 91).
- Rys. 2.11. Elektrownie jądrowe na świecie (2008) (s. 96).
- Rys. 2.12. Największe światowe złoża uranu (2006) (s. 98).
- Rys. 2.13. Elektrownia jądrowa we Flamenville (s. 103).
- Rys. 2.14. Ośrodek jądrowy w Świerku koło Warszawy (s. 110).
- Rys. 2.15. Moc elektryczna elektrowni wiatrowych na świecie w 2004 r. (s. 119).
- Rys. 2.16. Roczne przyrosty mocy elektrowni wiatrowych (1991-2007) (s. 119).
- Rys. 2.17. Skumulowana moc elektrowni wiatrowych (1990-2007) (s. 120).
- Rys. 2.18. Państwa rozwijające energetykę wiatrową, w których w 2007 r. łączna moc elektrowni wiatrowych przekraczała 10 MW (s. 120).
- Rys. 2.19. Moc elektrowni wiatrowych w państwach Unii Europejskiej wg stanu na koniec 2007 r. (s. 127).
- Rys. 2.20. Dynamika rozwoju energetyki wiatrowej w Niemczech (s. 128).
- Rys. 3.1. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Austrii (s. 163).
- Rys. 3.2. Rozwój energetyki odnawialnej w Austrii [w ktoe] (s. 163).
- Rys. 3.3. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Austrii [w ktoe] (s. 163).
- Rys. 3.4. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Belgii (s. 164).
- Rys. 3.5. Rozwój energetyki odnawialnej w Belgii [w ktoe] (s. 164).
- Rys. 3.6. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Belgii [w ktoe] (s. 164).

- Rys. 3.7. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Bułgarii (s. 165).
- Rys. 3.8. Rozwój energetyki odnawialnej w Bułgarii [w ktoe] (s. 165).
- Rys. 3.9. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Bułgarii [w ktoe] (s. 165).
- Rys. 3.10. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Cyprze (s. 166).
- Rys. 3.11. Rozwój energetyki odnawialnej na Cyprze [w ktoe] (s. 166).
- Rys. 3.12. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Cyprze [w ktoe] (s. 166).
- Rys. 3.13. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Czechach (s. 167).
- Rys. 3.14. Rozwój energetyki odnawialnej w Czechach [w ktoe] (s. 167).
- Rys. 3.15. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Czechach [w ktoe] (s. 167).
- Rys. 3.16. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Danii (s. 168).
- Rys. 3.17. Rozwój energetyki odnawialnej w Danii [w ktoe] (s. 168).
- Rys. 3.18. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Danii [w ktoe] (s. 168).
- Rys. 3.19. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Estonii (s. 169).
- Rys. 3.20. Rozwój energetyki odnawialnej w Estonii [w ktoe] (s. 169).
- Rys. 3.21. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Estonii [w ktoe] (s. 169).
- Rys. 3.22. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Finlandii (s. 170).
- Rys. 3.23. Rozwój energetyki odnawialnej w Finlandii [w ktoe] (s. 170).
- Rys. 3.24. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Finlandii [w ktoe] (s. 170).
- Rys. 3.25. Rozwój produkcji energii pierwotnej we Francji (s. 171).
- Rys. 3.26. Rozwój energetyki odnawialnej we Francji [w ktoe] (s. 171).
- Rys. 3.27. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów we Francji [w ktoe] (s. 171).
- Rys. 3.28. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Grecji (s. 172).
- Rys. 3.29. Rozwój energetyki odnawialnej w Grecji [w ktoe] (s. 172).
- Rys. 3.30. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Grecji [w ktoe] (s. 172).
- Rys. 3.31. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Hiszpanii (s. 173).
- Rys. 3.32. Rozwój energetyki odnawialnej w Hiszpanii [w ktoe] (s. 173).
- Rys. 3.33. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Hiszpanii [w ktoe] (s. 173).
- Rys. 3.34. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Holandii (s. 174).
- Rys. 3.35. Rozwój energetyki odnawialnej w Holandii [w ktoe] (s. 174).
- Rys. 3.36. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Holandii [w ktoe] (s. 174).
- Rys. 3.37. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Irlandii (s. 175).
- Rys. 3.38. Rozwój energetyki odnawialnej w Irlandii [w ktoe] (s. 175).
- Rys. 3.39. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Irlandii [w ktoe] (s. 175).
- Rys. 3.40. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Litwie (s. 176).
- Rys. 3.41. Rozwój energetyki odnawialnej na Litwie [w ktoe] (s. 176).
- Rys. 3.42. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Litwie [w ktoe] (s. 176).
- Rys. 3.43. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Luksemburgu (s. 177).
- Rys. 3.44. Rozwój energetyki odnawialnej w Luksemburgu [w ktoe] (s. 177).
- Rys. 3.45. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Luksemburgu [w ktoe] (s. 177).
- Rys. 3.46. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Łotwie (s. 178).
- Rys. 3.47. Rozwój energetyki odnawialnej na Łotwie [w ktoe] (s. 178).
- Rys. 3.48. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Łotwie [w ktoe] (s. 178).
- Rys. 3.49. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Malcie (s. 179).
- Rys. 3.50. Rozwój energetyki odnawialnej na Malcie [w ktoe] (s. 179).
- Rys. 3.51. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Malcie [w ktoe] (s. 179).
- Rys. 3.52. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Niemczech (s. 180).
- Rys. 3.53. Rozwój energetyki odnawialnej w Niemczech [w ktoe] (s. 180).
- Rys. 3.54. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Niemczech [w ktoe] (s. 180).
- Rys. 3.55. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Polsce (s. 181).
- Rys. 3.56. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Polsce [w ktoe] (s. 181).
- Rys. 3.57. Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce [w ktoe] (s. 182).
- Rys. 3.58. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Portugalii (s. 183).
- Rys. 3.59. Rozwój energetyki odnawialnej w Portugalii [w ktoe] (s. 183).
- Rys. 3.60. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Portugalii [w ktoe] (s. 183).
- Rys. 3.61. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Rumunii (s. 184).
- Rys. 3.62. Rozwój energetyki odnawialnej w Rumunii [w ktoe] (s. 184).
- Rys. 3.63. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Rumunii [w ktoe] (s. 184).
- Rys. 3.64. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Słowacji (s. 185).
- Rys. 3.65. Rozwój energetyki odnawialnej na Słowacji [w ktoe] (s. 185).
- Rys. 3.66. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Słowacji [w ktoe] (s. 185).

- Rys. 3.67. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Słowenii (s. 186).
- Rys. 3.68. Rozwój energetyki odnawialnej w Słowenii [w ktoe] (s. 186).
- Rys. 3.69. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Słowenii [w ktoe] (s. 186).
- Rys. 3.70. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Szwecji (s. 187).
- Rys. 3.71. Rozwój energetyki odnawialnej w Szwecji [w ktoe] (s. 187).
- Rys. 3.72. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Szwecji [w ktoe] (s. 187).
- Rys. 3.73. Rozwój produkcji energii pierwotnej na Węgrzech (s. 188).
- Rys. 3.74. Rozwój energetyki odnawialnej na Węgrzech [w ktoe] (s. 188).
- Rys. 3.75. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów na Węgrzech [w ktoe] (s. 188).
- Rys. 3.76. Rozwój produkcji energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii (s. 189).
- Rys. 3.77. Rozwój energetyki odnawialnej w Wielkiej Brytanii [w ktoe] (s. 189).
- Rys. 3.78. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w Wielkiej Brytanii [w ktoe] (s. 189).
- Rys. 3.79. Rozwój produkcji energii pierwotnej we Włoszech (s. 190).
- Rys. 3.80. Rozwój energetyki odnawialnej we Włoszech [w ktoe] (s. 190).
- Rys. 3.81. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów we Włoszech [w ktoe] (s. 190).
- Rys. 3.82. Konsumpcja energii wg paliw w Unii Europejskiej w 2006 r. (UE-27) (s. 191).
- Rys. 3.83. Rozwój konsumpcji energii finalnej wg sektorów w UE-27 [w ktoe] (s. 191).
- Rys. 3.84. Rozwój produkcji energii pierwotnej w UE-27 (s. 191).
- Rys. 3.85. Rozwój energetyki odnawialnej w UE-27 [w ktoe] (s. 192).
- Rys. 4.1. Bezrobocie w Unii Europejskiej oraz w strefie euro (s. 194).
- Rys. 4.2. Zużycie energii na świecie (1980-2030) [w mld Btu] (s. 198).
- Rys. 4.3. Sześć bazowych grup państw wg U.S. Departament of Energy (s. 199).
- Rys. 4.4. Zużycie energii według grup państw (2005-2030) (s. 199).
- Rys. 4.5. Zużycie energii na świecie według paliw [w mld Btu] (1990-2030) (s. 200).
- Rys. 4.6. Produkcja energii elektrycznej na świecie według paliw [w TWh] (1990-2030) (s. 200).
- Rys. 4.7. Przewidywane zużycie energii na świecie według trzech modeli wzrostu gospodarczego [w mld Btu] (1980-2030) (s. 201).
- Rys. 4.8. Cztery scenariusze polityki energetycznej (s. 202).
- Rys. 4.9. Procentowe zmiany światowej intensywności energetycznej [w E/PKB] (s. 204).
- Rys. 4.10. Cztery scenariusze zmian w światowej produkcji energii pierwotnej [w %] (s. 204).
- Rys. 4.11. Pięć regionów według World Energy Council (s. 205).
- Rys. 4.12. Zapotrzebowanie na paliwa pierwotne w Unii Europejskiej do 2030 r. (s. 206).
- Rys. 4.13. Produkcja energii elektrycznej według źródeł [w %] (s. 206).
- Rys. 4.14. Udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej [w %] (s. 207).
- Rys. 4.15. Dotychczasowa oraz przewidywana zależność energetyczna Unii Europejskiej [w %] (s. 207).
- Rys. 4.16. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w UE-27 w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 208).
- Rys. 4.17. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w UE-27 w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 208).
- Rys. 4.18. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Austrii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 237).
- Rys. 4.19. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Austrii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 237).
- Rys. 4.20. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Belgii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 238).
- Rys. 4.21. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Belgii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 238).
- Rys. 4.22. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Bułgarii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 239).
- Rys. 4.23. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Bułgarii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 239).
- Rys. 4.24. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Cyprze w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 240).
- Rys. 4.25. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Cyprze w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 240).
- Rys. 4.26. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Czechach w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 241).
- Rys. 4.27. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Czechach w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 241).
- Rys. 4.28. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Danii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 242).
- Rys. 4.29. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Danii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 242).
- Rys. 4.30. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Estonii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 243).
- Rys. 4.31. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Estonii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 243).
- Rys. 4.32. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Finlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 244).
- Rys. 4.33. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Finlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 244).

- Rys. 4.34. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej we Francji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 245).
- Rys. 4.35. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej we Francji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 245).
- Rys. 4.36. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Grecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 246).
- Rys. 4.37. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Grecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 246).
- Rys. 4.38. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Hiszpanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 247).
- Rys. 4.39. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Hiszpanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 247).
- Rys. 4.40. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Holandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 248).
- Rys. 4.41. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Holandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 248).
- Rys. 4.42. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Irlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 249).
- Rys. 4.43. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Irlandii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 249).
- Rys. 4.44. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Litwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 250).
- Rys. 4.45. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Litwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 250).
- Rys. 4.46. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Luksemburgu w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 251).
- Rys. 4.47. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Luksemburgu w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 251).
- Rys. 4.48. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Łotwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 252).
- Rys. 4.49. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Łotwie w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 252).
- Rys. 4.50. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Malcie w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 253).
- Rys. 4.51. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Malcie w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 253).
- Rys. 4.52. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Niemczech w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 254).
- Rys. 4.53. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Niemczech w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 254).
- Rys. 4.54. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Polsce w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 255).
- Rys. 4.55. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Polsce w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 255).
- Rys. 4.56. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Portugalii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 256).
- Rys. 4.57. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Portugalii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 256).
- Rys. 4.58. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Rumunii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 257).
- Rys. 4.59. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Rumunii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 257).
- Rys. 4.60. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Słowacji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 258).
- Rys. 4.61. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Słowacji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 258).
- Rys. 4.62. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Słowenii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 259).
- Rys. 4.63. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Słowenii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 259).
- Rys. 4.64. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Szwecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 260).
- Rys. 4.65. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Szwecji w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 260).
- Rys. 4.66. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej na Węgrzech w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 261).
- Rys. 4.67. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej na Węgrzech w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 261).
- Rys. 4.68. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 262).
- Rys. 4.69. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej w Wielkiej Brytanii w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 262).
- Rys. 4.70. Przewidywany poziom produkcji energii pierwotnej we Włoszech w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 263).
- Rys. 4.71. Przewidywany poziom konsumpcji energii pierwotnej we Włoszech w latach 2010-2030 [w ktoe] (s. 263).

Spis tablic

- Tabela 2.1. Rezerwy węgla kamiennego w wybranych krajach na świecie, w 2007 r. (s. 55).
- Tabela 2.2. Produkcja węgla kamiennego na świecie (2001-2006) (s. 56).
- Tabela 2.3. Eksport węgla kamiennego na świecie (2001-2006) (s. 57).
- Tabela 2.4. Rezerwy węgla brunatnego w wybranych krajach na świecie w 2005 r. (s. 58).
- Tabela 2.5. Produkcja węgla brunatnego na świecie w latach 2001-2006 (s. 58).
- Tabela 2.6. Produkcja węgla kamiennego w największych państwach Unii Europejskiej (2001-2006) (s. 60).
- Tabela 2.7. Import węgla kamiennego w największych państwach Unii Europejskiej (2001-2006) (s. 61).
- Tabela 2.8. Produkcja i import węgla w Unii Europejskiej w 2007 r. [w mln t] (s. 62).
- Tabela 2.9. Wdrażane na świecie projekty proklimatyczne (s. 65).
- Tabela 2.10. Charakterystyka systemów gazowniczych największych państw Unii Europejskiej (wg danych za 2007 r.) (s. 69).
- Tabela 2.11. Zapotrzebowanie na ropę naftową na świecie [w mln b] (s. 87).
- Tabela 2.12. Sektor naftowy największych państw Unii Europejskiej w 2005 r. (s. 87).
- Tabela 2.13. Energetyka jądrowa w wybranych państwach na świecie (2008) (s. 97).
- Tabela 2.14. Produkcja uranu w wybranych państwach na świecie (w latach 2005-2006) (s. 98).
- Tabela 2.15. Stopień zależności energetycznej wybranych państw UE (2006) (s. 99).
- Tabela 2.16. Produkcja energii w wybranych państwach UE (2006) (s. 100).
- Tabela 2.17. Elektrownie jądrowe w Unii Europejskiej oraz zapotrzebowanie na uran (2008) (s. 101).
- Tabela 2.18. Elektrownie jądrowe we Francji (2008) (s. 102).
- Tabela 2.19. Elektrownie jądrowe funkcjonujące w Hiszpanii (2008) (s. 104).
- Tabela 2.20. Niemieckie elektrownie jądrowe (2008) (s. 105).
- Tabela 2.21. Elektrownie jądrowe funkcjonujące w Wielkiej Brytanii (2008) (s. 106).
- Tabela 2.22. Międzynarodowa skala zdarzeń jądrowych (s. 115).
- Tabela 2.23. Podział odnawialnych źródeł energii (s. 117).
- Tabela 2.24. Moc elektrowni wiatrowych w wybranych krajach w 2007 r. (s. 121).
- Tabela 2.25. Moc elektrowni wiatrowych w państwach UE [w MW] (s. 126).
- Tabela 3.1. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Austrii (2000-2006) (s. 135).
- Tabela 3.2. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Belgii (2000-2006) (s. 136).
- Tabela 3.3. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Bułgarii (2000-2006) (s. 137).
- Tabela 3.4. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Cyprze (2000-2006) (s. 138).
- Tabela 3.5. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Czechach (2000-2006) (s. 139).
- Tabela 3.6. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Danii (2000-2006) (s. 140).
- Tabela 3.7. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Estonii (2000-2006) (s. 141).
- Tabela 3.8. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Finlandii (2000-2006) (s. 142).
- Tabela 3.9. Bilans energii i wskaźniki energetyczne we Francji (2000-2006) (s. 143).
- Tabela 3.10. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Grecji (2000-2006) (s. 144).
- Tabela 3.11. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Hiszpanii (2000-2006) (s. 145).
- Tabela 3.12. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Holandii (2000-2006) (s. 146).
- Tabela 3.13. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Irlandii (2000-2006) (s. 147).
- Tabela 3.14. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Litwie (2000-2006) (s. 148).
- Tabela 3.15. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Luksemburgu (2000-2006) (s. 149).
- Tabela 3.16. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Łotwie (2000-2006) (s. 150).
- Tabela 3.17. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Malcie (2000-2006) (s. 151).
- Tabela 3.18. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Niemczech (2000-2006) (s. 152).
- Tabela 3.19. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Polsce (2000-2006) (s. 153).
- Tabela 3.20. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Portugalii (2000-2006) (s. 154).
- Tabela 3.21. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Rumunii (2000-2006) (s. 155).
- Tabela 3.22. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Słowacji (2000-2006) (s. 156).
- Tabela 3.23. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Słowenii (2000-2006) (s. 157).
- Tabela 3.24. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Szwecji (2000-2006) (s. 158).
- Tabela 3.25. Bilans energii i wskaźniki energetyczne na Węgrzech (2000-2006) (s. 159).
- Tabela 3.26. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Wielkiej Brytanii (2000-2006) (s. 160).
- Tabela 3.27. Bilans energii i wskaźniki energetyczne we Włoszech (2000-2006) (s. 161).
- Tabela 3.28. Bilans energii i wskaźniki energetyczne w Unii Europejskiej – UE-27 (2000-2006) (s. 162).
- Tabela 4.1. Udział źródeł energii w całkowitej energii pierwotnej [w %] (s. 206).
- Tabela 4.2. Scenariusze energetyczne dla UE-27 do 2030 r. (s. 209).
- Tabela 4.3. Scenariusze energetyczne dla Austrii do 2030 r. (s. 210).
- Tabela 4.4. Scenariusze energetyczne dla Belgii do 2030 r. (s. 211).

- Tabela 4.5. Scenariusze energetyczne dla Bułgarii do 2030 r. (s. 212).
- Tabela 4.6. Scenariusze energetyczne dla Cypru do 2030 r. (s. 213).
- Tabela 4.7. Scenariusze energetyczne dla Czech do 2030 r. (s. 214).
- Tabela 4.8. Scenariusze energetyczne dla Danii do 2030 r. (s. 215).
- Tabela 4.9. Scenariusze energetyczne dla Estonii do 2030 r. (s. 216).
- Tabela 4.10. Scenariusze energetyczne dla Finlandii do 2030 r. (s. 217).
- Tabela 4.11. Scenariusze energetyczne dla Francji do 2030 r. (s. 218).
- Tabela 4.12. Scenariusze energetyczne dla Grecji do 2030 r. (s. 219).
- Tabela 4.13. Scenariusze energetyczne dla Hiszpanii do 2030 r. (s. 220).
- Tabela 4.14. Scenariusze energetyczne dla Holandii do 2030 r. (s. 221).
- Tabela 4.15. Scenariusze energetyczne dla Irlandii do 2030 r. (s. 222).
- Tabela 4.16. Scenariusze energetyczne dla Litwy do 2030 r. (s. 223).
- Tabela 4.17. Scenariusze energetyczne dla Luksemburga do 2030 r. (s. 224).
- Tabela 4.18. Scenariusze energetyczne dla Łotwy do 2030 r. (s. 225).
- Tabela 4.19. Scenariusze energetyczne dla Malty do 2030 r. (s. 226).
- Tabela 4.20. Scenariusze energetyczne dla Niemiec do 2030 r. (s. 227).
- Tabela 4.21. Scenariusze energetyczne dla Polski do 2030 r. (s. 228).
- Tabela 4.22. Scenariusze energetyczne dla Portugalii do 2030 r. (s. 229).
- Tabela 4.23. Scenariusze energetyczne dla Rumunii do 2030 r. (s. 230).
- Tabela 4.24. Scenariusze energetyczne dla Słowacji do 2030 r. (s. 231).
- Tabela 4.25. Scenariusze energetyczne dla Słowenii do 2030 r. (s. 232).
- Tabela 4.26. Scenariusze energetyczne dla Szwecji do 2030 r. (s. 233).
- Tabela 4.27. Scenariusze energetyczne dla Węgier do 2030 r. (s. 234).
- Tabela 4.28. Scenariusze energetyczne dla Wielkiej Brytanii do 2030 r. (s. 235).
- Tabela 4.29. Scenariusze energetyczne dla Włoch do 2030 r. (s. 236).

Aneks I

Przyjęte w publikacji definicje nośników energii

Lp.	Nośnik energii	Definicja
1	Antracyt	Węgiel wysokiej jakości, stosowany do celów przemysłowych i mieszkaniowych. Zawiera poniżej 10% substancji lotnych oraz ma wysoką zawartość pierwiastka węgla (ok. 90% węgla odgazowanego). Jego ciepło spalania przekracza 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) w stanie bezpopiołowym, ale wilgotnym.
2	Asfalt	Stały, półstały lub lepki węglowodór o strukturze koloidalnej, w kolorze brązowym lub czarnym, otrzymywany jako pozostałość w procesie destylacji ropy naftowej poprzez destylację próżniową szlamu olejowego pozostałego z destylacji atmosferycznej. Wykorzystywany przede wszystkim do budowy dróg i krycia dachów.
3	Benzyna lakowa	Benzyna przemysłowa o temperaturze zapłonu powyżej 30°C. Przedział destylacji benzyny lakowej wynosi od 135°C do 200°C.
4	Benzyna lotnicza	Benzyna przeznaczona specjalnie do tłokowych silników lotniczych, z liczbą oktanową odpowiednio dostosowaną do silnika, temperaturą krzepnięcia wynoszącą -60°C i przedziałem destylacji zwykle od 30°C do 180°C.
5	Benzyna pirolityczna	Surowiec przeznaczony dla przemysłu petrochemicznego (np. produkcji etylenu lub związków aromatycznych) lub do produkcji benzyny poprzez reforming lub izomeryzację w rafinerii. Zawiera materiały w przedziale destylacji od 30°C do 210°C lub w części tego przedziału.
6	Benzyny przemysłowe	Lekkie oleje destylujące w temperaturze między 30°C a 200°C. Wyróżnia się 7 lub 8 gatunków benzyn przemysłowych, zależnie od miejsca frakcji w przedziale destylacji. Gatunki definiuje się według różnicy temperatur pomiędzy punktami destylacji 5% objętości i 90% objętości (nie więcej niż 60°C).
7	Benzyna silnikowa	Składa się z mieszanki lekkich węglowodorów destylujących w przedziale od 35°C do 215°C. Wykorzystywana jest jako paliwo do silników o zapłonie iskrowym w pojazdach lądowych. Benzyna silnikowa może zawierać dodatki, utleniacze i środki zwiększające liczbę oktanową, w tym związki ołowiu, jak TEL i TML. Obejmuje domieszki (z wyjątkiem dodatków/utleniaczy), np. alkilaty, izomerat, reformat, benzyna krakowana.
8	Benzyny do silników odrzutowych	Wszystkie lekkie oleje węglowodorowe używane w turbinowych lotniczych jednostkach napędowych, destylujące w temperaturze od 100°C do 250°C. Otrzymuje się je przez mieszanie naft i benzyn lub benzyn pirolitycznych w taki sposób, aby zawartość związków aromatycznych nie przekroczyła 25% objętości, a ciśnienie pary wynosiło między 13,7 kPa a 20,6 kPa.
9	Biobenzyna	Bioetanol (etanol produkowany z biomasy lub z podatnej na rozkład biologiczny frakcji odpadów), biometanol (metanol produkowany z biomasy lub z podatnej na rozkład biologiczny frakcji odpadów), bio-ETBE (eter etylo-tertbutylowy na bazie bioetanolu; w którym procent objętości bio-ETBE, liczonego jako biopaliwo, wynosi 47%); oraz bio-MTBE (eter metylo-tert-butylowy produkowany na bazie biometanolu, gdzie procent objętości bio-MTBE, liczonego jako biopaliwo, wynosi 36%).
10	Biodiesel	Biodiesel (tj. ester metylowy produkowany z oleju roślinnego lub zwierzęcego, o jakości oleju napędowego), biodimetyloeter (eter (di)metylowy produkowany z biomasy), Fischer-Tropsch (mieszanka Fischera-Tropscha produkowana z biomasy), bio-oleje ekstrahowane na zimno (olej produkowany z nasion oleistych przez wyłącznie mechaniczną obróbkę) i wszelkie inne płynne biopaliwa będące dodatkiem lub domieszką do oleju napędowego wysokoprężnych silników transportowych lub wykorzystywane bezpośrednio jako tego rodzaju olej.
11	Biogaz	Gaz składający się w przeważającej części z metanu i dwutlenku węgla, powstały w wyniku beztlenowej fermentacji biomasy. Obejmuje: gaz ze składowisk odpadów, gaz gnilny z osadów ściekowych oraz pozostały biogaz.

12	Biomasa stała	Organiczne, niekopalne substancje o pochodzeniu biologicznym, które mogą być wykorzystane w charakterze paliwa do produkcji energii cieplnej lub wytwarzania energii elektrycznej. Obejmuje węgiel drzewny, drewno, odpady drzewne i inne odpady stałe
13	Biopaliwa	Biobenzyna i biodiesle.
14	Brykiety z węgla brunatnego	Paliwo mieszane wytwarzane z węgla brunatnego poprzez brykietowanie w warunkach wysokiego ciśnienia, bez dodatku substancji wiążącej. Obejmuje brykiety z torfu oraz suszony miął i pył z węgla brunatnego.
15	Brykiety z węgla kamiennego	Paliwo mieszane wytwarzane z miała węgla kamiennego z dodatkiem substancji wiążącej. Z tego powodu ilość wyprodukowanych brykietów może być nieznacznie większa niż faktyczna ilość węgla zużytego w procesie przemiany.
16	Ciężki olej opałowy	Wszystkie resztkowe oleje opałowe (w tym otrzymane w wyniku mieszania) o lepkości kinematycznej powyżej 10cSt w temperaturze 80°C i temperaturze zapłonu zawsze powyżej 50°C, a gęstości zawsze wyższej niż 0,9 kg/l.
17	Dodatki/utleniacze	Związki inne niż węglowodory, dodawane do produktu lub mieszane z nim w celu zmiany właściwości paliw (oktan, cetan, właściwości zimne itp.): – utleniacze, np. alkohole (metanol, etanol), eter (jak MTBE (eter metylo-tertbutylowy), ETBE (eter etylo-tert-butylowy), TAME (eter metylo-tert-amylowy), – estry (np. ester rzepakowy lub ester dimetylowy itp.), – związki chemiczne (np. TML, TEL i detergenty).
18	Energia fal i pływów oceanicznych	Energia mechaniczna pływów morskich, ruchu fal lub prądów oceanicznych wykorzystywana do wytwarzania energii elektrycznej.
19	Energia geotermalna	Energia dostępna w postaci energii cieplnej ze skorupy ziemskiej, zwykle w formie wody lub pary. Wytwarzana energia równa się różnicy entalpii płynu z odwiertu i płynu, który jest następnie rozprowadzany. Wykorzystuje się ją w dogodnych miejscach: – do wytwarzania energii elektrycznej przy użyciu pary suchej lub też solanki o wysokiej entalpii po odparowaniu rzutowym, – bezpośrednio jako ciepło używane w centralnym ogrzewaniu, do celów rolnictwa itp.
20	Energia słoneczna	Promieniowanie słoneczne używane do ogrzewania wody i wytwarzania energii elektrycznej. Energia z tego źródła równa się energii cieplnej, jaką odbiera medium przekazujące ciepło, tj. bezpośredniej energii słonecznej pomniejszonej o straty optyczne i właściwe dla danego kolektora. Nie obejmuje biernej energii słonecznej służącej bezpośrednio do ogrzewania, chłodzenia oraz oświetlania mieszkań lub innych budynków.
21	Energia słoneczna wytwarzana fotowoltaicznie	Światło słoneczne przetworzone w energię elektryczną przy użyciu ogniw słonecznych, zwykle zbudowanych z materiału półprzewodnikowego, w których pod wpływem światła dochodzi do wytworzenia energii elektrycznej.
22	Energia termiczna pochodzenia słonecznego	Ciepło promieni słonecznych; uzyskiwane m.in. poprzez: a) słoneczne elektrownie termiczne; b) sprzęt służący ogrzewaniu wody do użytku domowego lub sezonowego ogrzewania wody w basenach (np. kolektory płaskie, w szczególności oparte na zasadzie termosyfonu).
23	Energia wiatrowa	Energia kinetyczna wiatru wykorzystywana do wytwarzania energii elektrycznej w turbinach wiatrowych.
24	Energia wodna	Energia potencjalna i kinetyczna spadku wód przekształcana w energię elektryczną przez hydroelektrownie, z uwzględnieniem elektrowni szczytowo-pompowych. Należy zgłaszać produkcję zakładów w zależności od mocy – poniżej 1 MW, od 1 MW do 10 MW, ≥ 10 MW oraz z elektrowni szczytowo-pompowych.

25	Etan	Węglowodór o łańcuchu prostym (C ₂ H ₆), występujący naturalnie w postaci gazowej, uzyskiwany z gazu ziemnego i strumieni gazu rafineryjnego.
26	Gaz gnilny z osadów ściekowych	Biogaz powstały w wyniku procesów fermentacji beztlenowej osadów ściekowych.
27	Gaz koksowniczy	Produkt uboczny wytwarzania koksu z koksowni do produkcji żelaza i stali.
28	Gaz konwertorowy	Produkt uboczny produkcji stali w piecu konwertorowym, odzyskiwany przy opuszczaniu pieca.
29	Gaz kopalniany	Metan wydobywany z kopalni węgla lub z pokładów węgla, tłoczony rurami na powierzchnię i zużywany w kopalniach węgla lub transportowany rurociągami do odbiorców.
30	Gaz mokry	Gaz ziemny występujący łącznie z ropą naftową.
31	Gaz rafineryjny	Mieszanka nieskrapających się gazów, składających się głównie z wodoru, metanu, etanu i olefin, otrzymanych w trakcie destylacji ropy naftowej lub przetwarzania produktów naftowych (np. krakingu) w rafineriach. Obejmuje również gazy zwracane z przemysłu petrochemicznego.
32	Gaz suchy	Gaz ziemny pochodzący z pól, z których wydobywa się węglowodory wyłącznie w stanie gazowym.
33	Gaz wielkopiecowy	Wytwarzany w trakcie spalania koksu w wielkich piecach w przemyśle hutniczym. Jest on odzyskiwany i wykorzystywany jako paliwo, częściowo w hucie, a częściowo w innych procesach hutniczych lub w jednostkach wytwórczych energii dostosowanych do jego spalania.
34	Gaz ze składowisk odpadów	Biogaz powstały w wyniku procesów gnilnych odpadów na wysypisku.
35	Gaz z gazowni	Wszystkie typy gazów produkowanych w zakładach użyteczności publicznej lub prywatnych, których głównym celem jest wytwarzanie, transport i dystrybucja gazu. Obejmuje gaz wytwarzany w procesie koksowania (w tym gaz produkowany w koksowniach i przeklasyfikowany na gaz z gazowni), przez całkowite zgazowanie produktów naftowych (gaz ciekły, ciężki olej opałowy itp.) ze wzbogacaniem lub bez oraz przez reforming oraz zwykłe mieszanie gazów lub powietrza.
36	Gaz ziemny	Gaz występujący w podziemnych złożach, w postaci płynnej lub gazowej, składający się głównie z metanu. Obejmuje zarówno gaz „suchy”, jak i gaz „mokry”, a także metan odzyskany z kopalni węgla (gaz kopalniany) lub z pokładów węgla. Nie obejmuje gazu powstałego w wyniku beztlenowej fermentacji biomasy (np. gazu gnilnego powstającego ze ścieków komunalnych) ani gazu z gazowni.
37	Inne biopaliwa płynne	Płynne biopaliwa wykorzystywane bezpośrednio w charakterze paliwa, nieobjęte kategoriami „biobenzyna” i „biodiesel”.
38	Inne nafty	Rafinowany produkt destylacji ropy naftowej wykorzystywany w sektorach innych niż transport lotniczy. Destyluje w temperaturze pomiędzy 150°C a 300°C.
39	Inne węglowodory	Syntetyczna ropa naftowa z piasków bitumicznych, olej łupkowy itp., płyny pochodzące z upłynniania węgla, płynne produkty przetwarzania gazu ziemnego w benzynę, wodór i oleje emulgowane. Nie obejmuje produkcji łupków bitumicznych.
40	Inny węgiel bitumiczny	Węgiel wykorzystywany do wytwarzania pary, obejmujący wszelkie rodzaje węgla bitumicznego niezaliczone do kategorii „węgiel koksowy” ani „antracyt”. W porównaniu do antracytu charakteryzuje się wyższą zawartością substancji lotnych (ponad 10%) oraz niższą zawartością pierwiastka węgla (poniżej 90% węgla odgazowanego). Jego ciepło spalania przekracza 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) w stanie bezpopiołowym, ale wilgotnym.

41	Koks naftowy	Czarny, stały produkt uboczny, otrzymywany głównie w wyniku krakowania i uwęglania surowców pochodzących z przerobu ropy naftowej, pozostałości destylacji próżniowej, smoły i paku w procesach takich, jak koksowanie opóźnione lub koksowanie fluidalne. Składa się głównie z węgla (90-95%) i ma niską zawartość popiołu. Wykorzystywany jako wsad w koksowniach w hutnictwie, do ogrzewania, produkcji elektrod oraz produkcji substancji chemicznych. Dwa najważniejsze gatunki to koks zielony i koks kalcynowany. Obejmuje koks osadzony na katalizatorze podczas procesów rafinacji – koks ten jest niemożliwy do odzyskania i zwykle jest spalany jako paliwo rafineryjne.
42	Koks z gazowni	Produkt uboczny procesu koksowania węgla kamiennego, wykorzystywanego do produkcji gazu miejskiego w gazowniach. Koks z gazowni jest wykorzystywany do ogrzewania.
43	Koks z koksowni	Stały produkt koksowania węgla, głównie węgla koksowego, w wysokiej temperaturze. Cechuje się niską zawartością wilgoci i substancji lotnych. Wykorzystywany głównie w hutnictwie jako źródło energii i środek chemiczny. Obejmuje miął koksowy i koks odlewniczy oraz półkoks.
44	Koks z węgla brunatnego	Pozostałość stała otrzymana w drodze suchej destylacji węgla brunatnego przy odciętym dostępie powietrza.
45	Koks z węgla kamiennego	Sztuczne paliwo stałe otrzymywane z węgla kamiennego w drodze suchej destylacji węgla przy całkowicie lub częściowo odciętym dostępie powietrza. Obejmuje: <ul style="list-style-type: none"> – koks metalurgiczny: otrzymany w procesie koksowania w wysokich temperaturach, – półkoks: otrzymany w procesie koksowania w niskich temperaturach, – koks gazowy: otrzymywany w gazowniach.
46	Lekki olej opałowy	Olej opałowy wykorzystywany w przemyśle i gospodarstwach domowych; olej napędowy wykorzystywany w transporcie morskim i szynowym; inne oleje opałowe, w tym oleje opałowe destylujące w temperaturze pomiędzy 380°C a 540°C, wykorzystywane jako wsad w przemyśle petrochemicznym.
47	LNG (NGL)	Ciekłe lub skroplone węglowodory odzyskane z gazu ziemnego w instalacjach oddzielania lub zakładach przetwórstwa gazu. Do NGL należą etan, propan, butan (normalny i izobutan), pentan (oraz izopentan) oraz pentany plus (czasem określane jako naturalna gazolina).
48	LPG	Lekkie węglowodory parafinowe uzyskane z procesów rafineryjnych, stabilizacji ropy naftowej oraz zakładów przetwarzania gazu ziemnego. Składają się one głównie z propanu (C ₃ H ₈) i butanu (C ₄ H ₁₀) lub połączenia tych dwóch związków. Mogą również zawierać propylen, butylen, izopropylen i izobutylen. Gazy LPG są zwykle skraplane pod ciśnieniem w celach transportu i magazynowania.
49	Nafty do silników odrzutowych	Produkt destylacji wykorzystywany w turbinowych lotniczych jednostkach napędowych. Pod względem temperatury destylacji (między 150°C a 300°C, zwykle nie więcej niż 250°C) i temperatury zapłonu jego właściwości są podobne, jak w przypadku nafty. Ponadto ma ono szczególne cechy (np. temperaturę krzepnięcia) ustalone przez Zrzeszenie Międzynarodowego Transportu Lotniczego (IATA). Obejmuje komponenty paliwa do silników odrzutowych.
50	Odpady komunalne	Odpady pochodzące z gospodarstw domowych, szpitali i placówek sektora usług, spalane przy użyciu specjalnych instalacji, rozliczane na podstawie wartości opałowej.
51	Odpady komunalne nieodnawialne	Część odpadów komunalnych o pochodzeniu innym niż biologiczne.
52	Odpady komunalne odnawialne	Część odpadów komunalnych o pochodzeniu biologicznym.
53	Odpady przemysłowe nieodnawialne	Odpady nieodnawialne o pochodzeniu przemysłowym (ciekłe lub stałe) spalane bezpośrednio w procesie wytwarzania energii elektrycznej lub cieplnej. Ilość wykorzystanego paliwa należy zgłaszać na podstawie wartości opałowej.

54	Olej napędowy	Olej wykorzystywany w wysokoprężnych silnikach pojazdów drogowych (samochodów osobowych, ciężarowych itp.), zwykle o niewielkiej zawartości siarki.
55	Olej opałowy o niskiej zawartości siarki	Ciężki olej opałowy o zawartości siarki poniżej 1%.
56	Olej opałowy o wysokiej zawartości siarki	Ciężki olej opałowy o zawartości siarki wynoszącej lub przekraczającej 1%.
57	Parafiny	Węglowodory alifatyczne nasycone odzyskane jako pozostałość odparafinowywania olejów smarowych. Mają strukturę krystaliczną, bardziej lub mniej drobną zależnie od gatunku. Ich główne właściwości: bezbarwne, bezwonne i przejrzyste, o temperaturze topnienia powyżej 45°C.
58	Pozostałe produkty naftowe	Wszystkie produkty naftowe niewymienione w niniejszym zestawieniu, np. smoła i siarka. Obejmuje związki aromatyczne (np. BTX – benzen, toluen, ksylen) oraz olefiny (np. propylen) wytwarzane w rafineriach.
59	Pozostały biogaz	Biogaz powstały w wyniku procesów fermentacji beztlenowej gnojowicy zwierzęcej oraz odpadów w rzeźniach, browarach i innych zakładach przemysłu rolnospożywczego.
60	Półkoks	Stały produkt koksowania węgla w niskiej temperaturze. Wykorzystywany jako paliwo do użytku domowego lub przez zakład przemiany. Kategoria ta obejmuje również koks, miał koksowy i półkoks wytwarzany z węgla brunatnego.
61	Półprodukty rafineryjne	Przetworzone oleje przeznaczone do dalszego przetwarzania (np. olej opałowy z pierwszej destylacji lub próżniowy olej napędowy) z wyjątkiem mieszania. Dalsze przetwarzanie tych półproduktów prowadzi do powstania jednego lub większej ilości składników lub produktów gotowych. Definicja ta obejmuje również zwroty z przemysłu petrochemicznego do przemysłu rafineryjnego (np. benzyna do pirolizy, frakcje C ₄ , frakcje oleju napędowego i oleju opałowego).
62	Ropa naftowa	Ropa naftowa to olej mineralny pochodzenia organicznego, w skład którego wchodzi mieszanina węglowodorów oraz związane z nimi zanieczyszczenia, np. siarka w normalnej temperaturze i ciśnieniu ropa naftowa występuje w stanie ciekłym, a jej właściwości fizyczne (gęstość, lepkość itp.) są w wysokim stopniu zmienne. Kategoria ta obejmuje skropliny odzyskiwanego gazu „mokrego” lub „suchego”, w przypadkach kiedy zostały one domieszane do ropy naftowej wydobywanej w celach komercyjnych.
63	Smary	Węglowodory produkowane z produktów ubocznych destylacji; wykorzystywane głównie do zmniejszania tarcia pomiędzy powierzchniami nośnymi. Obejmuje wszystkie gatunki gotowych olejów smarowych, od oleju wrzecionowego do oleju cylindrowego, oraz wykorzystywane w smarach stałych, olejach silnikowych, a także wszelkie gatunki olejów bazowych.
64	Smoła węglowa	Produkt powstający w wyniku destrukcyjnej destylacji węgla bitumicznego. Smoła węglowa jest płynnym produktem ubocznym destylacji węgla w celu produkcji koksu w procesie koksowniczym lub jest wytwarzana z węgla brunatnego (smoła wylewna). Smoła węglowa może być poddawana dalszej destylacji w celu produkcji różnych produktów organicznych (np. benzen, toluen, naftalen), które zwykle zgłasza się jako półprodukty w przemyśle petrochemicznym.
65	Średnie destylaty	Komponenty oleju napędowego – olej napędowy jest pierwotnie pośrednim produktem destylacji, destylującym w temperaturze od 180°C do 380°C.

66	Torf	Palne, miękkie, porowate lub zbite złoża osadowe pochodzenia roślinnego o wysokiej zawartości wody (do 90% w stanie surowym), dające się łatwo ciąć, o kolorze od jasnobrązowego do brązowego. Nie obejmuje torfu wykorzystywanego do celów innych niż energetyczne. Definicja ta nie narusza definicji odnawialnych źródeł energii określonej w dyrektywie 2001/77/WE ani też wytycznych IPCC z 2006 r. dla krajowych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych.
67	Węgiel brunatny	Palna, organiczna skamielina osadowa barwy brązowej do czarnej o ciepłe spalania poniżej 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg), zawierający ponad 31% substancji lotnych w stanie suchym wolnym od substancji mineralnych. Obejmuje łupki bitumiczne i piaski bitumiczne.
68	Węgiel kamienny	Czarna, palna, organiczna skamielina osadowa w postaci stałej o ciepłe spalania ponad 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) w stanie bezpopiołowym i przy wilgotności panującej w temperaturze 30°C i przy względnej wilgotności powietrza równej 96% oraz o średnim losowym współczynniku odbicia wityryny wynoszącym co najmniej 0,6. Węgiel kamienny obejmuje antracyt, węgiel koksowy i inny węgiel bitumiczny.
69	Węgiel koksowy	Węgiel bitumiczny o jakości umożliwiającej produkcję koksu odpowiedniego jako składnik wsadu wielkopiecowego. Jego ciepło spalania przekracza 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) w stanie bezpopiołowym, ale wilgotnym.
70	Węgiel subbitumiczny	Węgiel niemający zdolności spiekania, o ciepłe spalania między 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg) a 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg), zawierający ponad 31% substancji lotnych w stanie suchym wolnym od substancji mineralnych.

Źródło: opracowanie własne, na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. Urz. UE nr L 304).

Aneks II

Prawnie wiążące cele energetyczne państw członkowskich Unii Europejskiej

Lp.	Kraj	Cel w zakresie ograniczenia emisji w sektorach nieobjętych EU ETS w porównaniu z 2005 r.	Udział energii odnawialnej w zaspokajaniu końcowego zapotrzebowania na energię
1	Austria	- 16%	34%
2	Belgia	- 15%	13%
3	Bułgaria	20%	16%
4	Cypr	- 5%	13%
5	Czechy	9%	13%
6	Dania	- 20%	30%
7	Estonia	11%	25%
8	Finlandia	- 16%	38%
9	Francja	- 14%	23%
10	Grecja	- 4%	18%
11	Hiszpania	- 10%	20%
12	Holandia	- 16%	14%
13	Irlandia	- 20%	16%
14	Litwa	15%	23%
15	Luksemburg	- 20%	11%
16	Łotwa	17%	42%
17	Malta	5%	10%
18	Niemcy	- 14%	18%
19	Polska	14%	15%
20	Portugalia	1%	31%
21	Rumunia	19%	24%
22	Słowacja	13%	14%
23	Słowenia	4%	25%
24	Szwecja	- 17%	49%
25	Węgry	10%	13%
26	Wielka Brytania	- 16%	15%
27	Włochy	- 13%	17%

Źródło: opracowanie własne, na podstawie: Dokument roboczy służb Komisji {SEC(2008) 85}, Komisja Wspólnot Europejskich, Bruksela 2008.

Aneks III

Zależność energetyczna Unii Europejskiej (2006)

Lp.	Kraj	Węgiel	Ropa naftowa	Gaz ziemny	Razem
1	Austria	93,6	95,2	87,7	72,9
2	Belgia	96,3	100,8	100,2	77,9
3	Bułgaria	35,3	99,1	89,9	46,2
4	Cypr	116,7	104,2	–	102,5
5	Czechy	-16,1	96,6	104,5	28,0
6	Dania	93,6	-88,5	-103,3	-36,8
7	Estonia	-0,1	94,9	100,0	33,5
8	Finlandia	61,7	100,4	100,0	54,6
9	Francja	104,8	98,7	99,6	51,4
10	Grecja	2,7	101,3	99,1	71,9
11	Hiszpania	75,6	100,8	101,3	81,4
12	Holandia	102,3	95,7	-61,6	38,0
13	Irlandia	70,4	101,5	89,8	90,9
14	Litwa	94,6	97,7	101,0	64,0
15	Luksemburg	100,0	101,0	100,0	98,9
16	Łotwa	119,7	102,3	108,8	65,7
17	Malta	–	100,0	–	100,0
18	Niemcy	35,4	95,7	83,6	61,3
19	Polska	-21,6	98,1	71,9	19,9
20	Portugalia	105,6	98,1	100,6	83,1
21	Rumunia	28,4	44,0	32,8	29,1
22	Słowacja	80,8	94,6	96,6	64,0
23	Słowenia	20,1	97,8	99,6	52,1
24	Szwecja	96,9	96,5	100,0	37,4
25	Węgry	39,2	78,0	82,2	62,5
26	Wielka Brytania	75,5	8,9	11,8	21,3
27	Włochy	99,7	92,5	91,2	86,8
28	UE-27	41,1	83,6	60,8	53,8

Źródło: opracowanie własne, na podstawie danych Eurostat.

Aneks IV

Korekty scenariusza zielonego

Lp.	Kraj	Wzrost PKB							Korekty		
		2007/ 2006	2008/ /2007	2009/ 2008	2010*/ 2009	2007-10/ 2006	2011-20/ 2010	2021-30/ 2020	2010	2020	2030
1	Austria	0,031	0,018	-0,040	0,002	0,010	0,127	0,161	-0,063	-0,126	-0,120
2	Belgia	0,026	0,011	-0,035	0,003	0,004	0,133	0,167	-0,049	-0,116	-0,116
3	Bułgaria	0,062	0,060	-0,016	-0,010	0,097	0,315	0,342	-0,009	-0,263	-0,426
4	Cypr	0,044	0,037	0,003	0,021	0,109	0,236	0,273	-0,006	-0,139	-0,145
5	Czechy	0,060	0,032	-0,027	-0,001	0,063	0,300	0,329	-0,031	-0,120	-0,081
6	Dania	0,016	-0,011	-0,033	0,004	-0,024	0,111	0,143	-0,093	-0,159	-0,159
7	Estonia	0,063	-0,036	-0,103	-0,010	-0,090	0,295	0,325	-0,264	-0,346	-0,316
8	Finlandia	0,042	0,009	-0,047	-0,012	-0,010	0,108	0,139	-0,098	-0,172	-0,181
9	Francja	0,021	0,007	-0,030	-0,010	-0,013	0,113	0,145	-0,072	-0,184	-0,218
10	Grecja	0,040	0,029	-0,009	-0,006	0,054	0,244	0,280	0,044	-0,016	0,049
11	Hiszpania	0,037	0,012	-0,032	-0,007	0,009	0,219	0,257	-0,070	-0,144	-0,093
12	Holandia	0,035	0,020	-0,035	-0,007	0,012	0,126	0,160	-0,058	-0,125	-0,121
13	Irlandia	0,060	-0,023	-0,090	-0,030	-0,086	0,195	0,233	-0,203	-0,323	-0,346
14	Litwa	0,089	0,030	-0,110	-0,030	-0,032	0,290	0,321	-0,173	-0,329	-0,387
15	Luksemburg	0,052	0,007	-0,030	-0,002	0,026	0,245	0,281	-0,050	-0,155	-0,161
16	Łotwa	0,100	-0,046	-0,131	-0,020	-0,106	0,245	0,281	-0,243	-0,440	-0,475
17	Malta	0,036	0,016	-0,009	0,011	0,055	0,140	0,176	0,034	-0,171	-0,264
18	Niemcy	0,025	0,013	-0,054	-0,010	-0,028	0,045	0,061	-0,086	-0,194	-0,236
19	Polska	0,067	0,048	-0,014	0,013	0,117	0,211	0,249	0,009	-0,221	-0,298
20	Portugalia	0,019	0,000	-0,037	-0,005	-0,024	0,103	0,134	-0,068	-0,213	-0,304
21	Rumunia	0,062	0,071	-0,040	0,000	0,092	0,402	0,410	0,018	-0,191	-0,300
22	Słowacja	0,104	0,064	-0,026	0,019	0,166	0,384	0,396	0,040	-0,073	-0,050
23	Słowenia	0,068	0,035	-0,034	0,014	0,083	0,227	0,264	-0,004	-0,054	-0,005
24	Szwecja	0,026	-0,002	-0,040	0,002	-0,015	0,130	0,164	-0,081	-0,172	-0,192
25	Węgry	0,011	0,006	-0,063	-0,004	-0,051	0,212	0,250	-0,185	-0,297	-0,324
26	Wielka Brytania	0,030	0,007	-0,038	-0,004	-0,006	0,103	0,134	-0,053	-0,170	-0,214
27	Włochy	0,016	-0,010	-0,044	-0,004	-0,042	0,086	0,113	-0,077	-0,172	-0,207
28	Unia Europejska	0,029	0,009	-0,040	-0,006	-0,009	0,120	0,153	-0,069	-0,174	-0,200

* Projekcja Międzynarodowego Funduszu Walutowego na 2010 r.

Źródło: opracowanie własne.

Aneks V

Korekty scenariusza czerwonego

Lp.	Kraj	Liczba ludności			Migracje			Korekty		
		2010	2020	2030	2001-2010	2011-2020	2021-2030	2010	2020	2030
1	Austria	8 307	8 441	8 520	355,2	224,4	195,8	0,043	0,069	0,091
2	Belgia	10 583	10 790	10 984	301,7	192,5	186,4	0,029	0,046	0,062
3	Bułgaria	7 457	6 796	6 175	- 271,3	- 160,2	- 57,7	- 0,036	- 0,063	- 0,079
4	Cypr	794	866	921	85,5	54,1	45,3	0,108	0,161	0,201
5	Czechy	10 145	9 902	9 693	66,9	11,8	191,9	0,007	0,008	0,028
6	Dania	5 459	5 526	5 577	77,9	71,7	66,9	0,014	0,027	0,039
7	Estonia	1 315	1 248	1 202	- 9,9	- 20,7	13,1	- 0,008	- 0,025	- 0,015
8	Finlandia	5 299	5 405	5 443	158,2	62,4	60,5	0,030	0,041	0,052
9	Francja	61 743	63 571	65 118	1 047,4	616,9	592,3	0,017	0,026	0,035
10	Grecja	11 243	11 427	11 316	393,1	397,6	363,0	0,035	0,069	0,102
11	Hiszpania	44 433	45 559	45 379	3 965,5	1 115,9	1 072,1	0,089	0,112	0,136
12	Holandia	16 611	17 209	17 589	215,0	329,7	319,4	0,013	0,032	0,049
13	Irlandia	4 363	4 756	5 066	295,1	148,0	133,6	0,068	0,093	0,114
14	Litwa	3 339	3 182	3 092	- 59,5	- 53,8	33,5	- 0,018	- 0,036	- 0,026
15	Luksemburg	477	521	567	36,0	28,3	27,9	0,075	0,123	0,163
16	Łotwa	2 241	2 115	2 022	- 22,6	- 33,8	22,3	- 0,010	- 0,027	- 0,017
17	Malta	420	454	479	22,6	22,8	23,5	0,054	0,100	0,144
18	Niemcy	82 627	82 676	81 146	1 829,9	2 062,6	1 868,9	0,022	0,047	0,071
19	Polska	37 833	37 065	36 542	- 229,7	- 431,0	260,2	- 0,006	- 0,018	- 0,011
20	Portugalia	10 655	10 771	10 660	399,3	165,2	151,3	0,037	0,052	0,067
21	Rumunia	21 302	20 342	19 244	- 98,4	- 395,1	- 156,1	- 0,005	- 0,024	- 0,034
22	Słowacja	5 354	5 271	5 186	- 2,9	- 16,5	43,0	- 0,001	- 0,004	0,005
23	Słowenia	2 010	2 017	2 006	49,1	41,5	66,5	0,024	0,045	0,078
24	Szwecja	9 192	9 575	9 911	266,2	237,1	220,4	0,029	0,053	0,073
25	Węgry	9 969	9 693	9 484	134,3	85,3	197,3	0,013	0,023	0,044
26	Wielka Brytania	61 078	62 930	64 388	1 519,9	1 075,4	1 003,3	0,025	0,041	0,056
27	Włochy	58 698	58 300	57 071	2 519,4	1 191,5	1 154,0	0,043	0,064	0,085
28	Unia Europejska	492 946	496 408	494 784	13 043,9	7 023,6	8 098,6	0,026	0,040	0,057

Źródło: opracowanie własne.

Bibliografia

1. *2020 by 2020 Europe's climate change opportunity*, KE, Bruksela 2008.
2. *2007 Global Energy Survey*, WEC, Londyn 2007.
3. *2007 Survey of Energy Resources*, WEC, Londyn 2007.
4. *5 lat Polski w Unii Europejskiej*, UKIE, Warszawa 2009.
5. *7th report EurObserv'ER: State of Renewable Energies in Europe*, Paryż 2007.
6. *8th report EurObserv'ER: The State of Renewable Energies in Europe*, Paryż 2008.
7. *An Energy Policy for Europe – the need for action*, KE, Bruksela 2007.
8. *An EU energy security and solidarity action plan*, KE, Bruksela 2008.
9. *Annual Energy Outlook 2009. Early Release*, EIA, Waszyngton 2008.
10. *Annual Energy Outlook 2009. Early Release Overview*, EIA, Waszyngton 2009.
11. *789 Annual Energy Review 2007*, EIA, Waszyngton 2007.
12. Chwaszczewski S., *Miejsce energetyki jądrowej w rozwoju gospodarczym Polski*, OECD/IEA, Otwock-Świerk 2008.
13. Cleutrix C., *The Energy Challenge of the European Union*, UCdL, Louvain 2008.
14. *Coal industry across Europe 2008*, Eurocoal, Bruksela 2008.
15. *Concepts and methods in energy statistics, with special reference to energy accounts and balances. A technical report*, ONZ, Nowy Jork, 1982.
16. *Deciding the Future: Energy Police Scenarios to 2050*, WEC, Londyn 2007.
17. Dobroczyńska A. (red.), *Energetyka w Unii Europejskiej. Droga do konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu*, Prezes URE – Biblioteka Regulatora, Warszawa 2005.
18. *Economic Globalisation: A Challenge for Official Statistics*, ONZ, Nowy Jork 2008.
19. *Economic migration to the EU*, Izba Lordów, Londyn 2005.
20. *Energy and Climate Change*, WEC, Londyn 2007.
21. *Energy and environment report 2008*, EEA, Kopenhaga 2008.
22. *Energy Security and Climate Policy*, OECD/IEA, Paryż 2007.
23. *Energy Security in the 21st Century. A New National Strategy*, National Security Task Force on Energy, Waszyngton 2006.
24. *Energy Statistics Manual*, OECD/IEA, Paryż 2005.
25. *Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050*, OECD/IEA, Paryż 2007.
26. *Energy, transport and environment indicators*, Eurostat, Luksemburg 2008.
27. *European energy and transport Trends to 2030*, KE, Bruksela 2008.
28. *Energy. Yearly statistics 2006*, Eurostat, Luksemburg 2008.
29. *Euro area unemployment up to 8,5%*, Eurostat news release nr 25/2009.
30. *Europe in figures. Eurostat yearbook 2008*, Eurostat, Luksemburg 2008.
31. *European energy and transport. Trends to 2030 – update 2007*, KE, Bruksela 2008.
32. Fridleifsson I.B., Bertani R., Huenges E., Lund J.W., Ragnarsson A., Rybach L., *The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change*, [w:] Hohmeyer O., Trittin T. (red.), *IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources, Proceedings*, IPCC, Luebeck 2008.
33. Giannakouris K., *Population and social conditions*, Eurostat Statistics in focus 72/2008.
34. *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2008*, UNEP, Nairobi 2008.
35. Grene D.L., Leiby P.N., *The Oil Security Metrics Model: A tool for evaluating the prospective oil security benefits of doe's energy efficiency and renewable energy R&D programs*, AOK Ridge National Laboratory, Aok Ridge 2006.
36. Hoogwijk M., Graus W., *Global potential of renewable energy sources: a literature assessment*, Wcofys, Utrecht 2008.
37. *IEA Geothermal Energy Annual Report 2006*, OECD/IEA Wind, Paryż 2008.
38. *IEA Wind Energy Annual Report 2007*, OECD/IEA Wind, Paryż 2008.
39. *IEA work for the G8*, OECD/IEA, Hokkaido 2008.
40. *International Energy Outlook*, EIA, Waszyngton 2008.
41. Jankowski J. (red.), *Raport 2030. Synteza*, EnergSys Sp. z o.o., Warszawa 2008.
42. Kaczmarek T.T., *Zarządzanie ryzykiem w przedsiębiorstwie eksportującym*, ODDK, Gdańsk 2001.
43. Kaczmarek T.T., *Zarządzanie ryzykiem handlowym, finansowym, produkcyjnym – dla praktyków*, ODDK, Gdańsk 2002.
44. Kaczmarek T.T., *Zarządzanie zdywersyfikowanym ryzykiem w świetle badań interdyscyplinarnych*, WSZiM, Warszawa 2003.
45. Karliński W., *Dobór próby w audycie*, IRiP, Warszawa 2005.

46. *Key World Energy Statistics 2008*, OECD/IEA, Paryż 2008.
47. Krewitt W., Simon S., Pregger T., *Renewable energy deployment potentials in large economies*, DLR, Stuttgart 2008.
48. Leszczyński T., *Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 4/2008.
49. Leszczyński T., *Dywersyfikacja dostaw ropy naftowej w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 6/2008.
50. Leszczyński T., *Energetyka jądrowa w państwach Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 5/2008.
51. Leszczyński T., *Rozwój energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 2/2009.
52. Leszczyński T., *Węgiel nośnikiem energii w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 1/2009.
53. Leszczyński T., *Zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego społeczeństwa informacyjnego*, Biuletyn URE Nr 4/2009.
54. Maciejewski Z., *Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2012 roku*, Polityka energetyczna, tom 10/2/2007.
55. Michalski D., Krysta B., Lelaćko P., *Zarządzanie ryzykiem na rynku energii elektrycznej*, Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2004.
56. *Panorama of energy. Energy statistics to support EU policies and solutions*, Eurostat, Luksemburg 2009.
57. Piet R., *European Energy Security: From Economic Regulation to Global Diplomatic Strategy*, EUMA, Miami 2008.
58. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Projekt v.2*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2008.
59. *Polska w Unii Europejskiej*, GUS, Warszawa 2008.
60. Popławski T., Dąsal K., *Prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną metodą rozkładu kanonicznego*, Polityka energetyczna, tom 10/2/2007.
61. *Population and social conditions*, Eurostat Statistics in focus nr 72/2008.
62. *Renewable Energy Potentials*, REN21, Paryż 2008.
63. Sadowski T., Świderki G., Lewandowski W., *Wykorzystanie odnawialnych i nieodnawialnych źródeł energii w Polsce i w krajach UE*, Energetyka i Ekologia nr 4/2004.
64. *Sprawozdanie ogólne dotyczące działalności Unii Europejskiej 2008*, Komisja Europejska, Luksemburg 2009.
65. *Strategic Research Agenda, Market Deployment Strategy from 2008 to 2030*, TP-Wind, Bruksela 2008.
66. Studnicka J., *Długoterminowa prognoza zapotrzebowania na energię w Unii Europejskiej*, Biuletyn URE Nr 1/2005.
67. *The New Energy Security Paradigm*, WEF, Davos 2006.
68. Weron A., Weron R., *Giełda energii. Strategie zarządzania ryzykiem*, CIRE, Warszawa 2000.
69. *World Economic Outlook April 2009: Crisis and Recovery*, IMF, Waszyngton 2009.
70. *World Economic Outlook October 2007: Globalisation and Inequality*, IMF, Waszyngton 2007.
71. *World Economic Situation and Prospects 2009*, ONZ, Nowy Jork 2009.
72. *World energy outlook 2006*, OECD/IEA, Paryż 2006.
73. *World energy outlook 2007*, OECD/IEA, Paryż 2007.
74. *World energy outlook 2008*, OECD/IEA, Paryż 2008.
75. *Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć*, GUS, Warszawa 2006.
76. *Zielona Księga: Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, SEK(2006) 317.
77. Komunikat Komisji, *Europejska polityka energetyczna*, COM(2007) 1.

Decyzje, dyrektywy oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Europejskiej:

1. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady z 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję 1229/2003/WE (Dz. U. L 262 z 22.09.2006 r.).
2. Dyrektywa Rady 73/238/EWG z 24 lipca 1973 r. w sprawie środków zmniejszania skutków trudności w dostawach ropy naftowej i produktów ropopochodnych (Dz. U. L 228 z 16.08.1973 r.).
3. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas (Dz. U. L 204 z 21.07.1998 r.).
4. Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (Dz. U. L 283 z 27.10.2001 r.).
5. Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz. U. L 309 z 27.11.2001 r.).

6. Dyrektywa 2003/30/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych (Dz. U. L 123 z 17.05.2003 r.).
7. Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz. U. L 176 z 15.07.2003 r.).
8. Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 98/30/WE (Dz. U. L 176 z 15.07.2003 r.).
9. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. U. L 52 z 21.02.2004 r.).
10. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz. U. L 114 z 27.04.2006 r.).
11. Dyrektywa Rady 2006/67/WE z 24 lipca 2006 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania minimalnych zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych (Dz. U. L 217 z 8.08.2006 r.).
12. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1099/2008 z 22 października 2008 r. w sprawie statystyki energii (Dz. U. L 304 z 14.11.2008 r.).

Komunikaty Komisji Europejskiej:

1. COM (2006) 571: *Demograficzna przyszłość Europy – przekształcić wyzwania w nowe możliwości.*
2. COM (2006) 844: Komunikat Komisji do Rady i Parlamentu Europejskiego *Ramowy program energetyki jądrowej.*
3. COM (2006) 846: Communication from the Commission to the Council and the European Parliament *Priority Interconnection Plan.*
4. COM (2007) 1: Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego *Europejska polityka energetyczna.*
5. COM (2008) 30: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic Social Committee and the Committee of the Regions *2020 by 2020 Europe's climate change opportunity.*
6. COM (2008) 744: Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic Social Committee and the Committee of the Regions *An EU energy security and solidarity action plan.*

Strony internetowe organizacji i instytucji międzynarodowych:

1. AFBnet: European Agriculture and Forestry Biomass Network <http://www.vtt.fi/virtual/afbnet/index.html>
2. CARNOT European Clean Coal Technology Programme <http://www.carnot-online.org>
3. CEER (Council of European Energy Regulators) <http://www.ceer-eu.org>
4. CENTREL (Regional Group of Four Candidate Countries Power Companies) <http://www.centrel.org>
5. COGEN Europe: European Association for the Promotion of Cogeneration <http://www.cogen.org/index.htm>
6. CONCAWE(Oil companies" European organisation for environment, health and safety) <http://www.concawe.be>
7. CORDIS Community Research and Development Information Service <http://www.cordis.lu/en/home.html>
8. Council of European Energy Regulators <http://www.ceer-eu.org>
9. ECN: Energy Research Centre of the Netherlands <http://www.ecn.nl/main.html>
10. ENERDATA Statistiques et Informations sur l'Energie <http://www.enerdata.fr>
11. ENER European Network for Energy Economics Research <http://www.eu.fhg.de/ENER/Enerhome.htm>
12. ENERGIE: Energy, Environment and Sustainable Development in the 5th EU RTD Framework Programme (non-nuclear research) <http://www.cordis.lu/eesd/home.html>
13. Energy Charter <http://www.encharter.org>
14. ETSO (European Transmission System Operators) <http://www.etso-net.org>
15. EUFORES: European Forum for Renewable Energy Sources <http://http://www.eufores.org>
16. EurActiv EU News, Policy Positions, EU Actors On-line <http://www.euractiv.com>
17. EURATOM EU Nuclear Research on CORDIS <http://www.cordis.lu/fp5-euratom>
18. EUREC: European Union Renewable Energy Centres Agency <http://www.eurec.be>

19. EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry) <http://www.eurelectric.org>
20. EUROGAS European Union of the Natural Gas Industry <http://www.euogas.org>
21. European Sustainable Cities & Towns Campaign <http://www.sustainable-cities.org>
22. European Union On-line <http://www.europa.eu.int>
23. EWEA: European Wind energy Association <http://www.ewea.org>
24. FEDARENE European Federation of Regional Energy and Environment Agencies <http://www.fedarene.org>
25. Fondation Européenne de l'Energie – European Energy Foundation <http://www.f-e-e.org>
26. IAEA International Atomic Energy Agency <http://www.iaea.int>
27. IEA International Energy Agency <http://www.iea.org>
28. IEPE Institut d'Economie et de Politique de l'Energie <http://www.upmf-grenoble.fr/iepe>
29. Interstate Oil and Gas Transport to Europe <http://www.inogate.org>
30. NORDEL (Organization for Nordic Power Cooperation) <http://www.nordel.org>
31. Nuclear Energy Agency of the OECD <http://www.nea.fr>
32. Nuclear Safety in the CEC and NIS http://europa.eu.int/comm/external_relations/nuclear_safety
33. OECD Organisation for Economic Co-operation and Development <http://www.oecd.org>
34. OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) <http://www.opec.org>
35. Platts Global Energy <http://www.platts.com/products.shtml>
36. UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) <http://www.ucte.org>
37. US Department of Energy (Energy Information Administration) <http://www.eia.doe.gov>

Dr inż. Tadeusz Leszczyński jest absolwentem Wojskowej Akademii Technicznej i Akademii Obrony Narodowej, a także studiów podyplomowych w Wojskowej Akademii Technicznej oraz Wyższej Szkole Handlu i Finansów Międzynarodowych. Studia kończył w specjalnościach pedagogiki, organizacji systemów łączności, biznesu i zarządzania oraz bezpieczeństwa narodowego. Ukończył wiele kursów w dziedzinach: zarządzania bezpieczeństwem, współpracy cywilno-wojskowej, zarządzania kryzysowego, zamówień publicznych, informatyki oraz audytu. Od 2005 r. związany naukowo z Akademią Humanistyczną w Pułtusk, a od 2006 r. z Wyższą Szkołą Policji w Szczytnie. Współpracuje także m.in. z: Akademią Obrony Narodowej oraz Wyższą Szkołą Informatyki, Administracji i Zarządzania w Warszawie.



Autor trzech książek oraz 75 artykułów naukowych, w tym kilku w języku angielskim. Opracował kilka programów nauczania dla wybranych przedmiotów w Akademii Humanistycznej w Pułtusk, Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie i Szkole Wyższej w Płocku. Wielokrotnie wygłaszał referaty na seminariach, sympozjach i konferencjach naukowych, zarówno o zasięgu krajowym, jak i międzynarodowym. Do najważniejszych artykułów i referatów zalicza te, które dotyczą bezpieczeństwa (w szczególności energetycznego) Unii Europejskiej, bezpieczeństwa narodowego Polski, państw objętych Partnerstwem Wschodnim oraz leżących w Azji Centralnej, zarządzania kryzysowego w państwie, zarządzania bezpieczeństwem organizacji oraz bezpieczeństwa systemów teleinformatycznych. Obecne zainteresowania to: zarządzanie ryzykiem w organizacji oraz forecast w energetyce.

Wśród doświadczeń zawodowych wymienia pracę w Sztapie Generalnym Wojska Polskiego, Komendzie Głównej Policji i spółce Telekomunikacja Kolejowa Sp. z o.o., udział w ćwiczeniach reagowania kryzysowego NATO i Unii Europejskiej oraz w misjach pokojowych ONZ. Organizował m.in. system łączności i informatyki Polskich Kontyngentów Wojskowych w Bośni i Hercegowinie, Kosowie, BJR Macedonii, Albanii, Etiopii, Libanie i Syrii/Izraelu. Doświadczenia nabywał podczas szkoleń w Kwaterze Głównej NATO, organizowanych przez Siły Zbrojne Holandii, a także w międzyresortowych grupach ekspertów, grupach operacyjnych i sztabach kryzysowych. Pełnił m.in. obowiązki przewodniczącego komitetu organizacyjnego oraz prezesa zarządu Stowarzyszenia Właścicieli Garaży „Odkryta” w Warszawie. W dorobku dydaktycznym posiada wykłady i seminaria m.in. z przedmiotów: *Administracja w zarządzaniu kryzysowym*, *Administracja bezpieczeństwa i porządku publicznego*, *Zarządzanie bezpieczeństwem organizacji*, *Systemy informatyczne*, *Bezpieczeństwo teleinformatyczne*, *Wielokryterialne modele bezpieczeństwa*, *Filozofia bezpieczeństwa*, *Metodyka obronności i bezpieczeństwa publicznego oraz Ochrona informacji niejawnych*.