

Polska energetyka do roku 2030



Zarys zintegrowanej polityki odpowiadającej
potrzebom środowiska, gospodarki i społeczeństwa

Wstępny przyczynek do publiczno – prywatnej współpracy
przy przygotowywaniu polityki energetycznej państwa

Wprowadzenie	515
O Autorze	516
Podziękowanie	516
Objaśnienia. Słowniczek skrótów, pojęć i jednostek używanych w raporcie	517
Scenariusze raportu	518
Streszczenia	519
Uwarunkowana globalne i regionalne	529
Uwarunkowania polskie	531
Scenariusze na przyszłość	540
Plan do roku 2030	545
Dodatek: Przyszłe scenariusze dotyczące energii	556
Porównanie scenariuszy	560

Wprowadzenie

Lata 2004 – 2005 to okres wytyczania nowej polityki energetycznej państwa, która określi kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego na najbliższe 20 – 30 lat. Opracowywane obecnie ramy nowej polityki przygotują pole do dyskusji na ten temat. Warunkiem wstępnym powstania dobrze odbieranej, opartej na konsensusie, polityki energetycznej jest publiczna debata z udziałem szerokiego grona polityków, korporacyjnych i indywidualnych odbiorców energii, dostawców energii i spółek dystrybucyjnych, przedstawicieli zainteresowanych stron związanych z ochroną środowiska, kwestiami społecznymi i innymi zagadnieniami.

Pracując nad strategią inwestycyjną kadra kierownicza każdej ze spółek Grupy EDF w Polsce zajęła się kilkoma otwartymi kwestiami, z których najbardziej znaczącą jest potencjalny wpływ najważniejszych aktów prawnych w zakresie ochrony środowiska, a w szczególności dyrektywy LCP (o dużych źródłach energetycznego spalania paliw). Bez jasnego określenia kierunków w tej dziedzinie niemożliwe jest podejmowanie zobowiązań inwestycyjnych o wartości kilkuset milionów euro.

Już w 2002 r. menedżerowie i eksperci EDF w Polsce zapoczątkowali dialog z Ministerstwem Środowiska. Uświadomiono sobie, że inwestorów w sektorze elektroenergetycznym czeka konieczność wyjaśnienia wielu niejasnych kwestii, dotyczących regulacji i polityki, i to nie tylko w zakresie ochrony środowiska. Istniejące założenia polityki energetycznej Polski, które mogłyby dać inwestorom podstawę do przeprowadzania własnych obliczeń, w ostatnich latach mocno się zdezaktualizowały.

W ciągu ostatnich dwóch lat EDF włączał się do prowadzonych na szczeblu krajowym i lokalnym dyskusji na temat polityki energetycznej. Opublikował różne opracowania dotyczące specjalistycznych zagadnień.

Niniejszy raport stanowi próbę poszerzenia tej dyskusji, stara się ująć całe spektrum zagadnień, które powinna obejmować polityka energetyczna, jak na przykład zagadnienia społeczne, strategiczne i ekonomiczne. Ma on także na celu zachęcenie do dyskusji możliwie jak najszersze grupy uczestników. Żywimy nadzieję, że wiele spośród osób reprezentujących różne segmenty społeczeństwa wystąpi z konstruktywnymi, twórczymi propozycjami dotyczącymi kwestii wypracowania polityki energetycznej na najbliższe dwadzieścia, trzydzieści lat.

Wstępna wersja niniejszego raportu została rozesłana do wąskiego grona osób ze środowiska nauki i specjalistów w dziedzinie polityki energetycznej. Obecna wersja dokumentu przedstawiona została szerszemu gronu odbiorców, m.in. politykom, stowarzyszeniom branży energetycznej,

firmom sektora energetycznego, producentom energii elektrycznej, przedstawicielom organizacji pozarządowych oraz ogółowi społeczeństwa. Jako że polityka energetyczna nie dotyczy wyłącznie działalności gospodarczej związanej z energią elektryczną i ciepłem, przydatne będzie konstruktywne włączenie się do debaty przedstawicieli sektora górnictwa, gazownictwa, przemysłu ciężkiego i transportu.

Autorzy mają nadzieję, że w najbliższych miesiącach po opublikowaniu tego raportu odbędzie się szereg spotkań warsztatowych i konferencji, które stanowią będą publiczne forum dla opracowania polityki energetycznej. Konieczne będą także inne, bardziej specjalistyczne i naukowe opracowania dla utrzymania właściwej ścisłości w tym procesie.

Skrótowy charakter niniejszego dokumentu nie sprzyja oddaniu złożoności zagadnienia. Opracowanie to nie neguje potrzeby ciągłych badań naukowych w tej dziedzinie; ma ono raczej na celu włączenie się do dyskusji na temat polskiej polityki energetycznej. Chodzi o poszerzenie zakresu dyskusji tak, aby w bardziej spójny sposób objęła ona szersze spektrum zagadnień, jak również ma na celu poszerzenie jej horyzontów, wiedząc, że konsekwencje decyzji podejmowanych dzisiaj będą odczuwalne także za lat czterdzieści, a nawet później.

Należy zaznaczyć, że na tym etapie raport nie stanowi oficjalnego stanowiska grupy EDF. Przedstawia raczej syntezę poglądów niezależnych ekspertów z dziedziny polityki energetycznej oraz zmian klimatycznych.

Tworzenie linii politycznej ma w sobie coś z uprawiania sztuki i nauki. To, że posługujemy się w naszym raporcie scenariuszami ujętymi w sposób ilościowy świadczy o podejściu naukowym i obiektywizmie tego opracowania. Wyrażane poglądy i opinie mają niewątpliwie pewne cechy elementów polityki. Jeśli styl tego opracowania jest czasami zbyt nienaukowy lub zbyt agitacyjny, prosimy czytelnika o wyrozumiałość.

Tekst oryginalny raportu powstał w języku angielskim i został opublikowany w Zeszytach tematycznym nr IV czasopisma „Energetyka”. Ewentualne wątpliwości prosimy wyjaśniać przez porównanie z oryginałem.

Jeśli chcieliby Państwo mieć konstruktywny wkład w jego opracowanie, prosimy o kontakt pod adresem:

Prof. Louis Jestin
Elektrociepłownia „KRAKÓW” SA
ul. Ciepłownicza 1, Kraków-28
tel.: +48 12 64 66 726
e-mail: Louis.Jestin@eckrakow.pl



Profesor Louis Jestin jest od 2001 roku Dyrektorem ds. Strategii i Kontroli w *Elektrociepłowni Kraków S.A.* Od października 2004 r. przejmie obowiązki Dyrektora Technicznego spółek grupy EDF w Polsce, która posiada 8 spółek wytwórczych, ogółem 3014 MW zainstalowanej mocy elektrycznej, czyli 9% krajowych zdolności wytwórczych oraz 5000 MW, tj 20% zainstalowanych mocy ciepłych w polskich elektrociepłowniach.

Prof. L. Jestin swoją pracę habilitacyjną obronił na Politechnice w Marsylii w roku 1980, a następnie rozpoczął pracę w Instytucie Badań i Rozwoju Grupy EDF w Paryżu, gdzie prowadził szereg projektów w różnych sektorach przemysłu, między innymi w górnictwie, hutnictwie, metalurgii, przemyśle cementowym, motoryzacyjnym i spożywczym. Zajmował się wdrażaniem dużego programu, w ramach którego badano produkcję energii ze szlamu węglowego przy zastosowaniu kotłów ze złożem fluidalnym typu CFBB [Circulating Fluidized Bed Boilers] (125 MW) w Carling (Francja). W latach 90. pracował w Dziale Inżynierskim i Konstrukcyjnym grupy EDF w Lionie, gdzie zajmował się opracowywaniem, projektowaniem, konstrukcją i eksploatacją wielu elektrowni zlokalizowanych zarówno we Francji jak i za granicą. Uczestniczył w wielu projektach dotyczących wykorzystania gazu, węgla i energii jądrowej do produkcji elektryczności. Kierował działalnością w zakresie rozwoju Czystych Technologii Węglowych przy wykorzystaniu pyłu węglowego, CFB oraz Zintegrowanych Systemów Gazyfikacji. Szczególną rolę odegrał w opracowywaniu bardzo dużych kotłów typu CFB podczas budowy i rozruchu największego na świecie kotła CFB o mocy 250 MW w Gardannie we Francji, a następnie kierował opracowywaniem podstawowych projektów dla kotłów o mocy 600 MW.

Jest autorem około 50 prac naukowych i publikacji dotyczących między innymi transferów ciepła i przepływów dwufazowych w procesach przemysłowych. Od początku pobytu w Polsce jest zaangażowany w przygotowanie programu przystosowania urządzeń wytwórczych spółek grupy EDF w Polsce do nowych norm środowiskowych związanych z wejściem Polski do UE.

Podziękowania

Opracowanie tego raportu nadzorował Louis Jestin, odpowiedzialny za koordynowanie działalności Grupy EDF Polska w dziedzinie ochrony środowiska. Panowie Stanisław Błach, reprezentujący KOGENERACJĘ S.A., Guillaume Wolf i Robert Domaradzki, reprezentujący ECKSA, w znaczący sposób przyczynili się do jego powstania.

Znaczną część rysunków, analiz i modeli opracowała firma Vertis Environmental Finance wspólnie z firmą Finacorp pod kierownictwem Jamesa Atkins – partnera w firmie Vertis. James Atkins wspierany był przez Stanisława Popowa, partnera w firmie Finacorp, oraz Marzenę Chodor, Corinę Pinter i Camillę Taylor – pracowników firmy Vertis.

W przygotowaniu raportu wziął udział Anthony White z firmy Climate Change Capital z Londynu, ekspert UE do spraw sektora elektroenergetycznego i związanych z nim zagadnień polityki gospodarczej oraz Andrzej Błachowicz – niezależny konsultant, który wspomagał zespół w zakresie zagadnień dotyczących zmian klimatycznych i handlu emisjami.

Jesteśmy ogromnie wdzięczni panu Profesorowi Janowi Popczykowi, byłemu prezesowi PSE, który w końcowym etapie opracowywania napisał recenzję do tego raportu i wspomagał nas swoim wnikliwym spojrzeniem i doświadczeniem wnosząc cenne uwagi i sugestie, w tym również i uwagi krytyczne. Na podobne słowa wdzięczności zasługuje pan Philippe Girard z EDF Trading w Londynie. Do opracowania tego raportu swoją konstruktywną krytyką przyczynili się również panowie Gérard Soufflet, Bertrand Videau, Philippe Jaud z EDF w Paryżu oraz pan Zbigniew Krzemień z EDF Polska.

Objaśnienia

Słowniczek skrótów, pojęć i jednostek używanych w raporcie

Skróty

AAU	Assigned Amount Unit (Jednostka Przydzielonej Ilości), „waluta” dla emisji poszczególnych krajów – przyznany każdemu krajowi poziom emisji gazów cieplarnianych w danym okresie zobowiązania w ramach Protokołu z Kioto mierzony jest jednostką AAU
ARE	Agencja Rynku Energii
BAU	Business-as-usual – sytuacja jak dotychczas – nic się nie zmienia
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (Turbina Gazowa o Cyklu Kombinowanym)
CDM	Clean Development Mechanism (Mechanizm Czystego Rozwoju)
CER	Certified Emission Reduction – zmniejszenie emisji gazu cieplarnianego równoważne jednej tonie CO ₂ , wynikające z programu „Clean Development Mechanism” (CDM)
CHP	Combined Heat and Power (skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, CHP plant – elektrociepłownia)
CIS	Confederation of Independent States – Wspólnota Niepodległych Państw
CO₂	dwutlenek węgla
DSM	Demand Side Management – zarządzanie popytem
EETT2030	European Energy and Transport – Trends to 2030 (European Commission, January 2003)
ERU	Emissions Reduction Unit (jednostka redukcji emisji) – zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych równoważne jednej tonie CO ₂ , wynikające z projektu „Joint Implementation” (JI)
ESCO	firma usług energetycznych
EUA	EU Allowance – jednostka EU ETS, która daje uczestnikom programu prawo do emisji jednej tony CO ₂ w danym roku
EU	Unia Europejska
EU15	15 krajów członkowskich Unii Europejskiej do 1 maja 2004
EU ETS	European Union Emission Trading Scheme (System Handlu Emisjami UE) wprowadzony przez Dyrektywę EU 2003/87/EC, wchodzący w życie 1 stycznia 2005
FDI	bezpośrednie inwestycje zagraniczne
GDP	PKB – produkt krajowy brutto
GHG	gaz cieplarniany
GIG	Główny Instytut Górnictwa
HD	High demand – zapotrzebowanie na ciepło
IEA	International Energy Agency
IFC	International Finance Corporation – Międzynarodowa Korporacja Finansowa
JI	Joint Implementation (wspólne wdrożenie)
KAPE	Krajowa Agencja Poszanowania Energii
LCP	Large Combustion Plant – Duże Źródła Energetycznego Spalania
LCG	Low Carbon Generation – wytwarzanie energii o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla
LCGLD	scenariusz produkcji o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla – niskie zapotrzebowanie na energię

LD	niskie zapotrzebowanie na energię
NAP	National Allocation Plan – Krajowy Plan Alokacji (uprawnień emisyjnych)
NH₃	amoniak
NO_x	tlenki azotu
OECD	Organizacja Współpracy Gospodarczej i Rozwoju
PAIZ	Państwowa Agencja Inwestycji Zagranicznych
PARG	Państwowa Agencja Restrukturyzacji Górnictwa
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PPP	Purchasing Power Parity – parytet siły nabywczej, porównawcza miara walut, która odzwierciedla równoważną siłę nabywczą tych walut na odpowiadających im rynkach. Efektywny kurs wymiany pomiędzy walutami przy parytecie siły nabywczej może znacznie różnić się od rynkowego kursu wymiany
PPS	Purchasing Power Standard (jednostka siły nabywczej)
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
R&D	badania i rozwój
RS	scenariusz odniesienia
RSHD	scenariusz odniesienia – wysokie zapotrzebowanie na energię
RSLD	scenariusz odniesienia – niskie zapotrzebowanie na energię
SME	małe i średnie przedsiębiorstwa
SO_x	tlenki siarki
UN	Organizacja Narodów Zjednoczonych
UNCLRTAP	Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie transgranicznych zanieczyszczeń powietrza
UNFCCC	Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu
USC	Cykl ultranadkrytyczny
VOC	lotne związki organiczne
WHO	Światowa Organizacja Zdrowia

Jednostki

€	euro, c€ centy, setne części euro
GJ	gigadżul, czyli 10 ⁹ dżuli
GW	gigawat, czyli 10 ⁹ watów
GWh	gigawatogodzina, czyli 10 ⁹ watogodzin (energii elektrycznej)
ktoe	kilotona równoważnika ropy, czyli 10 ³ toe
Mt	milion ton, 10 ⁶ ton
MtCO₂	milion ton dwutlenku węgla
MtCO_{2e}	równoważnik miliona ton dwutlenku węgla
Mtoe	równoważnik miliona ton ropy, czyli 41,86 PJ (Petadżul)
MW	megawat, or 10 ⁶ watt
PJ	petadżul, czyli 10 ¹⁵ dżuli
tCO_{2e}	tona równoważnika dwutlenku węgla
toe	równoważnik ton ropy, czyli 10 ⁷ kilokalorii, czyli 41,86 GJ (gigadżuli)
tpa	ton na rok
TW	terawat, czyli 10 ¹² watów
TWh	terawatogodzina, czyli 10 ¹² watogodzin
USD	dolar USA

Scenariusze

W raporcie jest mowa o różnych scenariuszach dotyczących przyszłego zużycia energii oraz udziału poszczególnych rodzajów energii. Szczegóły założeń leżących u podstaw tych scenariuszy przedstawiono w Dodatku.

Scenariusz EETT2030

Scenariusz UE „wszystko bez zmian”, jak przedstawiono w raporcie „*Energetyka i transport w Unii Europejskiej – Tendencje do roku 2030*”, zakłada jakie będzie w tym okresie zużycie energii i przedstawia sposoby jej wytwarzania w 25 krajach UE. Wyżej wymieniony scenariusz zakłada rozwój zużycia energii przy założeniu „wszystko bez zmian”, tzn. bez prowadzenia dodatkowej polityki dla zmniejszenia emisji lub zmniejszenia energochłonności. Niektóre z przewidywań przedstawionych w EETT2030, takie jak wysoki poziom zainstalowanej mocy w roku 2030 lub niski poziom emisji CO₂ w latach wcześniejszych, są dla nas zaskakujące. Nie wszystkie dane liczbowe pochodzące z UE należy traktować jak dogmat! Należy także zauważyć, że EETT2030 nie rozróżnia węgla kamiennego i brunatnego, nazywając je, wraz z biomasą, paliwami stałymi.

Scenariusz odniesienia

Scenariusz Odniesienia – scenariusz przedstawiony w dokumencie „*Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku*”, opublikowanym w 2000 r. Zawarte w nim dane liczbowe uwzględniają pewne poprawki zaznaczone w dokumencie „*Ocena realizacji i poprawki do polityki energetycznej Polski do roku 2020*” opublikowanym przez Ministerstwo Gospodarki w 2002 roku.

Scenariusz zakładający produkcję o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla

Scenariusz zakładający produkcję o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla („LCG”) przedstawiono w Dodatku. W ramach Scenariusza LCG występuje tendencja stosowania technologii o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla przy produkcji ciepła i elektryczności, w szczególności z uwzględnieniem czystego węgla i odnawialnych źródeł energii.

Scenariusze niskiego zapotrzebowania na energię

Scenariusze niskiego zapotrzebowania na energię, zarówno dla scenariusza odniesienia jak i dla wytwarzania energii o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla, opisano w Dodatku. W ramach tego scenariusza polityka energetyczna ma na celu osiągnięcie niskiej energochłonności poprzez zarządzanie popytem.

Scenariusz wysokiego zapotrzebowania na energię

Scenariusz wysokiego zapotrzebowania opracowano dla przedstawienia przyszłości, w której polityka zarządzania

popytem jest realizowana z mniejszym powodzeniem, prowadząc do znacznego zużycia energii i znacznej emisji w porównaniu ze scenariuszem odniesienia.

Jednostki używane w handlu emisjami i ich ceny

Rynek instrumentów handlu emisjami (niezobowiązująco określanymi terminem „kredyty węglowe”) jest czymś nowym i sfragmentaryzowanym. W różnych systemach przepisów prawnych mają zastosowanie różne instrumenty różniące się kosztem ich stosowania. W tym dokumencie jest mowa o dwóch systemach przepisów: o Protokole z Kioto i o Systemie Handlu Emisjami EU. Każdy system ma swoją własną „walutę”.

Protokół z Kioto stosuje trzy jednostki kredytów węglowych:

- (I) Assigned Amount Unit (jednostka przyznanej ilości), w skrócie „AAU”, która stanowi prawo danego kraju (w rzeczywistości niezależne prawo) do emisji jednej tony równoważnika CO₂ w formie gazów cieplarnianych w określonym czasie obowiązywania w ramach Protokołu z Kioto.
- (II) Emissions Reduction Unit (jednostka redukcji emisji), w skrócie „ERU”, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych równoważne jednej tonie CO₂, wynikające z realizacji przedsięwzięć typu „Joint Implementation” (wspólne wdrożenie).
- (III) Certified Emission Reduction (poświadczony zmniejszenie emisji), w skrócie „CER” – zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych równoważne jednej tonie CO₂, wynikające z realizacji przedsięwzięć „Clean Development Mechanism” (mechanizm czystego rozwoju).

Ceny tych jednostek w ramach Protokołu z Kioto wahały się od 2 do 9 euro za tonę równoważnika CO₂. Kwota 5 euro jest także podawana w tym raporcie jako typowa średnia. Więcej informacji podano na stronie www.unfccc.org

Jednostką Europejskiego Systemu Handlu Emisjami jest EU Allowance („EUA”) – (jednostka przydziału uprawnienia do emisji w UE), która daje uczestnikom programu prawo do emisji jednej tony CO₂ w danym roku. Obecna rynkowa cena tej jednostki waha się w granicy 8-10 euro. Cena ta jest również stosowana w tym raporcie w odnośnych miejscach. Więcej informacji podano na stronie www.euets.com lub www.pointcarbon.com

Dzisiejsze ceny nie odzwierciedlają oczywiście poziomu cen przyszłych! Kształtowanie się cen zależy od wielu czynników, takich jak, na przykład, przyszłość Protokołu z Kioto, woli politycznej do zajęcia się globalnym ociepleniem oraz zdolności człowieka do opracowania technologii w mniejszym stopniu opartych na wykorzystaniu paliw kopalnych i innego stylu życia.

Streszczenie

Pomimo radykalnych przekształceń, jakie dokonały się od końca lat osiemdziesiątych ubiegłego stulecia, przed firmami produkującymi energię elektryczną i ciepło w Polsce w najbliższej przyszłości wciąż będą stać trudne zadania. Polska nie tylko musi rozwiązać szereg bieżących problemów energetycznych, ale także musi być gotowa do zjęcia się całą falą nowych wyzwań wynikających z przemian globalnych, regionalnych i krajowych.

Wyzwania te oznaczają, że polityka energetyczna musi uzyskać wysoki priorytet polityczny. Bez politycznego przywództwa i skutecznej polityki gospodarczej istnieje ryzyko, że konkurencyjność polskiej gospodarki zostanie zagrożona.

Energetyka wiąże się ściśle z szerokim zakresem zagadnień: utrzymaniem życia na planecie, gospodarką i finansami, stosunkami międzynarodowymi, kwestiami społecznymi i edukacyjnymi, rolnictwem i leśnictwem, gospodarką mieszkaniową i transportem. Energetyka do tego stopnia występuje w każdym aspekcie naszego życia i jest tak złożonym problemem, że znalezienia właściwych odpowiedzi można podjąć się tylko na gruncie prawdziwie holistycznego podejścia.

Od 1990 roku, w następstwie zmiany systemu politycznego, w polskim systemie elektroenergetycznym zachodziły istotne zmiany w skutek załamania się produkcji przemysłowej i restrukturyzacji gospodarki. Emisja CO₂ spadła z poziomu 478 Mt w roku 1988 do wartości 319 Mt w roku 1999. Emisja SO_x spadła o 22% pomiędzy rokiem 1980 a 1990, i o dalsze 53% pomiędzy rokiem 1990 a 2000. Podczas gdy PKB wzrósł o 44,6% w okresie pomiędzy 1990 a 2000¹⁾ rokiem zużycie energii pierwotnej spadło o 37%²⁾. W tym samym okresie rozpoczęła się restrukturyzacja sektora energii elektrycznej i ciepła, dokonywana przez częściowe rozdzielenie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Miała również miejsce znacząca modernizacja. Tylko pomiędzy 1995 a 2001 rokiem zainwestowano ponad 5 mld euro w remonty i modernizację elektrowni³⁾. Na rynek weszło ponad dwudziestu zagranicznych inwestorów, którzy wnieśli do gospodarki w postaci inwestycji 2,2 mln USD⁴⁾. Mówiąc krótko, Polska ma już za sobą okres największego zanieczyszczenia środowiska przez sektor elektroenergetyczny, który ciągle się modernizuje. I o ile najgorsze pewnie już minęło, to na dobre czasy przyjdzie jeszcze trochę poczekać. Szereg poważnych bieżących problemów nadal ciąży na polskim sektorze energetycznym, m.in. utrzymująca się nieefektywność i brak rentowności polskiego sektora elektroenergetycznego. Nawet po dokonaniu w ciągu ostatniej dekady ogromnych wysiłków dla zmniejszenia emisji, Polska nadal pozostaje największym emitentem SO_x w UE i zajmuje drugie miejsce pod

względem energochłonności gospodarki pośród dwunastu krajów UE o największym zaludnieniu⁵⁾. Jedynie Republika Czeska, mająca jedną czwartą ludności, jaką ma Polska, posiada bardziej energochłonną gospodarkę. Polska energetyka nadal uzależniona jest od węgla w sposób, od którego zdołały odejść niektóre kraje UE, takie jak Niemcy czy Wielka Brytania. W rezultacie, pomimo stosunkowo niskiego Produktu Krajowego Brutto, Polska zajmuje czwarte miejsce w UE pod względem emisji CO₂. Konieczne są dalsze inwestycje rzędu 10–14 mld euro na modernizację sektora elektroenergetycznego i doprowadzenia go do stanu, w którym spełniałby wymagania Dyrektyw UE.

Jeśli obecne warunki są trudne, to mogą one ulec jeszcze pogorszeniu na skutek zmian demograficznych, jakie zajądą w Polsce. Zmiany wielkości aktywnych zawodowo populacji oraz zakończenie procesu przyjmowania zachowań społeczeństwa konsumenckiego oznaczają, że zapotrzebowanie na usługi energetyczne i samą energię może tylko rosnać: to czy zapotrzebowanie to zostanie zaspokojone przez większy poziom produkcji, czy też lepsze rozwiązania dla użytkowników końcowych, będzie miało drastycznie odmienne skutki dla bilansu energetycznego Polski. Jednym z najbardziej dramatycznych skutków rozwoju gospodarczego będzie wzrost użytkowania samochodów prywatnych, który spowoduje znaczny wzrost zużycia paliw.

Gdyby politycy mieli się zająć wyłącznie palącymi problemami krajowymi, zadaniu temu można by podołać. W rzeczywistości, polityka musi być kreowana z uwzględnieniem szeregu uwarunkowań globalnych i regionalnych. Zmiana klimatu jest postrzegana jako największe światowe zagrożenie dla naszego społeczeństwa. Dzisiaj międzynarodowe wysiłki i regulacje, zmierzające do ograniczania emitowanych przez ludzkość gazów cieplarnianych, takie jak Protokół z Kioto, mogą wydawać się bardzo nieporadne, ale jeśli te wysiłki się nie powiodą, to ów zagrażający życiu problem sam nie ustąpi. Twórcy polityki gospodarczej muszą znaleźć rozwiązania i bardziej prawdopodobne jest, że będą wywierane coraz silniejsze naciski na kraje bazujące w dużym stopniu na węglu. Oznaczać może to, że uzależnienie polskiej gospodarki od węgla przyniesie więcej problemów niż korzyści.

Świat zewnętrzny szybko się zmienia i najbliższe dwadzieścia lat może przynieść wielkie zmiany strukturalne, które zrewidują reguły gry. Siły geopolityczne, takie jak niepoohamowany wzrost gospodarki chińskiej i związane z tym zapotrzebowanie na energię podniesie jeszcze wartość ograniczonych zasobów ciekłych i gazowych węglowodorów. Może to wpłynąć na decyzję samej Polski odnośnie do zapotrzenia w paliwo.

⁵⁾ Groningen Growth and Development Centre and The Conference Board, Total Economy Database, July 2003, <http://www.ggdc.net>

¹⁾ OECD Environmental Performance Reviews. Poland, 2003

²⁾ OECD Environmental Performance Reviews. Poland, 2003

³⁾ Rocznik Statystyczny RP 2002 i Ochrona Środowiska 2002, GUS 2003

⁴⁾ PAIZ, 2003 (dane za 2002)

Twórcy prawa Unii Europejskiej nieustannie opracowują nowe dyrektywy. Wiele istniejących i planowanych aktów prawnych UE ma bezpośredni wpływ na przemysł elektroenergetyczny. Niektóre z nich wpływają na jego strukturę gospodarczą, uregulowanie dotyczące konkurencyjności, liberalizację, kształtowanie się cen i podatków od energii. Inne wymagają podniesienia standardów ochrony środowiska, na przykład: ograniczenia emisji zanieczyszczeń i wprowadzenia wskaźników norm energetycznych, jakie powinny spełniać budynki. Polska, wcześniej czy później, będzie musiała wprowadzić postanowienia tych Dyrektyw.

Przyszły rozwój technologiczny daje nadzieję, że znajdzie się jakieś „łatwe wyjście” z tej sytuacji. Przykładowo, w miarę jego szerszego zastosowania koszt technologii paliw odnawialnych systematycznie spada. Od 1985 do 2001 roku, na skutek postępu technologicznego i rozwoju rynku⁶⁾ koszt 1 kWh elektryczności pochodzącej z elektrowni wiatrowej spadł z ok. 10 € do ok. 6 €. Wdrożenie nowych technologii często wymaga wsparcia ze strony mechanizmów regulacyjnych, w celu łatwiejszego uzyskania zezwoleń i promocji dostępu do sieci oraz zachęcania odbiorców i dostawców, by chcieli z nich skorzystać. Nowoczesna, bezpieczniejsza i bardziej konkurencyjna technologia jądrowa może zmienić warunki dyskusji toczącej się nad energetyką jądrową, w szczególności w obliczu czasami beznadziejnej walki z emisją CO₂.

W jaki sposób polityka energetyczna reaguje dzisiaj na te złożone i wieloaspektowe zagadnienia? Polska polityka energetyczna oparta jest na długoterminowych prognozach zapotrzebowania na energię i jej produkcji. Prognozy te, zakładają dalsze oparcie gospodarki na węglu w połączeniu z mocno rosnącym wzrostem zużycia gazu (importowanego i krajowego). W obecnych warunkach gospodarczych i przy obecnym stanie regulacji prawnych realizacja tego wzrostu jest mało prawdopodobna.

Jeśli chodzi o perspektywy rozwoju odnawialnych źródeł energii, prognozy są bardzo ostrożne. Jednocześnie czynione są śmiałe założenia w zakresie zmniejszenia energochłonności gospodarki. Dalszy wzrost gospodarczy w połączeniu ze stałym rozwojem technologicznym i usprawnieniami dokonanymi po stronie zapotrzebowania na energię może przynieść taki rezultat, jednakże nie bez zharmonizowanej polityki energetycznej.

Co będzie, jeśli założenia te okażą się błędne, a rozwój gospodarczy nie zostanie oddzielony od wzrostu zapotrzebowania na energię? Nasz scenariusz HD (wysokiego zapotrzebowania na energię) zakładał, że energochłonność obniży się o 1% w stosunku rocznym, a wówczas dodatkowe inwestycje w elektrownie i elektrociepłownie przewyższą 27 mld euro do 2030 roku. Zużycie paliw, głównie importowanych, będzie o 27 Mtoe wyższe, a emisja CO₂ przekroczy wyznaczoną docelową wartość o 163 Mt, co biorąc pod uwagę rygor światowego ograniczenia emisji, kosztowałoby kraj 813 mln euro rocznie. Ze względu na nowe inwestycje niezbędne do rozpoczęcia eksploatacji nowych pokładów cena węgla z krajowych zasobów szybko wzrosła.

⁶⁾ Riso National Laboratory, Denmark

W przeciwieństwie do powyższego, być może nieco idealistycznie, rozpatrzyliśmy dwa optymistyczne scenariusze. W ramach scenariusza LD (niskiego zapotrzebowania na energię) różne elementy polityki, mające sterować wzrostem zapotrzebowania na energię, wpłynęłyby na obniżenie energochłonności (jeśli chodzi o elektryczność i ciepło) o 1% rocznie w stosunku do przewidywań zawartych w Scenariuszu Odniesienia. Nieznacznie obniżyłyby się poziom inwestycji (wiele inwestycji jest nadal niezbędnych w sektorze produkcji energii elektrycznej dla samego tylko wyremontowania istniejących elektrowni), koszty paliwa byłyby niższe, podobnie jak import paliw i zostałyby osiągnięte znaczne oszczędności w zakresie emisji.

Scenariusz LCG (zakładający produkcję o niskim poziomie emisji pierwiastka węgla), przyjmuje dokładnie ten sam poziom zapotrzebowania na energię, co Scenariusz Odniesienia. Jednakże zostałby on osiągnięty przy zastosowaniu niskowęglowych technologii, po części dzięki skuteczniejszemu wytwarzaniu w obiektach opalanych węglem, a po części dzięki ambitnemu rozszerzeniu stosowania odnawialnych źródeł energii. Ma to swoją znaczną cenę, ale związane z tym korzyści ekonomiczne polegające na niższym imporcie paliw, zwiększeniu wykorzystania zasobów krajowych i niższej emisji CO₂ powinny je zrekompensować.

Scenariusze LCG i LD zajmują się łącznie całym pakietem problemów. Niższy import i większe wykorzystanie źródeł krajowych oznacza korzystniejszy bilans płatniczy, wyższe bezpieczeństwo dostaw, a także miejsca pracy w rejonach wiejskich. Większe wykorzystanie paliw odnawialnych oznacza niższe koszty spełniania wymagań odnośnie do emisji CO₂. Ponadto, gospodarka charakteryzująca się niską emisją CO₂, to także gospodarka niskiej emisji SO_x, co wskazuje drogę ku uproszczeniu Dyrektywy LCP.

Poza Scenariuszem HD żaden inny scenariusz nie zakłada budowy elektrowni jądrowych w Polsce. Jednakże energetyka jądrowa staje się coraz bardziej opłacalną i możliwą do zaakceptowania propozycją. W sytuacji dokonujących się zmian klimatycznych, możliwość ogromnego zmniejszenia emisji CO₂ poprzez zastosowanie energii jądrowej wydaje się trudna do odrzucenia. Udział energetyki jądrowej w krajach takich jak Słowacja i Węgry (a także Francja) wskazuje, w jaki sposób stosunkowo łatwo można opanować problemy z emisją CO₂. W Polsce pewna część bilansu zapotrzebowania na energię elektryczną mogłaby pochodzić z energetyki jądrowej. Jest to już dyskusja polityczna, której nie podejmujemy w tym raporcie.

Jak sprawić, by ów scenariusz marzeń zrealizować? Microsoft nie oferuje żadnego oprogramowania, które umożliwiłoby tworzenie polityki energetycznej. Uwarunkowania każdego z krajów są zbyt szczególne i złożone, aby możliwe było zastosowanie jednej, uniwersalnej metody. Sytuacja Polski pod tym względem nie stanowi wyjątku. Jak na standardy europejskie, Polska jest krajem o wysokim zaludnieniu, który wydobywa się z trudnego okresu swojej historii. Sektor energetyczny, który jest wiekowy, charakteryzuje się niską sprawnością i wymaga znacznych inwestycji, także przechodzi duże zmiany. Polska posiada znaczne zasoby węgla, które stwarzają bariery kulturowe, polityczne i gospodarcze dla paliw innego typu.

Bogactwo to jest równocześnie odpowiedzialne za ogromne globalne i lokalne zanieczyszczenie i dlatego właśnie stało się celem twardej polityki UE, regulowanej przez takie akty prawne jak Dyrektywa LCP. Oplacalność wykorzystania tych bogatych zasobów może zostać ograniczona, gdyż zasoby, których dotychczasowe wydobycie jest rentowne mogą wyczerpać się do połowy lat 20. tego stulecia, stawiając ważne pytania odnośnie do wyboru paliwa w przyszłości. Polska gospodarka jest wciąż jeszcze mało stabilna, a przy tym zarówno na terenach wiejskich jak i miejskich występują obszary ubóstwa. Polska nie posiada energetyki jądrowej, na której mogłaby się oprzeć, jako na technologii o niskiej emisji dwutlenku węgla, aczkolwiek wolna jest od długofalowego problemu, co począć z nuklearynymi odpadami. Istnieją znaczne możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii, takich jak biomasa i siła wiatru.

Na podstawie powyższych rozważań pokusiliśmy się o stworzenie kilku wstępnych propozycji dotyczących głównych ram polityki energetycznej. Główne ramy wyznaczają 5 podstawowych zasad, których należałoby się trzymać w dłuższej perspektywie, bez względu na szczegóły tej polityki. Tym sposobem inwestorzy i podmioty/osoby działające na rynku uzyskują pewne zaufanie co do długofalowego kierunku rynku energetycznego, nawet jeśli polityczne zabarwienie będzie się od czasu do czasu zmieniać.

Do zasad tych należy:

- bezpieczeństwo dostaw,
- efektywność ekonomiczna,
- skuteczność pod względem ochrony środowiska,
- zaangażowanie społeczne,
- doskonałość technologiczna.

Czynimy także pewne szczególne propozycje obejmujące szeroki zakres dziedzin powiązanych z zasadami tej polityki. Wymieniono je poniżej.

- **Niskie zapotrzebowanie**, co oznacza, że obniżenie energochłonności i poprawa w zakresie oszczędzania energii muszą się znaleźć w centrum polskiej polityki energetycznej – a można na tym wiele zyskać. Zagadnienie to przenika cały sektor energetyczny, a propozycje obejmują wszystkich. Poza tym jest to długofalowe przedsięwzięcie, wymagające stałego inwestowania i edukacji na wszystkich szczeblach.
- **Polityka niskowęglowa**: Polska musi obrócić wady węgla w jego zalety poprzez objęcie przewodnictwem w dziedzinie nowoczesnych czystych technologii opartych na węglu i na ponownym wychwytywaniu wyemitowanego w postaci CO₂ pierwiastka węgla. Jako że i tak znaczna część urządzeń do produkcji elektryczności musi zostać wymieniona jest szansa na dokonanie skoku technologicznego. Inne podejście do Dyrektywy LCP, być może wiążące się nawet z negocjacją warunków przystąpienia do Unii, pozwoliłoby uniknąć znacznych wydatków i doprowadziłoby do skutku przeciwnego do zamierzonego, jakim jest ochrona środowiska. Konieczne jest rozpoczęcie korzystania z odnawialnych źródeł energii. Obecny program certyfikacji stanowi wielką inicjatywę, ale musi zostać uzupełniony o wsparcie po stronie dostawy paliw, co obejmie, między innymi, politykę rolną i leśną.

- **Gospodarka**. Do sektora energetycznego muszą zostać przyciągnięci inwestorzy, co wiąże się ze stworzeniem atrakcyjnych warunków dla inwestowania. Uchwycenie właściwej równowagi w konkurencji jest sposobem zapewnienia tego, by uczestnicy dokonali pewnego wysiłku dla osiągnięcia swoich celów. Warunkiem jest jednak, aby nie byli zmuszani do stosowania tak niskich cen, które nigdy nie pozwolą im na dokonanie inwestycji lub podjęcie ryzyka związanego z nowymi technologiami. Agresywne wykorzystywanie pozycji Polski określonej w Kioto oraz EU ETS mogłoby być cennym źródłem finansowania dla zmodernizowania polskiego sektora elektroenergetycznego.
- **Spółeczeństwo**. Zaleca się podjęcie specjalnych kroków w celu ochrony interesów tych, którzy stracili na restrukturyzacji oraz dla odejścia od uzależnienia od węgla. Podobnie należy rozpatrzyć sytuację biedniejszych grup ludności w miastach i na wsi. Bardziej powszechne powinno stać się tworzenie społeczeństwa świadomego problemów energetycznych poprzez długofalowy proces kształcenia.
- **Innowacyjność**. Włączenie nowatorskich rozwiązań do polityki energetycznej przyspieszy proces odnowy, może przyciągnąć inwestorów, stworzyć nowe miejsca pracy i przychody z tytułu eksportu. Polska ma doświadczenie we wprowadzaniu nowatorskich rozwiązań w energetyce, ale potrzebuje zachęty ze strony twórców polityki gospodarczej dla wykorzystania tego potencjału.

Niniejszy raport ma następującą strukturę:

Część pierwsza, Uwarunkowania globalne i regionalne, opisuje pewne ogólnoświatowe i regionalne tendencje mające wpływ na sektor elektroenergetyczny i podkreśla pewne konsekwencje, jakie mają one dla osób kreujących politykę gospodarczą. Tendencje te dotyczą ogólnoświatowych problemów ochrony środowiska związanych z energetyką, zmiany globalnej struktury podaży i popytu energii i zasobów, reakcji państw świata na zmiany klimatu i problemy ochrony środowiska oraz w jaki sposób rozwój technologiczny może pomóc przy dokonywaniu wyborów podczas tworzenia polityki energetycznej.

Część druga, Uwarunkowania polskie, opisuje niektóre z właściwych Polsce elementów mających wpływ na politykę energetyczną. Należą do nich struktura rynku, potrzeba inwestowania, odnowienia i budowy nowych mocy wytwórczych, problemy dominacji węgla, poziom sprawności energetycznej oraz dostępność odnawialnych zasobów energii. W części tej podjęto próbę wskazania pewnych alternatywnych sposobów podejścia do tego problemu, które odzwierciedlają obecne uwarunkowania lub starają się je wykorzystać.

Część trzecia, Obecne założenia polityki i ich konsekwencje, opisuje główne założenia obecnej polityki energetycznej w Polsce i rozpatruje je w szerszych ramach, zwracając uwagę na ich konsekwencje dla bezpieczeństwa dostaw energii, skutków dla społeczeństwa, środowiska naturalnego i gospodarki. Rozważa, co mogłoby się stać, gdyby obecna polityka energetyczna zakończyła się fiaskiem oraz jakie byłyby potencjalne konsekwencje alternatywnych propozycji polityki społecznej.

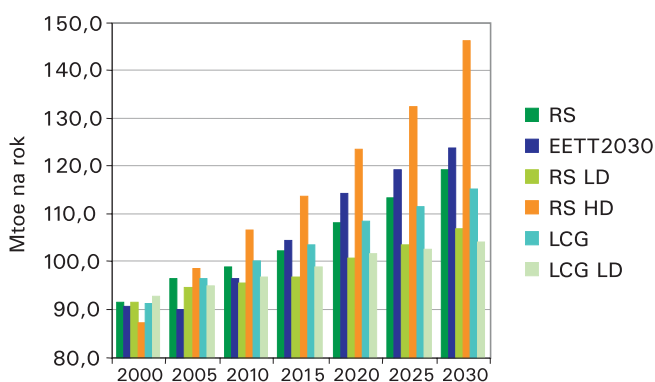
Część czwarta, Plan do roku 2030, wytycza konstruktywne i praktyczne propozycje, mające wzmocnić obecną politykę energetyczną, oparte na szczególnych potrzebach Polski.

Polityka energetyczna opiera się na wielu sprzecznych interesach i problemach, które należy pogodzić: zagrożenia dla środowiska, ogromny poziom inwestycji, zmiany zachodzące w sferze geopolitycznej oraz, w coraz większym stopniu, społeczny wymiar problemu. Dotychczas zagadnieniami tymi zajmowano się z osobna i w podobny sposób po-

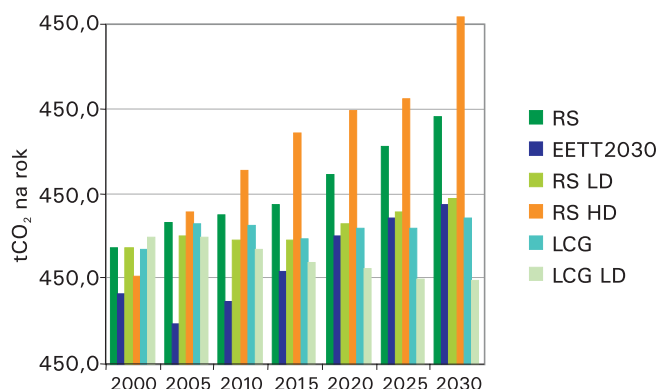
dejmowano różne inicjatywy w oddzielnie pracujących grupach przy wąskim zakresie konsultacji.

W 2004 roku Polska będzie opracowywać kompleksową politykę energetyczną na najbliższe 25 lat. Wymaga to intensywnego, przemyślanego i konstruktywnego wspólnego zaangażowania sektora publicznego i prywatnego, ministerstw, agencji, firm, organizacji pozarządowych i obywateli. Dokument ten ma być głosem w dyskusji nad polityką energetyczną, która powinna być postępową i wizjonerską.

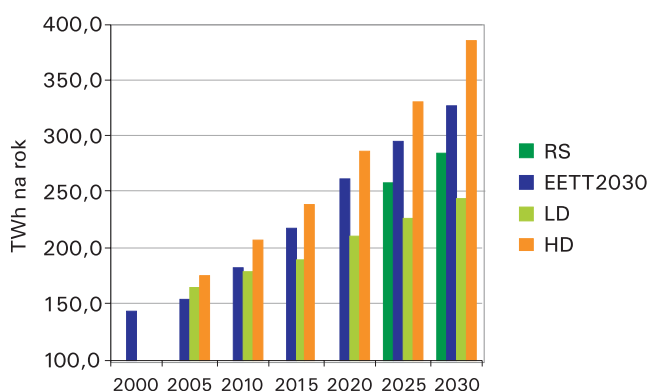
ZUŻYCIĘ PALIW PIERWOTNYCH



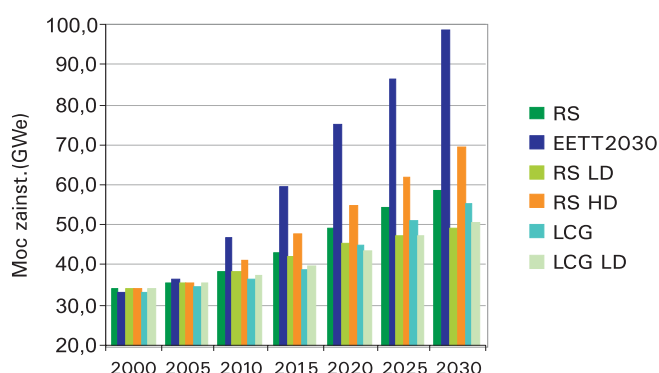
EMISJA CO₂

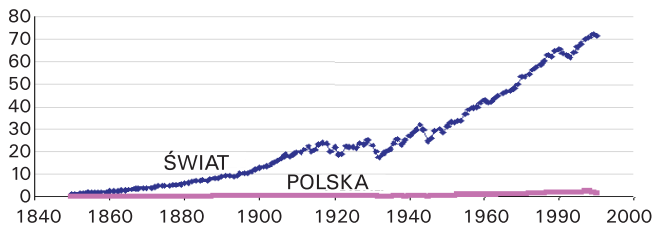


PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

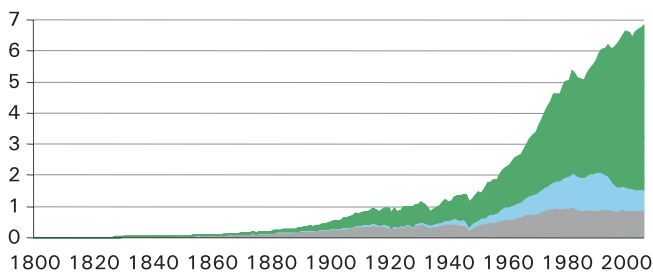


MOC ZAINSTALOWANA





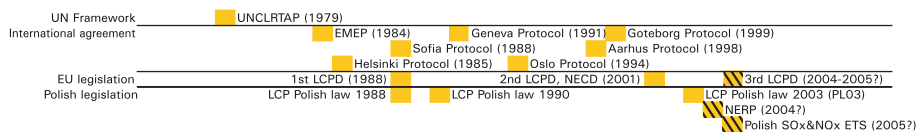
Rys. 1. Emisja SO_x wyrażona w liczbach (mln ton) i ilustracja
Wykres przedstawia światową emisję SO_x od roku 1800. Fotografia ilustruje jej konsekwencje



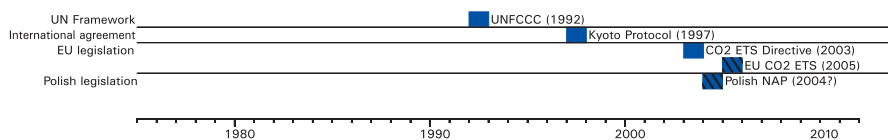
Rys. 2. Zmiany ogólnoświatowej emisji CO₂ na przestrzeni lat do chwili obecnej (10⁹ ton rocznie)

Ocieplenie się Ziemi pociąga za sobą dramatyczne skutki. Najbardziej gorące lato, jakie odnotowano w 2003 roku, było powodem ponad 21 tys. zgonów oraz strat szacowanych na 8 miliardów euro w samym tylko rolnictwie (według Światowej Organizacji Meteorologicznej) – www.wmo.int. Światowa Organizacja Zdrowia szacuje, że w roku 2003, na skutek zmian klimatycznych zmarło 150 tys. osób (z czego 20 tys. we Francji), czyli nieco więcej niż wyniosła liczba ofiar wojen i terroryzmu.

UN Convention on Long Range Transboundary Air Pollutants (UNCLRTAP)



UN Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)

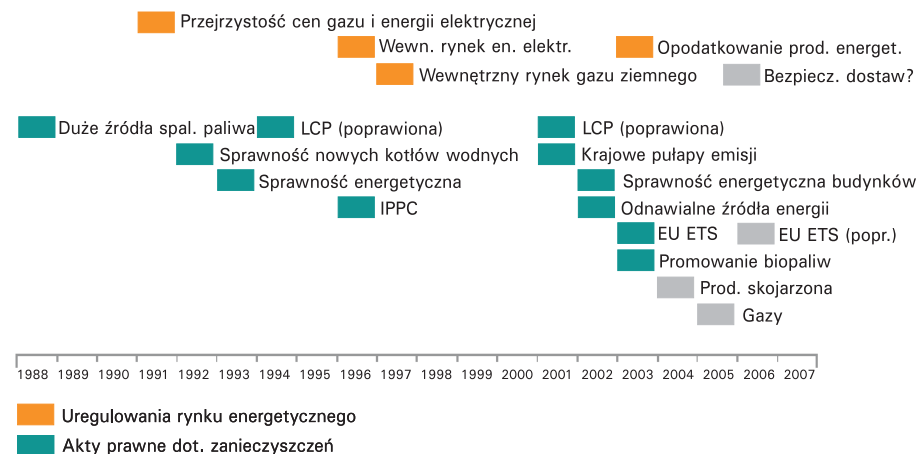


LCPD	Large Combustion Plant Directive (LCP 2001/80/EC)	ETS	Emission Trading Scheme
NECD	National Emission Ceiling Directive (2001/81/EC)	NAP	National Allocation Plan
NERP	National Emission Reduction Plan (KPRE in Polish)		

under development

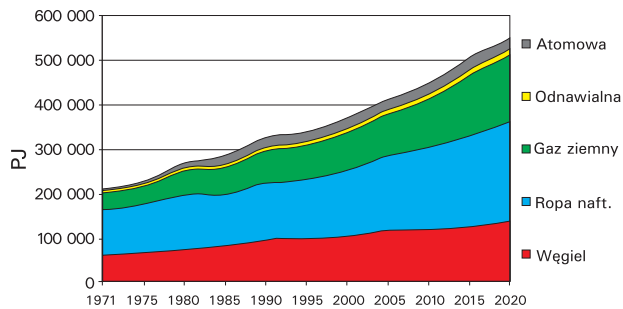
Rys. 3. Ewolucja światowego ustawodawstwa w zakresie ochrony środowiska

Diagram przedstawia ewolucję aktów prawnych dotyczących kwaśnych deszczy i zmian klimatycznych: od przyjęcia Konwencji ONZ do jej unijnych wdrożeń. O ile w przypadku kwaśnych deszczy potrzeba było dwudziestu lat, aby akty te weszły do zapisów prawnych UE, przepisy dotyczące ogólnoświatowego ocieplenia trafiły do prawa europejskiego po jedenastu latach od przyjęcia konwencji przez ONZ.



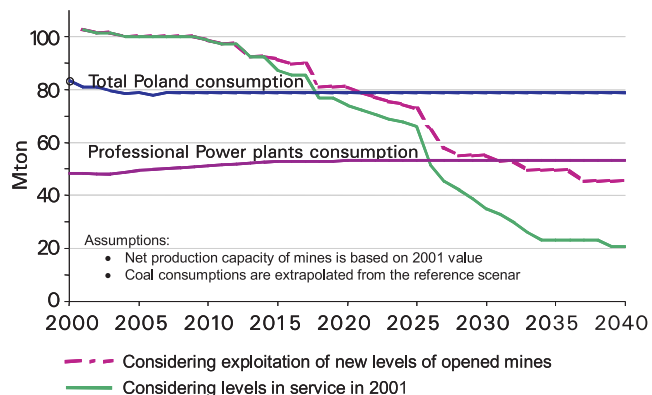
Rys. 4. Prawodawstwo dotyczące sektora energetycznego w UE

Rysunek przedstawia, w jaki sposób na przestrzeni dwudziestu lat kształtowały się unijne regulacje sektora energetycznego w dziedzinie gospodarki i ochrony środowiska. W latach od 1990 do 2000 stworzono ramy regulacji prawnych dla unijnego rynku energetycznego oraz dla pięciu głównych segmentów w dziedzinie ochrony środowiska, przenosząc w ten sposób zainteresowanie legislatorów jeszcze bardziej w kierunku ochrony środowiska. Od roku 2000 powstało sześć dokumentów legislacyjnych w tym duchu. Możemy stawiać sobie pytania, jakie regulacje prawne powstaną przed 2010, a jakie do 2030 roku?



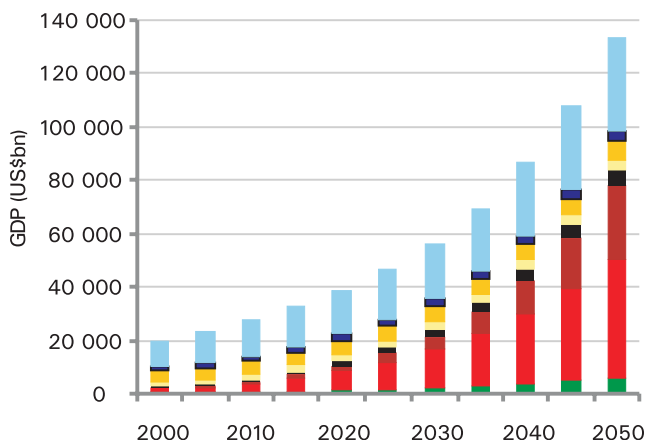
Rys. 5. Prognozy wzrostu zużycia energii pierwotnej do roku 2020

Wykres przedstawia prognozy IEA dotyczące wzrostu zużycia energii pierwotnej do roku 2020 przy założeniu „brak zmian”, wraz z danymi za lata wcześniejsze od roku 1971. Jak wynika z wykresu, pewne spowolnienie wzrostu zużycia węgla, głód ropy i gazu są nie do opanowania. Paliwa odnawialne mają minimalne znaczenie, a energia jądrowa – w tym scenariuszu – nie podbiła jeszcze serc i umysłów wyborców.



Rys. 8. Krajowa zdolność produkcyjna i zużycie węgla kamiennego

Wykres porównujący krajowe zużycie węgla z krajową produkcją (na podstawie danych EDF Polska, GIG, PARG) pokazuje deficyt węglowy od połowy lat 20. tego stulecia. Kiedy dostępne zasoby w istniejących kopalniach będą się kończyć, nie jest pewne czy znajdą się fundusze na otwarcie nowych pokładów, w szczególności w sektorze podporządkowanym węglowi.

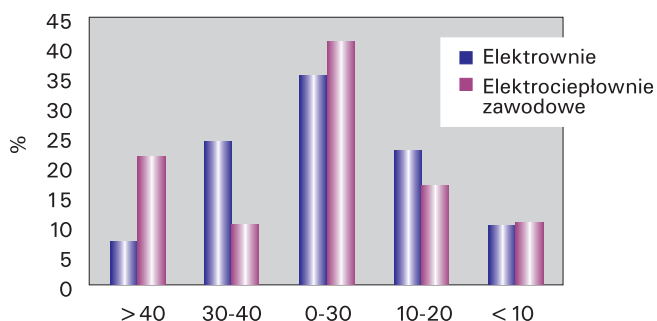


Rys. 6. Światowe tendencje PKB 2000-2050

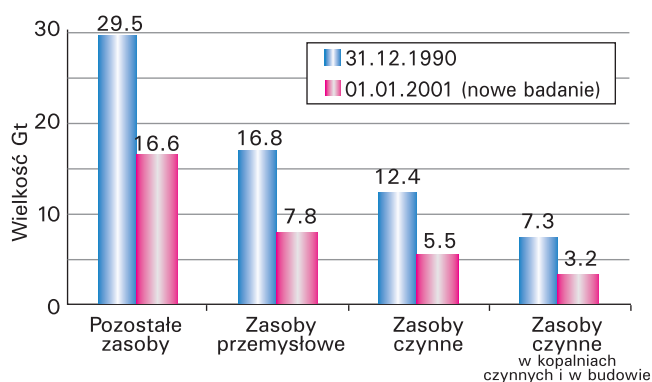
Ostatni raport opublikowany przez Goldman Sachs przewidywał, że do roku 2045 chińska gospodarka prześcignie gospodarkę USA.

Do tego czasu Indie staną się trzecią co do wielkości potęgą gospodarką świata. Rozkład światowych zasobów może być wtedy całkiem inny. Wykres przedstawia prognozę wzrostu PKB do roku 2050 r. w wybranych krajach o wiodącej gospodarce.

Według: Goldman Sachs, GS Global Economics Website, Paper no: 99, 1st October 2003.



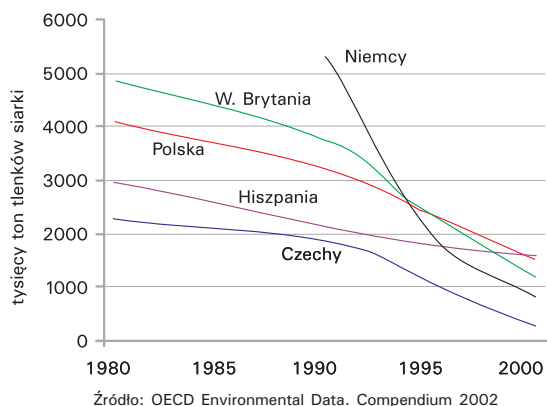
Rys. 9. Wiek elektrowni w Polsce



Rys. 7. Polskie zasoby węgla

Wykres (EDF Polska i dane GIG) przedstawia analizę polskich zasobów węglowych. 3,2 miliarda ton jest dostępne w czynnych kopalniach, pozostałe zasoby nie mogą jeszcze być wykorzystywane gospodarczo.

Bez nowych technologii ich eksploatacja będzie wymagała dużych inwestycji, co może spowodować znaczny wzrost kosztów wydobycia.



Rys. 10. Wybrane przypadki ograniczenia emisji SO_x w latach 1980-2000

Rys. 11. Opad SO₂ w Polsce, 2000

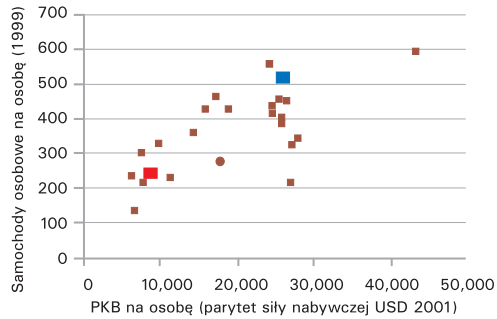
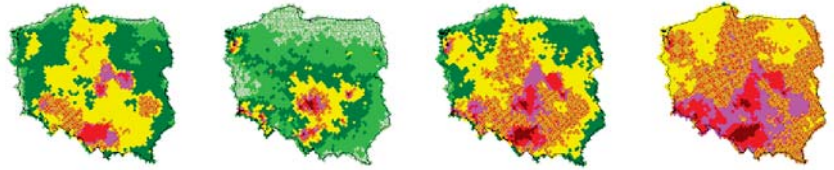
Źródła lokalne

LCP

Polska

Polska + UE

Rysunki pochodzą z PCE i Instytutu Ochrony Środowiska. Obrazują intensywność depozytu SO₂ w Polsce w rozbięciu na źródła, zmierzonego w 2000 r., obejmującego zakres od źródeł lokalnych do źródeł innych krajów UE. Zmniejszenie o połowę emisji z samych LCP do roku 2008 przy obecnej polityce energetycznej będzie wymagało zainwestowania 20 mld euro.

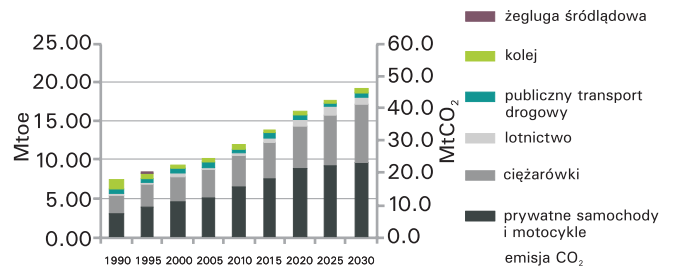


Rys. 12. Samochody osobowe przypadające na osobę w zestawieniu z PKB

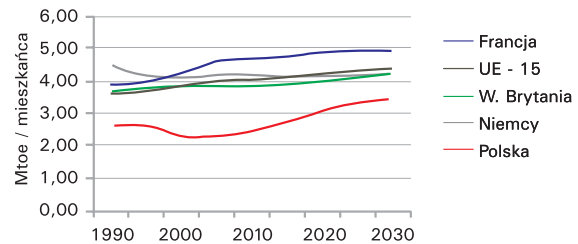
Wykres (dane OECD) przedstawia zależność pomiędzy rozkładem PKB w przeliczeniu na mieszkańca a ilością samochodów przypadających na osobę w krajach 15 UE oraz w krajach przystępujących do Unii w 2005 i 2007 r. Polska (kolor czerwony) dochodzi do poziomu Niemiec (niebieski) – oznacza to wprowadzenie na drogi dodatkowych 10,7 milionów samochodów.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Francja	3,83	3,96	4,24	4,58	4,65	4,77	4,88	4,89	4,97
Niemcy	4,48	4,12	4,09	4,19	4,18	4,14	4,12	4,12	4,19
Polska	2,62	2,59	2,33	2,32	2,51	2,73	3,00	3,18	3,37
W. Brytania	3,68	3,73	3,85	3,80	3,80	3,87	3,99	4,05	4,24
UE-15	3,61	3,65	3,84	3,97	4,06	4,15	4,24	4,29	4,42

Źródło: EETT2030



Rys. 13. Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię sektora transportu w Polsce (EETT2030)



Rys. 14. Energochłonność sektora gospodarstw domowych (zużycie energii do celów domowych na mieszkańca, Mtoe)

Tabela i wykres stanowią dobrą ilustrację stosunkowo niskiego zużycia energii w gospodarstwach domowych, i to pomimo dobrze znanych problemów z nieefektywnymi sposobami ogrzewania. Oczekuje się, że pokazany tu wzrost będzie wynikał z większej potrzeby wygody, a w szczególności wzrostu zużycia energii elektrycznej.

	1990	2000	2010	2020	2030
Francja	188,92	145,50	131,47	113,99	96,76
Niemcy	170,29	140,85	122,92	104,10	87,95
Polska	830,60	486,60	282,50	190,06	156,51
W. Brytania	134,63	138,31	119,25	101,28	86,61
UE-15	186,35	166,89	147,05	126,38	107,55

Rys. 15. Zużycie energii w przemyśle w porównaniu z wartością dodaną przez przemysł (ktoe / euro) – EETT2030

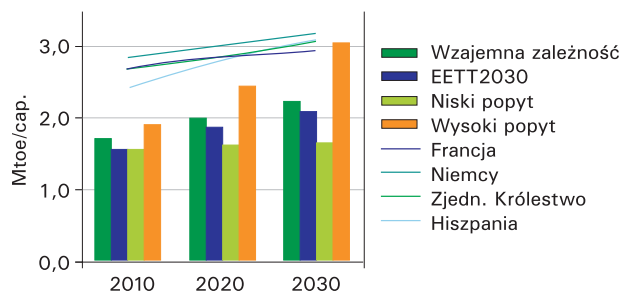
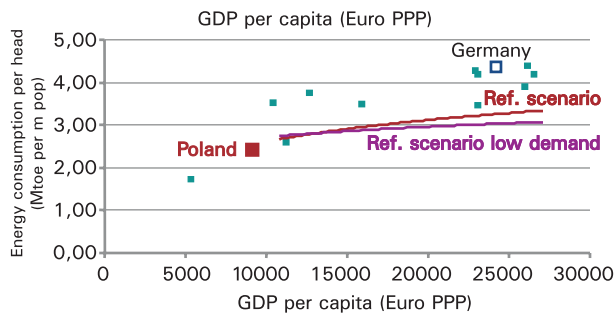
ton na osobę	Surówka		Cement		Papier		Szkło	
	1990	2002	1990	2002	1990	2002	1990	2002
Francja	0,312	0,337	0,436	0,328	0,115	0,161	0,079	0,090
Niemcy	0,467	0,547	0,426	0,364	0,155	0,225	0,066	0,086
Polska	0,353	0,217	0,323	0,282	0,024	0,067	0,027	0,040
W. Brytania	0,301	0,198	0,249	0,187	0,053	0,105	—	0,048
USA	—	0,336	—	0,336	—	0,297	—	0,067

Źródła
Amerykański Urząd Geologiczny, Raporty dot. Surowców Mineralnych, styczeń 2004, Polski Rocznik Statystyczny 2000
Brytyjskie Stowarzyszenie Producentów Cementu
COPACEL, CEPI, Polski Rocznik Statystyczny 2000
CEPI, Polski Rocznik Statystyczny 2000, Ministerstwo Energetyki USA, Ministerstwo Handlu i Przemysłu W. Brytanii
Uwaga: Łudność wszystkich krajów wyrażona jest w milionach - dane z 2001r.

Rys. 16. Produkcja surowców wysokoenergetycznych na osobę

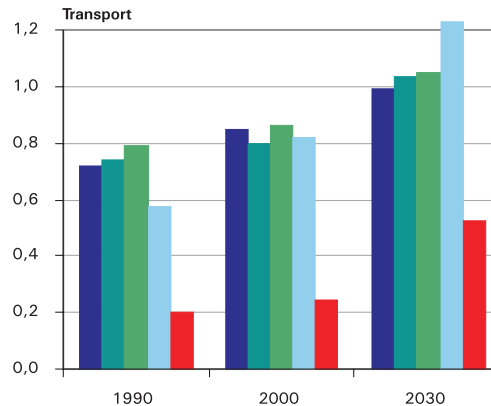
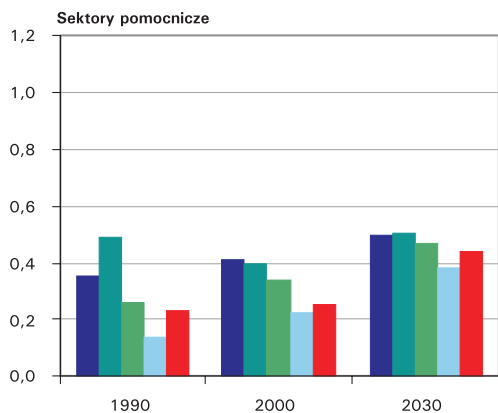
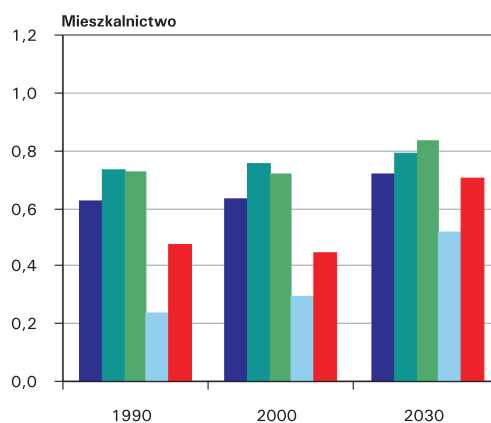
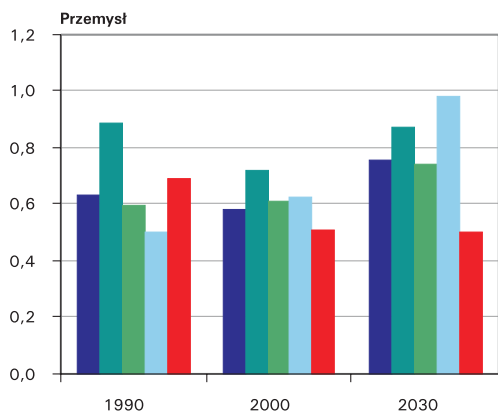
	Przemysł (USD/kWh)	Gosp. domowe (USD/kWh)
Polska	0,045	0,170
Japonia	0,143	0,148
Niemcy	0,141	0,138
Portugalia	0,066	0,200
Słowacja	0,043	0,209
Szwecja	—	—
W. Brytania	0,048	0,108
OECD Europa	0,052	0,134
OECD	0,047	0,107
Polska cena/OECD Europa, %	71	115
Polska cena/OECD, %	79	144

Rys. 17. Względne ceny energii elektrycznej w krajach OECD



Rys. 18. Przewidywane zużycie energii na osobę w zestawieniu z PKB. Silniej zaznaczono Polskę i Niemcy. Pozostałe punkty oznaczają kraje piętnastki UE. Linie niższych tendencji odzwierciedlają założenia przyjęte w Scenariuszach Odniesienia i Niskiego zapotrzebowania na energię, co obrazuje skalę problemu.

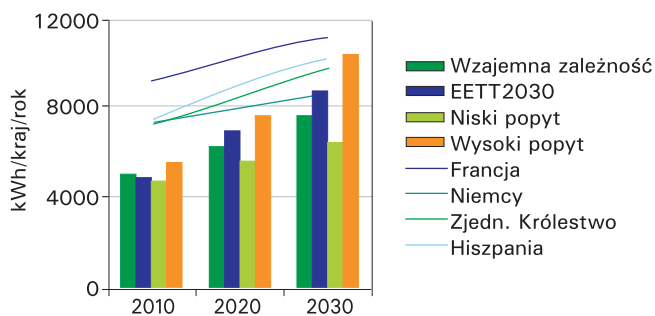
Rys. 19. Docelowy popyt na energię



■ Francja ■ Niemcy ■ Zjedn. Królestwo ■ Hiszpania ■ Polska (EETT2030)

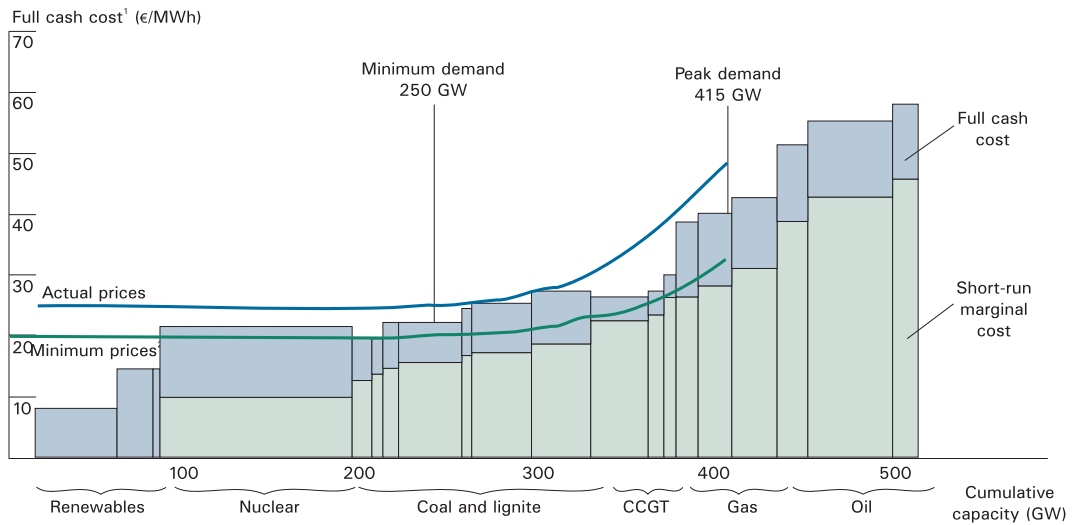
Źródło: EETT 2030, scenariusz bazowy, Aneks 2

Rys. 20. Końcowy popyt na energię (Mtoe/osobę)



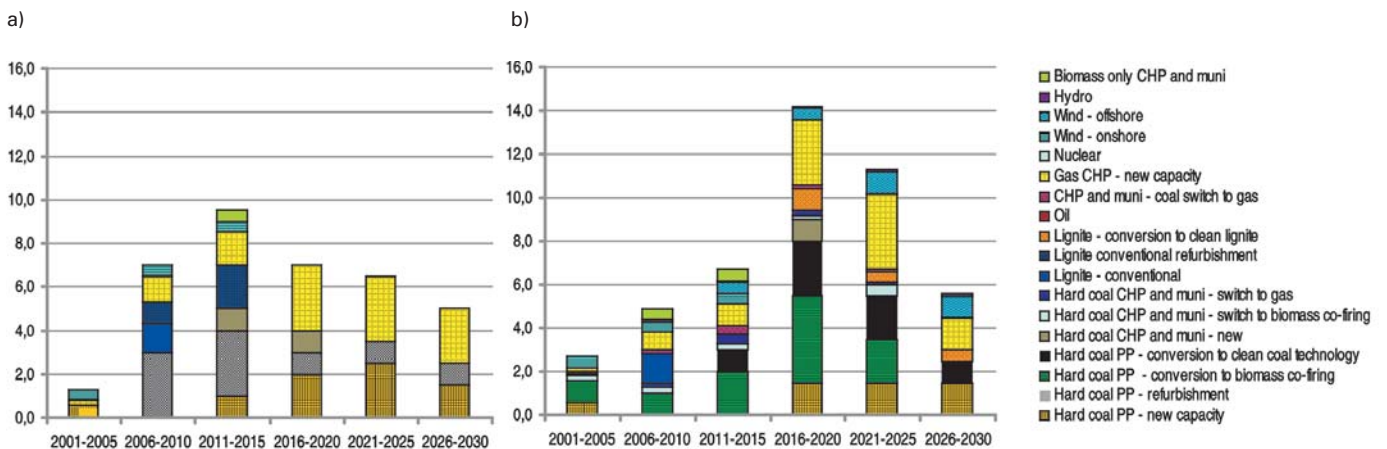
Electricity - kWh/head/pa	2010	2020	2030
Reference	4 921	6 132	7 481
EETT2030	4 813	6 869	8 610
Low demand	4 675	5 543	6 421
High demand	5 439	7 512	10 131
France	9 008	10 111	10 976
Germany	7 352	7 829	8 527
UK	7 159	8 374	9 633
Spain	7 384	8 937	10 095

Rys. 21. Prognozy zapotrzebowania na elektryczność

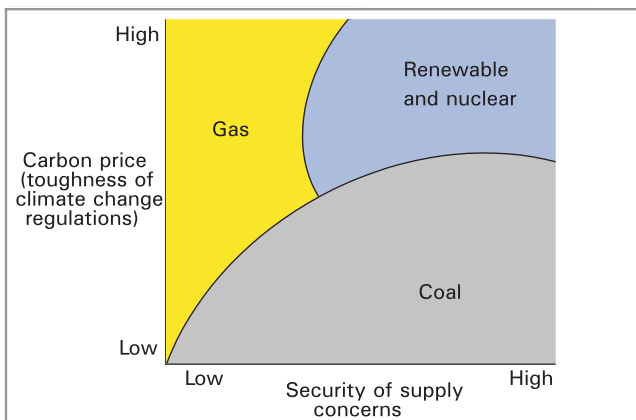


Źródło: Boston Consulting Group

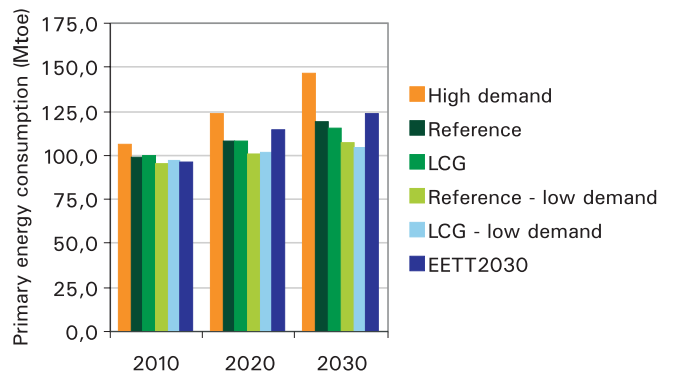
Rys. 22. Uproszczona europejska krzywa na rok 2002



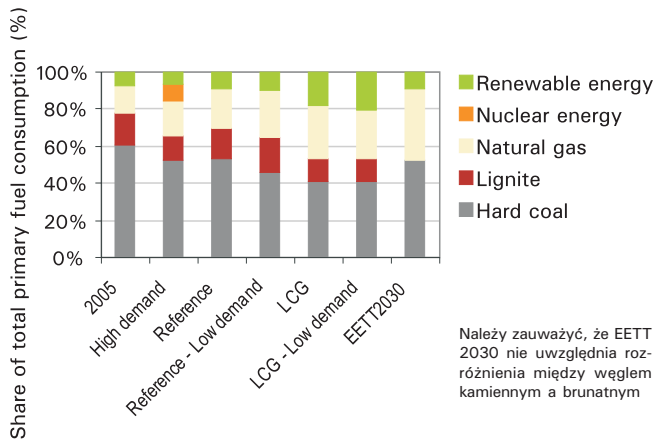
Rys. 23. Planowana nowa moc zainstalowana, w GW
a) Sc. odniesienia, b) Sc. LCG



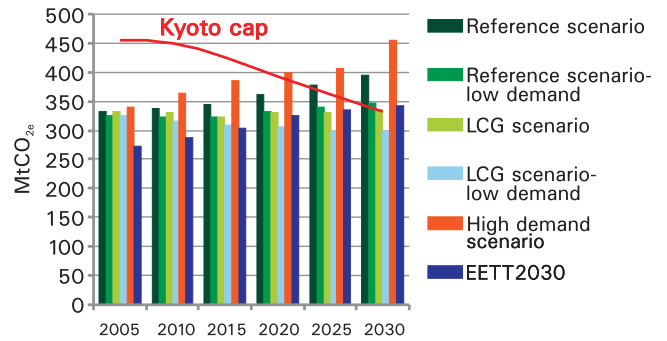
Rys. 24. Cena pierwiastka węgla w paliwie a bezpieczeństwo dostaw



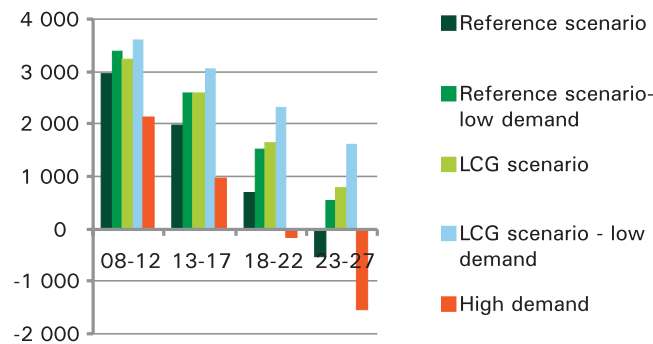
Rys. 25. Zużycie paliw pierwotnych według prognozowanych scenariuszy



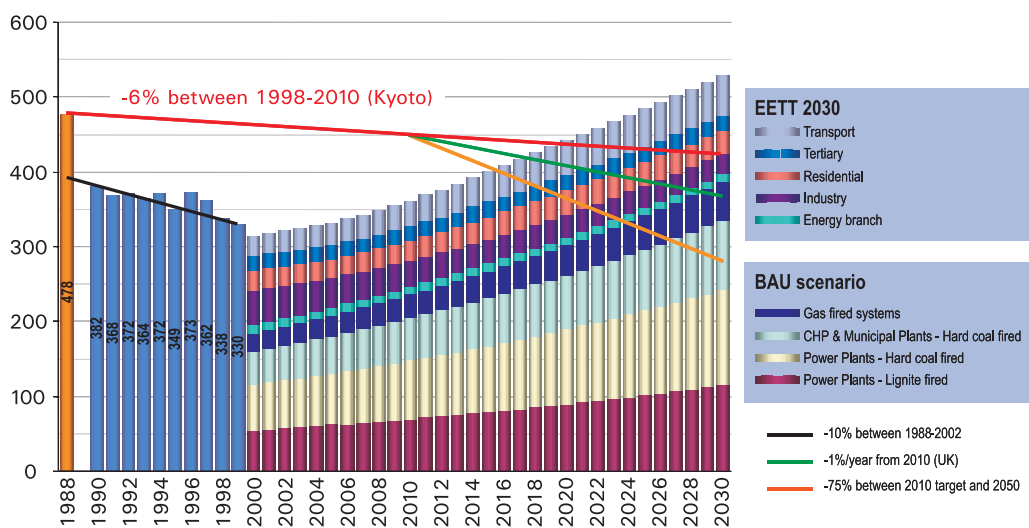
Rys. 26. Elementy zużycia energii pierwotnej w roku 2005 w porównaniu ze scenariuszami dla roku 2030



Rys. 27. Emisja gazów cieplarnianych i emisja CO₂ w poszczególnych scenariuszach



Rys. 28. Nadwyżka/deficyt względem pułapu wyznaczonego w Kioto (w mln euro)



Źródło: EDF Polska Environment Workshop, EETT2030

Rys. 29. Historyczne dane emisji CO₂ w Polsce i prognoza do roku 2030

Uwarunkowania globalne i regionalne

Polska jest obecnie trwale związana z gospodarką Unii Europejskiej i z gospodarką światową, toteż podczas opracowywania polityki energetycznej nie można pominąć jej globalnego kontekstu. Światowe zapotrzebowanie na energię rośnie w szybkim tempie i można przypuszczać, że tym samym będzie wzrastała konkurencja w walce o ograniczone zasoby energetyczne. Jednocześnie wzrasta zrozumienie związanych z tym problemów ochrony środowiska, które stopniowo przekłada się na system regulacji o zasięgu regionalnym i ogólnosiwiatowym. Kolejny światowy trend – rozwój technologiczny – może stać się jednym z czynników pomocnych w pogodzeniu celów ekonomicznych i tych związanych z ochroną środowiska naturalnego.

W tej części raportu pokrótce opisano powyższe uwarunkowania oraz wpływ, jaki mogą wywrzeć na rozważania nad polską polityką energetyczną

Niniejszy raport występuje z tezą, że Polska ma bardzo silne gospodarcze, społeczne i związane z ochroną środowiska naturalnego podstawy ku temu, by uczynić politykę energetyczną zagadnieniem priorytetowym na najbliższe trzydzieści lat. Mając na uwadze ten priorytet należy przyjąć bardziej rygorystyczne i dynamiczne podejście przy opracowywaniu i wdrażaniu polityki energetycznej.

Energetyka, w wyniku ostatnich 200 lat rozwoju, stała się trudnym do udźwignięcia ciężarem dla naszej planety. Współczesny przemysł wykorzystuje pewną liczbę prostych substancji chemicznych, takich jak: wodór, węgiel, tlen, siarka i azot. Każdego roku nasze nowoczesne systemy energetyczne, imponujące motory wzrostu gospodarki, wyrzucają w postaci gazów miliony, a nawet miliardy ton związków chemicznych tych pierwiastków. Czyniąc to zaburzamy, najprawdopodobniej nieodwracalnie, te właśnie cykle przyrody, od których sami zależymy. Od XVIII wieku, kiedy to nauczyliśmy się wykorzystywać maszyny do naszej pracy, ilość produkowanych przez człowieka tlenków węgla, siarki i azotu przyrasta w zastraszającym tempie.

Wykres z rysunku 1 przedstawia gwałtowny wzrost światowej emisji SO_x , od wartości bliskiej zeru w połowie dziewiętnastego wieku, do obecnej wartości równej 70 milionom ton. Mimo, iż jest to tylko część całkowitej emisji (wulkany i pożary lasów też mają tu swój udział), to wystarczyło, aby zniszczeniu uległy rozległe obszary lasów i wód w Ameryce Północnej, Skandynawii i Europie w wyniku powstawania kwaśnych deszczów.

Dużo bardziej zdradliwy jest dwutlenek węgla. Jest on bezwonny i nietoksyczny, lecz wraz ze wzrostem stężenia CO_2 w atmosferze coraz wyraźniej dostrzegamy jego katastrofalny wpływ na nasz klimat. Dostrzegają to także firmy ubezpieczeniowe, których dotyczą najbardziej długofalowe skutki gospodarcze nasilającej się emisji gazów cieplarnianych.

Na rysunku 2 przedstawiono gwałtowny wzrost ogólnosiwiatowych emisji CO_2 , która wzrosła w tym samym okresie co emisja SO_x , do wartości zbliżonej do 7 miliardów ton rocznie.

Wpływ zmian klimatycznych w wyniku emisji gazów cieplarnianych sięga znacznie dalej niż zmiany spowodowane przez kwaśne deszcze.

Obecnie podejmowane są ogólnosiwiatowe działania zmierzające do rozwiązania tych problemów

Niektóre kraje usiłują podjąć działania w tej sprawie. Ostatnie 50 lat było świadkiem międzynarodowych konwencji i protokołów, mających na celu zjednoczenie wysiłków w celu zapobieżenia zbliżającej się globalnej apokalipsie ekologicznej. Konwencja Organizacji Narodów Zjednoczonych z 1979 roku w sprawie transgranicznych zanieczyszczeń powietrza (której nawet sam akronim jest trudny do wymówienia) przyniosła osiem protokołów, z których ostatni, przyjęty 20 lat później, znany jako Protokół z Göteborga, wyznacza zobowiązania państw do zmniejszenia emisji tlenków siarki i azotu, lotnych związków organicznych (VOC) i amoniaku (NH_3). W podobny sposób, Ramowa Konwencja ONZ dotycząca zmian klimatycznych (UNFCCC) z 1992 roku, przygotowała grunt dla Protokołu z Kioto przyjętego w 1997 roku, w ramach którego sygnatariusze zobowiązali się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w swoich krajach.

Pośród wszystkich regionów świata, być może to właśnie Unia Europejska najpoważniej traktuje swoje zobowiązania dotyczące tych zagrożeń dla środowiska naturalnego. Pracownicy brukselscy skrybowie opracowali cały zestaw dyrektyw mających na celu zmniejszenie zużycia energii, zminimalizowanie uzależnienia od technologii opartych na węglu oraz „oczyszczenie” naszych technologii. Mowa tutaj o Dyrektywę LCP (dotyczącą dużych źródeł energetycznego spalania paliw), Dyrektywę o handlu emisjami, Dyrektywę w sprawie standardów energetycznych, jakie muszą spełniać budynki, itp. W miarę jak technologie pozwalające na wykrywanie emisji zanieczyszczeń stają się coraz doskonalsze możemy się spodziewać coraz bardziej rygorystycznych regulacji prawnych. Można się spodziewać, że emisja metali ciężkich i pyłów będzie w niedalekiej przyszłości coraz ściślej regulowana, co doprowadzi do dalszego wzrostu obciążenia producentów energii elektrycznej kosztami ochrony środowiska.

Za tymi elementami polityki podąża ogromne finansowanie ze środków budżetowych. Setki milionów euro przeznaczają się rocznie na badania naukowe w dziedzinie energii, promowanie sprawności energetycznej, racjonalnego wykorzystania energii oraz rozwoju energetyki odnawialnej.

Niezależnie od tego czy dyrektywy te zrodziły się z osobistych przekonań twórców unijnego prawa, czy też są one wynikiem przenikliwego instynktu politycznego, który pozwala im dostrzec kierunek zmian poglądów elektoratu, nie zmienia faktu, że dyrektywy te powstają.

W maju 2004 Polska wkroczyła na arenę Unii Europejskiej. Polska jest szczególnie narażona na skutki oddziaływania zdecydowanej postawy UE w sprawie poprawy stanu środowiska naturalnego. Polska gospodarka jest w dużym stopniu oparta na węglu i dlatego stanowi niewrażliwy obszar w dziedzinach, którymi interesuje się UE: spalanie węgla, mała skuteczność wytwarzania i jej nieefektywne wykorzystanie przez użytkowników końcowych, wysoki poziom emisji CO₂.

Wyzwania energetyczne mają charakter zarówno geopolityczny jak i strategiczny

O ile światowe problemy z ochroną środowiska to złe wieści na przyszłość, nieuchronny wzrost zużycia energii jeszcze bardziej przyciemnia ten obraz. Nawet potęga UE może okazać się niewystarczająca, by spowolnić tę rozpędzoną machinę. IEA przewiduje, że globalne zużycie energii będzie wzrastać o 1,7% rocznie do roku 2030, w którym to osiągnięty poziom 15000 Mtoe będzie o 70% wyższy od poziomu obecnego⁷⁾. Oczekuje się, że 90% tego wzrostu zapotrzebowania będzie pochodziło z paliw kopalnych w ramach scenariusza „bez zmian”. Podwojenie zapotrzebowania na energię elektryczną będzie wymagało zbudowania elektrowni o takiej mocy, jaką mają elektrownie już obecnie istniejące na naszej planecie. Ponad 60% tego wzrostu będzie udziałem krajów zaliczanych dzisiaj do „krajów rozwijających się”, które przekształcają się w nowe potęgi gospodarcze, zmieniające układ popytu i podaży. Szybki wzrost gospodarczy Chin stwarza nienasycone zapotrzebowanie na energię elektryczną i inne surowce. Przy rocznej stopie wzrostu wynoszącej od 5–6%, znacznie powyżej tempa wzrostu w UE, Chiny będą zużywać 35%⁸⁾ światowego węgla. W sytuacji, gdy Chiny rywalizują z UE na rosyjskim rynku gazu ziemnego – do 2030⁹⁾ roku Azja będzie importować 55% gazu na swoje potrzeby – ceny gazu ziemnego mogą tylko wzrosnąć, a jego dostawy do UE mogą nawet ulec znacznemu ograniczeniu.

Oczywiście, wzrost w Chinach może ulec osłabieniu lub załamaniu, ale czy bezpiecznie jest zakładać, że tak się stanie?

Przewiduje się, że do 2030 r. gospodarka samej Rosji silnie się rozwinie, a jej krajowe zapotrzebowanie na energię wzrośnie. Oligarchia energetyczna może nie podchodzić entuzjastycznie do zachęcania do oszczędzania poprzez podniesienie sprawności, które wciąż jeszcze można osiągnąć w tym kraju. Do roku 2030 Wspólnota Niepodległych Państw stanie się największym światowym dostawcą gazu, ale równocześnie będzie konsumentem prawie 20%¹⁰⁾ całego światowego wydobycia gazu ziemnego. Jeśli światowe rygor zmian klimatycznych wejdą w życie, wówczas Rosja i Chiny mogą same zechcieć odstąpić od węgla, jeszcze bardziej przyspieszając wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny. Wzrost gospodarczy może nastąpić także w krajach tak silnie zaludnionych jak Indie, Brazylia czy Indonezja.

Bliski Wschód i Azja Środkowa borykają się ciągle z problemami konfliktów na różnym tle. Wiele lat musi jeszcze

upłynąć zanim historia nienawiści i zamętu wyczerpie swoje siły w tych rejonach. Dopóki nie obniży się tam ryzyko inwestycyjne, perspektywy na swobodny przepływ paliw ropopochodnych są marne.

W przyszłości kraje dotychczas biedne sięgną po pozycję światowych liderów, a gospodarcza supremacja Ameryki Północnej, UE i Japonii przekształci się w rywalizację gospodarczą pomiędzy kilkoma regionami świata, z których każdy będzie odczuwać głód energii. Chociaż ten wzrost gospodarczy może stworzyć również nowe rynki dla polskiego eksportu, to jedną z najważniejszych kwestii stanie się bezpieczeństwo energetyczne państwa.

Technologia ma również pewną rolę do odegrania

W ciągu ostatnich dwudziestu lat nasz styl życia uległ zmianie pod wpływem nowych technologii w dziedzinach informatyki i telekomunikacji. W kolejnym dwudziestolecu podobny efekt przyniosą nowe technologie w dziedzinie energetyki. Technologie znajdujące się dzisiaj na granicy opłacalności, takie jak: zgazowanie węgla, wykorzystanie wiatru i biomasy do wytwarzania energii elektrycznej, ponowne wiązanie pierwiastka węgla, staną się zapewne ekonomicznie uzasadnione. Rzadziej wymieniane, lecz nie mniej ważne, nowe systemy kształtowania popytu na energię, rozwiązania w zakresie inteligentnego zarządzania siecią, nowe specjalistyczne rozwiązania w architekturze i budownictwie, nowe materiały o dużej wytrzymałości i atrakcyjnych właściwościach, mogłyby – przy właściwej polityce – wpłynąć na obniżenie popytu na energię.

Takie rozwiązania wprowadza się już w niektórych częściach Europy. Technologie skojarzone, oparte na ogniach paliwowych oraz mikroukładach do produkcji skojarzonej znalazły zastosowanie w okręgu Woking w Anglii, która dzięki pionierskiej polityce ostatnich dziesięciu lat ograniczyła swoją emisję CO₂ o 43%. W Anglii planuje się wytwarzanie 1,2 GW na bazie „czystego” węgla. Na Węgrzech ponad milion m³ biomasy poświadczona certyfikatem będzie wykorzystywane w elektrociepłowniach zamiast węgla. Dania, leżąca o kilkaset kilometrów na zachód od Polski dysponuje elektrowniami wiatrowymi o mocy 2,5 GW. Technologie te mogą zmienić ekonomikę różnych rodzajów paliw, a z pewnością zmienią ich konkurencyjność ekologiczną. Technologie czystego węgla USC, które będą gospodarczo opłacalne za 20 do 15 lat, mogą na przykład zwiększyć sprawność elektrowni węglowych o 10 punktów procentowych i więcej, a także wyeliminować konwencjonalne zanieczyszczenia (tj. SO_x, NO_x, pył i ciężkie metale), których ograniczenie jest głównym celem dzisiejszych technologii czystego węgla. Dalsze udoskonalenie technologii może pozwolić na wychwytywanie i wiązanie CO₂ ze spalin. Taki postęp technologiczny zapewne pomógłby pogodzić cele ochrony środowiska w Polsce z preferencjami na rzecz węgla jako paliwa.

To, czy Polska znajdzie się wśród państw, które najwcześniej skorzystają z nowych technologii energetycznych zależeć będzie od ambicji i fachowości nie tylko jej naukowców, przemysłowców i finansistów, ale także od decydentów kreujących politykę gospodarczą.

⁷⁾ Integrating Energy and Environment Goals, IEA 2003

⁸⁾ European Energy and Transport – Trends to 2030 (EU)

⁹⁾ European Energy and Transport – Trends to 2030 (EU)

¹⁰⁾ European Energy and Transport – Trends to 2030 (EU)

Uwarunkowania polskie

Szczególne warunki, w jakich znajduje się Polska oznaczają, że proces tworzenia polityki gospodarczej jest wyjątkowo złożony. Uwarunkowania te mogą być rozważane w czterech kategoriach:

- (I) naturalne zasoby energetyczne,
- (II) struktura energetyki w sektorze energetycznym,
- (III) efektywność wykorzystania energii oraz
- (IV) ludzie.

Pod tymi cechami, zwykle postrzeganymi jako problemy, kryją się także możliwości rozwoju. Do kreujących politykę gospodarczą należy stworzenie takich warunków, które zachęciłyby inwestorów, spółki energetyczne i przedsiębiorców do jak najlepszego wykorzystania potencjału istniejącego w tych dziedzinach. Ta część raportu poświęcona jest obszarom problemowym i omówieniu sposobów skorzystania przez Polskę z istniejących możliwości.

Energetyczne bogactwa naturalne

Zasoby węgla

Przy obecnym poziomie zużycia, całkowite polskie zasoby węgla, wynoszące blisko 30 mld ton wystarczą na około 300 lat. Wydaje się, że jest to dość bezpieczne zaplecze dla polityki energetycznej, dopóki nie uświadomimy sobie, że zasoby, które są lub mogą być w krótkim czasie dostępne wynoszą jedynie 3–4 mld ton. Przy rocznym zużyciu w granicach 100 mln ton, zasoby energetyczne wyczerpią się w ciągu najbliższych 30–40 lat. Po upływie tego czasu, wraz ze wzrostem kosztów wydobycia, spadnie konkurencyjność krajowego węgla zarówno w stosunku do węgla importowanego (z Australii, USA, Kanady, gdzie wydajność produkcji jest wielokrotnie wyższa), jak i w stosunku do krajowej biomasy. Podobnie jak ma to miejsce w Niemczech, kolejne dotacje dla górnictwa raczej nie będą politycznie możliwe w ramach UE. Nowe technologie mogą pozwolić na uruchomienie nowych zasobów, które dzisiaj nie są dostępne. Nie można jednak zakładać, że tak się stanie.

Dlatego w okresie krótszym niż 20 lat, krajowy węgiel nie będzie już konkurencyjny. Jeśli krajowe zasoby nie będą konkurencyjne i zwiększenie importu będzie nieuniknione, węgiel stanie się przedmiotem rozważań w kontekście bezpieczeństwa energetycznego kraju, tak jak importowany gaz, aczkolwiek w mniejszym stopniu, w związku z istnieniem zasobów węgla w wielu innych krajach.

Zasoby węgla brunatnego, wynoszące około 4800 mln ton, przy rocznym wydobyciu około 70 mln ton, powinny wystarczyć Polsce do połowy lat 70. tego stulecia. Pozornie wydaje się, że to długo, w praktyce jednak jest to przedział czasu krótszy od okresu funkcjonowania dwóch generacji elektrowni!

Towarzyszące spalaniu węgla brunatnego znaczne zanieczyszczenie środowiska osłabi ekonomiczne uzasadnienie wykorzystania tego surowca jako paliwa znacznie wcześniej, zanim dojdzie do budowy następnej generacji elektrowni.

Posiadanie przez Polskę węgla ma dwie strony. W pewnym sensie jest to atut, zważywszy na fakt, że znaczna część Europy jest faktycznie bardzo uzależniona od rosyjskiego gazu. Polska cieszy się godnym pozazdrośczenia poziomem samowystarczalności. Samowystarczalność oznacza, że bezpieczeństwo dostaw paliw jest na razie w mniejszym stopniu problemem Polski niż krajów Europy Zachodniej.

Z drugiej strony, duża zależność od węgla oznacza, że coraz trudniejsze staje się ograniczenie udziału tego surowca w całkowitym bilansie energetycznym. Społeczne i ekonomiczne interesy powiązane z sektorami górnictwa i energetyki oznaczają, że przejście na bardziej akceptowalne z punktu widzenia ekologii paliwo uderzy w wiele grup społecznych. Dlatego kreujący politykę gospodarczą unikają trudnych decyzji, co czyni tę reformę coraz trudniejszą do przeprowadzenia.

Uświadomienie sobie, że przy obecnym poziomie zużycia krajowe zasoby węgla mogą wyczerpać się w ciągu najbliższych dwudziestu lat powinno ułatwić, z politycznego punktu widzenia, rozpoczęcie planowania przekształceń sektora energetycznego, dzięki którym stanie się on mniej zależny od węgla bądź będzie go wykorzystywał w sposób bardziej efektywny. Ze względu na długi okres, jaki istnieje pomiędzy planowaniem a zakończeniem budowy elektrowni i infrastruktury energetycznej, nadszedł czas rozpoczęcia tworzenia wizji polityki energetycznej, w której węgiel przestanie być dominującym źródłem paliwa.

Nawet jeśli węgiel kamienny i brunatny nie będą najważniejszym, to pozostaną istotnym źródłem energii. Należy podjąć wszelkie wysiłki dla zapewnienia, by te cenne zasoby były wykorzystywane przy użyciu najbardziej wydajnych technologii. Uznanie za priorytet wysokowydajnych elektrowni opalanych węglem jest najlepszym kompromisem, pozwalającym na lepsze wykorzystanie bogactw naturalnych w sposób akceptowalny z punktu widzenia środowiska.

Odnawialne źródła energii

Polska posiada niewykorzystane miejscowe zasoby energetyczne, wiatr wzdłuż wybrzeża Morza Bałtyckiego, biomasę ze swojego bogatego dziedzictwa rolnego i leśnego oraz własne złoża gazu. Szacowana na 4,5 GW potencjalna moc przybrzeżnego wiatru, przy założeniu 40% wydajności, mogłaby zaspokoić około 10% bieżących potrzeb energetycznych. W sumie 18 milionów hektarów zajmuje produkcja rolna.

Jeśli 10% tego arealu, czyli 1,8 mln hektarów, zostało by przeznaczone pod uprawy energetyczne, to rocznie można by wyprodukować co najmniej 10–20 megaton biomasy, zastępując podobną ilość węgla kamiennego i brunatnego czystszy i bardziej ekologicznym paliwem.

Zasoby geotermalne również pozostają niewykorzystane.

Planowane utworzenie programu certyfikacji stosowania energii odnawialnej jest odważnym posunięciem. Czas pokaże czy projekty związane z tymi zasobami będą atrakcyjne ekonomicznie dla inwestorów. Inna metoda promowania projektów związanych z odnawialnymi źródłami energii, jak gwarantowane ceny kupna, odniosła sukces na Węgrzech (biomasa) oraz w Niemczech (wiatr). Metoda ta może okazać się wskazana, gdyż przemysł odnawialnych źródeł energii jest wciąż we wczesnej fazie rozwoju i raczej nie zapewni wystarczającej płynności do stworzenia skutecznie funkcjonującego rynku certyfikatów stosowania energii odnawialnej.

EU ETS (Unijny System Handlu Emisjami) jest kolejnym środkiem, służącym do promowania wykorzystywania odnawialnych źródeł energii. Koszty biomasy, na przykład 30–35 euro za tonę w przypadku ścinków drewnianych z odpadów leśnych – są wyższe od długoterminowej ceny węgla, wynoszącej około 20 euro za tonę. Gdy jednak uwzględnimy cenę pierwiastka węgla w kopalnie i wyższe ceny energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, biomasa może okazać się dość konkurencyjna.

Jednak promowanie popytu na energię ze źródeł odnawialnych może nie być wystarczające do szybkiego uruchomienia przemysłu z nimi związanego. Na drodze do stworzenia efektywnego łańcucha zaopatrywania w biomasę stoją ogromne bariery logistyczne. Konieczny jest bardzo wysoki poziom współpracy pomiędzy władzami, leśnikami, przewoźnikami, przetwórcami, organami wydającymi certyfikaty i elektrowniami. W tej dziedzinie być może jest zbyt wiele oczekiwań, że rynek sam ukształtuje tę współpracę. Do sprawnego zaopatrywania odbiorców w biomasę potrzebna jest wiedza specjalistyczna, którą już zdobyły bądź zdobywają spółki między innymi w Szwecji, Austrii, Holandii, jak również w Czechach, na Węgrzech i na Słowacji. Zachęcanie dostawców poprzez udzielanie pomocy przedsiębiorcom, eliminowanie biurokracji, określanie jasnych uregulowań, promowanie szerzenia informacji i wiedzy specjalistycznej, byłoby ważnym wsparciem dla rynku energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Przemysł oparty na spalaniu węgla ma wielki atut, jeśli chodzi o pozyskiwanie energii odnawialnej z biomasy. Koszty inwestycji przekształcenia elektrowni węglowej na spalającą lub współspalającą biomasę mogą być bardzo niskie w porównaniu z budową nowych obiektów. W praktyce, koszt przystosowania elektrowni opalanych węglem do spalania biomasy w Europie Środkowej i Wschodniej wynosi od 200 do 300€/kW lub nawet mniej, co w przypadku zrealizowanych projektów pozwoliło przedłużyć żywotność urządzeń, zredukować emisję tlenków siarki, uzyskać korzyści finansowe ze sprzedaży aktywów CO₂ i przejść do wyższych przedziałów gwarantowanych cen zakupu energii od producentów.

Największe korzyści ekonomiczne uzyskują duże elektrownie (w szczególności objęte unijnym systemem handlu emisjami). Jednak negatywny wpływ transportu biomasy na duże odległości oznacza, że powinny również zostać podjęte starania w kierunku promowania mniejszych, lokalnych ciepłowni i elektrowni. W tej kwestii należy wykorzystać doświadczenia z wdrażania wielu podobnych projektów w Czechach i na Słowacji. Promowanie upraw energetycznych (wraz ze wsparciem dla rolników) może być sposobem na zapewnienie dostępności paliw na obszarach, gdzie istnieje zapotrzebowanie na ciepło i energię.

Ze względu na zniekształcenie obrazu rynku w sektorze rolniczym przez dotacje, same siły rynkowe mogą okazać się niewystarczającą zachętą do wprowadzenia upraw energetycznych.

Nie należy zapominać o ekologicznej integralności zaopatrywania w biomasę, bez której przedsięwzięcie nie miałoby zalet z ekologicznego punktu widzenia. Certyfikacja łańcucha dostaw zgodnie z międzynarodowymi standardami powinna być warunkiem wstępnym pozyskiwania energii odnawialnej z biomasy.

Elektrownie wiatrowe stawiają zupełnie inne wyzwania. Przemysł ten rozwinął się bardziej niż pozyskiwanie energii z biomasy. Technologie wiatrowe są już znormalizowane, a finansowanie skalkulowane. Największe wyzwania dotyczą zarządzania sieciami przesyłowymi, ukrytych kosztów utrzymywania rezerwy mocy wytwórczej i związanych z tym wymagań technologicznych. Podczas gdy większość światowych technologii sieciowych jest przedwojenna, powstają nowe technologie (takie jak „wirtualne” elektrownie) w celu rozwiązania problemów nieciągłego wytwarzania energii elektrycznej. Zarządzający siecią przesyłową często sprzeciwiają się nieciągłemu wytwarzaniu energii elektrycznej z powodu trudności w bilansowaniu energii. Mimo to powinni oni być zmotywowani do znajdowania rozwiązań i podejmowania wyzwań technicznych.

Wykorzystanie omawianego potencjału energii wiatru i zasobów biomasy będzie wymagało niezwykle wysokiego poziomu integracji polityki energetycznej, naukowo-badawczej, rolnej, ekologicznej i rozwoju terenów wiejskich. Podobnie, jak we wszystkich nowych dziedzinach, również i tutaj pionierzy będą musieli podjąć ryzyko finansowe. Rząd może przyczynić się do tego, aby to ryzyko było zminimalizowane poprzez zapewnienie wykonalności, ciągłości i przewidywalności przepisów.

Sytuacja w dziedzinie wytwarzania energii elektrycznej

Istnieją trzy powiązane ze sobą zagadnienia dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Pierwsze, to fakt, że majątek tworzący podstawę tego przemysłu jest stonkowo przestarzały i należy go wymienić. Posiada on równocześnie pewne cenne właściwości, które powinny być zachowane (chodzi przede wszystkim o rozwinięty system wytwarzania energii w kogeneracji). Po drugie, przepisy UE nakładają rygorystyczne normy emisji SO_x, NO_x i pyłu, co stanowi ogromne obciążenie finansowe.

Po trzecie, wszystko to wymaga pieniędzy, a sytuacja sektora nie sprzyja jeszcze inwestycjom. Dla wspomnianych powyżej problemów postaramy się znaleźć rozwiązanie, które maksymalnie zmniejszyłoby ich uciążliwość.

Aktualna struktura wytwarzania

Obecne moce produkcyjne wynoszą 34 GW. Większość istniejących elektrowni i elektrociepłowni będzie wymagała całkowitego odtworzenia lub gruntownego remontu w ciągu najbliższych 20–30 lat. Rysunek 9 i tabela 1 ilustrują wiek tych urządzeń. Prawie 40% zainstalowanych kotłów i ponad 30% turbin ma ponad 30 lat. Scenariusz „bez zmian” przewiduje odtworzenie 9 GW mocy produkcyjnych do mniej więcej 2015 roku. Do tego czasu urządzenia o mocy 6 GW opalane węglem kamiennym i 3 GW opalane węglem brunatnym osiągną kres swojej ekonomicznie opłacalnej eksploatacji.

Ponadto, wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną z 120 TWh do wartości około 300 TWh w roku 2030 będzie wymagał całkowitego wzrostu mocy z 34 GW do około 70–100 GW, co może zostać osiągnięte poprzez rozbudowę istniejących i budowę nowych źródeł. Wzrost rzędu 40–70 GW będzie wymagał inwestycji rzędu 40–70 mld euro. Rzeczywista wartość będzie zależała od rodzaju zastosowanej technologii i zdolności inwestorów do rozbudowy i unowocześnienia istniejących źródeł.

Inwestycje w dziedzinie wytwarzania są podobne pod względem wielkości do inwestycji niezbędnych w dziedzinie przesyłu i dystrybucji. Dlatego też można się spodziewać, że sama sieć będzie wymagała inwestycji rzędu dziesiątków miliardów euro przeznaczonych na usprawnienie sieci, pozwalające na większy przesył i na rozwiązanie problemów bilansowania produkcji nieciągłej ze źródeł odnawialnych oraz na zwiększenie zdolności do realizacji eksportu i importu.

Odpowiedź na pytanie, w jaki sposób dokona się odbudowa mocy i przy użyciu jakich technologii ma tutaj zasadnicze znaczenie. Ponieważ majątek wytwórczy ma żywotność co najmniej 30–40 lat, poważne błędy popełnione w najbliższych dziesięciu latach będą trudne do skorygowania przed połową XXI wieku. Z uwagi na to, że znaczna część mocy wymaga odbudowy, pojawia się szansa zastosowania najlepszych dostępnych technologii i postawienie Polski w czołówce pod względem sprawności energetycznej dzięki nowoczesnemu, wyposażonemu w czyste technologie sektorowi energetycznemu.

Jak zobaczymy w następnych dwóch rozdziałach, rząd musi zachęcać inwestorów i operatorów w sektorze elektroenergetycznym do aktywnego wykorzystywania najlepszych rozwiązań technologicznych dla zmodernizowania sektora elektroenergetycznego w Polsce nie tylko w dziedzinie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, zarządzania siecią, ale także w dziedzinie zarządzania popytem i rozwiązań dotyczących taryf i systemu rozliczania z klientami. Polityka energetyczna powinna zachęcać inwestorów i operatorów do intensywniejszego poszukiwania lepszych, efektywniejszych i czystszych rozwiązań, nie dopuszczając do tego, by zadowolonymi już uczestnikami gry rynkowej siedzieli z założonymi rękami i puścili z dymem węgiel jaki jeszcze pozostał.

Tabela 1
Wiek kotłów i turbin w Polsce, 2001

	Liczba	Wydajność, t/h	Udział %
Kotły	335	104 318	100
mniej niż 5 lat	15	4 036	3,87
5-10 lat	6	3 992	3,84
10-15 lat	8	5 200	4,98
15-20 lat	26	15 172	14,54
20-25 lat	33	16 664	15,97
25-30 lat	38	19 131	18,34
powyżej 30 lat	209	40 123	38,46
Turbiny	275	29 818	100
mniej niż 5 lat	18	1 237	4,15
5-10 lat	10	1 444	4,84
10-15 lat	8	1 407	4,72
15-20 lat	25	4 823	16,17
20-25 lat	31	5 128	17,20
25-30 lat	38	6 041	20,26
powyżej 30 lat	145	9 738	32,66

Źródło: Agencja Rynku Energii, 2002

Na przykład w scenariuszu „bez zmian”, zgodnie z tym co przewidywały założenia polityki rządu, większość źródeł byłaby w dużym stopniu zmodernizowana przy zachowaniu stosowanego typu paliwa oraz bez istotniejszego przedstawiania technologii. Modernizacja zakładów polegałaby na spełnianiu przez nie norm ograniczenia emisji SO_x i NO_x ¹¹⁾. Równocześnie te same założenia polityki rządowej zakładają budowę elektrowni opalanych gazem (CCGT) w celu ograniczenia negatywnego oddziaływania sektora na środowisko.

Jednakże ambitniejszym podejściem byłoby dokonanie skoku do technologii węglowych, pracujących w stanie ultranadkrytycznym, dzięki którym w najbliższych latach elektrownie mogą osiągnąć sprawność 50%. Przejście od 37% do 50% w okresie jednego pokolenia pozwoliłoby zaoszczędzić około 8 Mt węgla z 30 Mt zużywanych obecnie w ciągu roku przez elektrownie zawodowe, obniżając emisję CO_2 o około 16 mln ton. Zmalałyby w ten sposób problemy związane z SO_x oraz przedłużyła się żywotność polskich zasobów węgla, z równoczesnym obniżeniem emisji CO_2 , stawiając Polskę w europejskiej czołówce przemysłu elektroenergetycznego bazującego na węglu. Powinno to przemówić zarówno do ludzi zajmujących się ochroną środowiska, inwestorów jak i przedstawicieli władz.

Znaczenie produkcji skojarzonej

Godną pochwały cechą polskiego sektora elektroenergetycznego, jest skala produkcji skojarzonej. W przeciwieństwie do Europy Zachodniej, Polska ma znaczny udział mocy pochodzącej ze skojarzenia, gdzie duże elektrociepłownie podłączone są do miejskich sieci ciepłowniczych. Te opalane węglem elektrociepłownie mają średnią całkowitą sprawność wytwarzania energii powyżej 75%. O ile dystrybucja i wykorzystanie przez odbiorców końcowych ciepła może nie być jeszcze tak efektywna jakbyśmy tego pragnęli, to elektrociepłownie podłączone do sieci ciepłowniczej stanowią majątek, o który należy dbać, w pełni go wykorzystywać i w dalszym ciągu rozwijać. Dyrektywa 2004/8/EC o promocji kogeneracji nadaje ramy dla wsparcia takich działań.

¹¹⁾ To, nawiasem mówiąc, spowoduje wzrost emisji CO_2 z powodu właściwości chemicznych SO_x .

Jak wynika z tabeli 2 (dane EDF Polska), 17,6% energii elektrycznej wytwarzanej w Polsce pochodzi obecnie z elektrociepłowni. Daje to oszczędności węgla wynoszące ponad 9 mln ton w stosunku do oddzielnej produkcji ciepła i elektryczności. Przekłada się to także na ponad 18 mln ton oszczędności w emisji CO₂ i ok. 140 tys. ton SO₂.

Tabela 2
Porównanie sprawności produkcji ciepła i energii elektrycznej, 2001

Dane z 2001r.	Elektrownie		Elektrociepłownie			Ciepłownie	
	w. brun.	w. kam.	Zawod.	Przemysł.	Razem	miejskie	Razem
wejście PJ	512	601	303	132	435	24	1572
Straty	324	364	60	16	76	5	768
Prod. en. elektr. [PJ e]	182	221	69	17	86	0	489
jako % całości	37,2%	45,2%	14,1%	3,5%	17,8%	0,0%	100,0%
Prod. en. cieplnej [PJ th]	6	16	174	99	273	19	314
Sprawność	37%	39%	80%	88%	83%	79%	51%

Rozdrobnienie wytwarzania ciepła przez gospodarstwa domowe odchodzące od ciepła sieciowego dostarczanego na cele grzewcze i przygotowanie ciepłej wody użytkowej może prowadzić do obniżenia sprawności w całym systemie. W sytuacji utrzymywania się trendu odchodzenia od ciepła sieciowego, pogarsza się ekonomika całego systemu grzewczego, co odbija się zarówno na wytwórcy, dystrybutorze jak i odbiorcach. Twórcy polityki energetycznej powinni uważnie rozpatrzyć, w jaki sposób wpłynąć na zwiększenie wykorzystania istniejącego w Polsce potencjału dla gospodarki skojarzonej, biorąc pod uwagę korzyści dla gospodarki kraju, korzyści dla środowiska naturalnego i korzyści dla odbiorców energii.

Wiele jeszcze można by zrobić dla wsparcia około 150 obecnie istniejących sieci ciepłowniczych w Polsce. Po pierwsze, poziom zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną w ciągu doby nie pokrywa się. Ciepło grzewcze potrzebne jest głównie w ciągu nocy, natomiast energia elektryczna potrzebna jest w ciągu dnia. Skutkiem tego sprawność eksploatacyjna leży poniżej wartości optymalnej. Jeśli elektrociepłownie pracowałyby w warunkach równoczesnego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, można by podnieść sprawność o kolejne 10 punktów procentowych. Taka synchronizacja produkcji ciepła i elektryczności może mieć miejsce wtedy, gdy, na przykład, znajdziemy sposoby magazynowania ciepła w sieci dystrybucyjnej. Kolejnym sposobem dopasowania w czasie poziomu zapotrzebowania na elektryczność i ciepło jest wykorzystywanie ciepła do celów wytwarzania chłodu, co jednocześnie zmniejsza zapotrzebowanie na energię elektryczną przez klimatyzatory. Polityka rządu może odegrać tu znaczącą rolę przy ukierunkowaniu prac badawczo-rozwojowych na takie właśnie zagadnienia.

Po drugie, programy pozwalające dystrybutorom na odnoszenie korzyści z tytułu zmniejszenia emisji na skutek działań podejmowanych po stronie sieci ciepłowniczej mogą być bodźcem zachęcającym inwestorów do modernizowania i rozbudowy tych sieci. Wymóg indywidualnego pomiaru ciepła zużytego do celów grzewczych może również

stworzyć zapotrzebowania na działania podejmowane po stronie sieci ciepłowniczej. Zgodnie z wymaganiami Dyrektywy 2002/91/EC dotyczącej nowych standardów budowlanych każdy kraj członkowski UE powinien przeanalizować możliwości zastosowania kogeneracji w budynkach o powierzchni powyżej 1000 m².

Na koniec, powinno się dążyć do stworzenia sprawiedliwego pola gry dla rynku ciepłowniczego, aby uniknąć „nachylania boiska” w sposób korzystny dla dostawców indywidualnych systemów grzewczych, z niekorzyścią dla dostawców ciepła ze źródeł scentralizowanych. Byłoby na przykład ważne, aby zaradzić naturalnej przeszkodzie dla ciepła sieciowego, jaką stworzyło wprowadzenie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami. Użytkownicy indywidualni nie są nim objęci, co oznacza, że nie muszą oni ponosić w swoich rachunkach za węgiel czy gaz opłat z tytułu spalania pierwiastka węgla, podczas gdy sieciowe źródła ciepła (o mocy powyżej 20 MW) będąc objęte systemem ponoszą te koszty. Rząd powinien rozpatrzyć, w jaki sposób naprawić takie niesprawiedliwe traktowanie – odwołując się być może do sposobów najbardziej pragmatycznych i rekompensując te wydatki źródłom sieciowym (choćby „czystszy” rozwiązaniem byłoby uwolnienie cen na wszystkie paliwa dla odbiorców finalnych i zawarcie w nich kosztu emisji CO₂!).

Unijny system handlu emisjami gazów cieplarnianych mógłby zostać wykorzystany do kontynuacji promowania produkcji skojarzonej w sposób spójny z Dyrektywą 2004/8/EC o promocji kogeneracji. W swoich Krajowych Planach Alokacji kilka krajów uwzględniło już zamiar wsparcia producentów ciepła i elektryczności w układzie kogeneracyjnym przez przydzielanie im dodatkowych uprawnień emisyjnych na dwutlenek węgla. Są wszelkie powody ku temu, by rząd polski postąpił tak samo.

Regulacja prawna emisji SO_x i NO_x

Jedną z ujemnych stron opierania energetyki na węglu jest koszt, zarówno ekologiczny jak i społeczny, emisji SO_x, których głównym źródłem w Europie jest Polska. Od początku lat osiemdziesiątych, kiedy to emisja SO_x wynosiła 4 mln ton rocznie, i kiedy Śląsk był jednym z najbardziej zanieczyszczonych miejsc na świecie, osiągnięto ogromny postęp w ograniczeniu tych emisji. Jednakże pomimo tego postępu (patrz rys. 10), UE jeszcze bardziej podniosła poprzeczkę, wprowadzając Dyrektywę LCP.

Zobowiązania, jakie Polska przyjęła w ramach Traktatu Akcesyjnego są niewyobrażalnym obciążeniem. Emisja SO₂ z elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni o mocy cieplnej przewyższającej 50 MW musi zostać obniżona z obecnego poziomu, który wynosi około 860 000 ton rocznie do poziomu 454 000 w roku 2008 oraz 35 8000 w roku 2012. Koszt ograniczenia emisji SO_x i NO_x pochodzącej z tego sektora szacowany jest na ponad 10 mld euro do roku 2015. Ciężar finansowy dodatkowych 10 mld euro w okresie dwudziestu lat wymagałby kosztów obejmujących kapitał i odsetki w wysokości ok. 1 mld euro rocznie, co stanowi dodatek 6,7 euro do hurtowej ceny jednej MWh energii elektrycznej – ponad 20%.

Obecna polityka polega na stworzeniu rynku handlu emisjami SO_x i NO_x w celu zmniejszenia emisji tych gazów oraz osiągnięcie jak najniższych kosztów spełnienia wymagań określonych przez Traktat Akcesyjny. Tego typu program handlu emisjami przy ustalonym pułapie emisji został już pomyślnie wprowadzony w USA i ma on podobną strukturę do programu EU ETS, który jest obecnie wprowadzany w celu ograniczenia emisji CO_2 . Oczekuje się, że w ramach tego programu firmy osiągną zgodność z wymaganymi poziomami emisji przez zainstalowanie urządzeń o nowych technologiach spalania i oczyszczania spalin, mając swobodę wyboru ograniczenia emisji w sposób, który będzie dla nich najtańszy.

Doświadczenie Stanów Zjednoczonych w zakresie programu handlu emisjami SO_x rzeczywiście wykazało, że przymysł może znacznie taniej ograniczyć emisje niż przewidywali to eksperci. W roku 1990 szacowano, że całkowite spełnienie norm ograniczających emisje, począwszy od roku 2010, będzie kosztować 7,4 mld USD rocznie (źródło: The Edison Electric Institute). Wówczas jeszcze małe nadzieje pokładano w handlu emisjami. Później EPA (Agencja Ochrony Środowiska) oszacowała, że koszt ten wyniesie 4,6 mld USD ze względu na korzyści, jakie przyniesie handel emisjami. Jednak najświeższe dane wskazują, że będzie to koszt rzędu 0,87 mld USD w roku 2010 (źródło: Resources for the Future).

Skupienie się tylko na wypełnieniu przez Polskę zobowiązań Traktatu Akcesyjnego nie musi doprowadzić do zminimalizowania kosztów redukcji emisji SO_x , nawet w przypadku zastosowania rynkowego narzędzia regulacyjnego, jakim jest handel emisjami. Wkrótce po przełomowych pod względem ograniczenia emisji SO_x latach 2008 i 2010, znaczna część instalacji wytwórczych będzie musiała być zmodernizowana. Jako że pozostała żywotność zakładów, które mają być zlikwidowane jest krótsza niż czas wymagany, aby te koszty inwestycyjne mogły się zwrócić, lepszym rozwiązaniem byłoby zastąpienie tych starych zakładów (o mocy elektrycznej ok. 10 GW) nowymi.

Aczkolwiek zanieczyszczenia te mają odmienne skutki, zobowiązania wynikające dla Polski z Dyrektywy LCP można postrzegać jako okazję do redukcji emisji CO_2 i poprawienia sprawności energetycznej, ze względu na oczywistą zależność pomiędzy emisją SO_x a emisją CO_2 .

Stosując bardzo uproszczone założenia, zmniejszenie emisji SO_x o 200 000 ton (50% z tego, co jest konieczne do osiągnięcia celu wyznaczonego przez Dyrektywę LCP), może zostać osiągnięte dzięki zmniejszeniu emisji CO_2 w sektorze elektroenergetycznym o 31 Mt rocznie. Takie zmniejszenie emisji CO_2 będzie oznaczało nie tylko ogromny postęp na drodze do spełnienia wymagań Dyrektywy LCP, ale w ciągu pięciu lat przyniesie również zysk rzędu 1,9 mld euro w ramach transferu EUA. Jak zobaczymy w następnym rozdziale, scenariusz LCG LD (niski poziom emisji pierwiastka węgla + niskie zapotrzebowanie) wskazuje na oszczędności w emisji CO_2 wynoszące ponad 100 Mt do roku 2030 na skutek niższego zapotrzebowania, stosowania czystszej technologii i wzrostu wykorzystania energii odnawialnej.

Jeśli więc polityka energetyczna będzie się skupiać na ograniczeniu zapotrzebowania i wprowadzeniu technologii dających niską emisję CO_2 (skojarzenie, źródła odnawialne, czysty węgiel „USC”, energia jądrowa, a następnie wychwytywanie pierwiastka węgla), które w wyraźny sposób zastąpią produkcję energii elektrycznej i ciepła przez źródła o wysokiej emisji SO_x , wówczas dokona się nie tylko postęp w kierunku Dyrektywy LCP, ale również polska nadwyżka uprawnień do emisji CO_2 będzie jeszcze wyższa i może zostać zawrócona do sektora elektroenergetycznego poprzez finansowanie inwestycji.

Już sam fakt, że obecna struktura wytwarzania znajduje się w przededniu poważnych inwestycji, remontów i rozbudowy oznacza, że jest to właściwy czas na wprowadzenie kompleksowych rozwiązań problemu emisji SO_x i NO_x . Zamiast upierać się przy rozwiązaniach typu leczenia objawowego w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach, które niedługo i tak będą musiały być odbudowane, lepiej dążyć do wdrożenia takiej alternatywy. Aby to sobie uświadomić, Polska potrzebuje zdecydowanej woli politycznej, która pozwoliłaby zyskać na czasie i wskazałaby inwestorom drogę.

Przyciąganie inwestorów

Bez względu na to czy Polska podąży drogą instalowania w stare, konwencjonalne elektrownie systemów oczyszczania spalin, czy dokona śmielszego kroku w kierunku technologii czystego węgla i odnawialnych źródeł energii, jest to perspektywa atrakcyjna dla polskiego sektora elektroenergetycznego. Inwestowanie jest biznesem na skalę światową, więc jeśli Polska nie będzie atrakcyjna, wówczas inwestorzy wybiorą inne miejsce: Słowację, Chiny czy Meksyk.

Aby sektor elektroenergetyczny stał się atrakcyjny dla inwestorów konieczne jest zapewnienie precyzyjnej równowagi pomiędzy liberalizacją a kontrolą rynku. Liberalizacja ma dwa główne aspekty: wolność dostępu do sieci i rynkowe ceny. Wolność dostępu do sieci energetycznej jest istotna, ponieważ faktycznym zagrożeniem dla wkraczających na rynek podmiotów są zadowolone już na rynku podmioty nadużywające swojej pozycji. Uwolnienie cen jest istotne, ponieważ w ostatecznym rozrachunku ceny ciepła i elektryczności muszą pokryć koszty eksploatacyjne i nakłady inwestycyjne. (patrz rys. 22). Tam gdzie istnieją obawy polityczne co do wzrostu cen ciepła i elektryczności, reakcją powinno być właściwe skierowanie pomocy do tych, którzy naprawdę jej potrzebują, a nie odrzucanie słusznych cen dla samej zasady.

Jednakże podejście ultraliberalne również może przynieść negatywne konsekwencje. Uwolniony rynek będzie miał tendencje do funkcjonowania w cyklu naprzemiennego wzrostu i załamania gospodarczego (według Boston Consulting Group). Nadmierna konkurencja oznacza, że źródła będą funkcjonowały przy stosowaniu cen wystarczających za ledwie na utrzymanie się na granicy opłacalności. A wówczas majątek trwały zostanie „zajeżdżony”. Odczujemy niedostatek nowych inwestycji. W momencie gdy zakłady nie będą w stanie finansować ani przedłużyć czasu eksploatacji urządzeń, nastąpi cały łańcuszek upadłości.

Kilka najmocniejszych firm przetrwa, skorzysta z kilku lat świetności, zanim cykl powróci do punktu wyjścia. Taka struktura nie sprzyja inwestowaniu, a już z pewnością nie sprzyja inwestowaniu w nowsze, bardziej ryzykowne technologie.

Jeśli konkurencja jest mniej bezwzględna, jak w przypadku oligopoli, gdzie kilka podmiotów ze sobą konkuruje, ceny mogą wzrastać do poziomu niewiele poniżej ceny, która byłaby opłacalna dla nowego podmiotu wchodzącego na rynek. Pozwala to zapewnić działającym już od jakiegoś czasu uczestnikom rynku znaczne przychody ze swoich inwestycji i pozwala na uzyskanie pewnej nadwyżki umożliwiającej podjęcie ryzyka technologicznego. Równocześnie w tej sytuacji brak jakichkolwiek barier strukturalnych lub regulacyjnych, które zapobiegałyby wejściu nowych podmiotów na rynek. Wcześniejsi uczestnicy gry rynkowej ciesząc się rozsądnym poziomem dochodów, zmuszani są do wysiłku, by działać z maksymalną skutecznością.

Jak zbudować rynek o ograniczonej lecz skutecznej konkurencji? Jedną z odpowiedzi może być skuteczna polityka konsolidacji firm. Konkurencja stopniowo zmniejszy się na podzielonym konkurencyjnym rynku w miarę łączenia się firm. Ostatecznie więc liczba uczestników gry rynkowej spadnie do poziomu bliskiego oligopolu. Rząd musi osądzić, jaki poziom koncentracji na rynku pozwoli inwestorom uzyskać przyzwoite dochody, przy uniknięciu cyklu wzrostu i spadku koniunktury.

Przejrzystego dla rynku sygnał odnośnie tego, jaki stopień koncentracji będzie tolerowany byłby dobrą wskazówką dla inwestorów. A zapewnienie tego, że prywatyzacja odbędzie się zgodnie z celami strukturalnymi zaoszczędziłby później restrukturyzacji drogą kosztownych fuzji i przejęć.

Krótko mówiąc, hasło gospodarcze UE „niskie ceny dla konsumentów za wszelką cenę” jest skierowane przeciwko tym konsumentom, którzy chcą stabilnego rynku europejskiego, a z pewnością przeciwko interesom tych, którzy pragną nowoczesnego i czystego sektora energetycznego. Polityka gospodarcza, która przedkłada niskie ceny nad stabilność dostaw popełnia grzech krótkowzroczności i zagraża samej stabilności gospodarki.

Kioto i handel emisjami jako źródło finansowania inwestycji

Ciekawym aspektem finansowania inwestycji w sektorze elektroenergetycznym jest możliwość jaką daje Protokół z Kioto i powiązane z nim akty prawne. Rzadki to przypadek, gdy międzynarodowa społeczność porozumiewa się, aby stworzyć towar o zasięgu światowym, a następnie przyznaje konkretnym krajom ten towar wart miliardy euro. W tej szczęśliwej sytuacji znajduje się Polska dzięki Protokołowi z Kioto i systemowi handlu emisjami UE.

Na skutek ogromnego spadku emisji gazów cieplarnianych od końca lat osiemdziesiątych, Polska dysponuje nadwyżką przyznanego poziomu dozwolonej emisji nad emisją rzeczywistą, przekraczającą o ponad 100 milionów ton rocznie jej zobowiązania wynikające z Protokołu z Kioto. Docelowy poziom emisji wynikający z Kioto na lata 2008-2012 wynosi 2200 milionów ton, co oznacza nadwyżkę znacznie przekraczającą 400 milionów ton (której wartość szacowana jest na około 2 mld euro przy cenie 5 euro za jednostkę AAU

zgodnie z Protokołem z Kioto). To, czy nadwyżkę uda się sprzedać w dużej mierze będzie zależało od tego, czy Protokół z Kioto wejdzie w życie. Obecnie już niektóre kraje sprzedają swoją nadwyżkę AAU (np. Słowacja), aby zdobyć środki finansowe dla swojej gospodarki. W ten sposób nawet dzisiaj, nadwyżka wynikająca z Kioto stanowi majątek, który, jeśli będzie właściwie zarządzany, może przynieść cenne środki na finansowanie wyższej efektywności energetycznej, na energię odnawialną i modernizację elektrowni.

Dotychczas Polska nie skorzystała w pełni z możliwości wynikających z Protokołu z Kioto, pomimo ich oczywistej korzyści dla gospodarki. Firmy na Węgrzech, w Czechach, Słowacji, Rumunii i Bułgarii bardzo skorzystały z finansowania oferowanego przez Protokół z Kioto poprzez pomyślnie realizowanie przedsięwzięć finansowanych, między innymi, przez rząd Danii i Prototypowy Fundusz Węglowy Banku Światowego. Osiągnięcia Polski są w porównaniu z tym mizerne.

Chcielibyśmy oczekiwać, że Polska będzie wyraźnym zwolennikiem postanowień wynikających z Kioto i wraz z UE będzie usilnie pracować aby przekonać Rosję i Stany Zjednoczone do ratyfikowania Protokołu. Groźba zniszczenia rynku przez zalanie rosyjskimi kredytami z projektów Wspólnych Wdrożeń, rujnującymi rynek dla innych podmiotów, biorąc pod uwagę wysokie ryzyko inwestycyjne w Rosji, jest prawdopodobnie przesadzona. Funkcjonujący Protokół z Kioto najbardziej uprzywilejuje takie kraje jak Polska, łączące nadwyżkę uprawnionej emisji i sprzyjające warunki do inwestowania. Ponadto, jeśli Rosja miałaby podpisać protokół z Kioto, wówczas Stany Zjednoczone byłyby pod dużo większym naciskiem, aby do niego przystąpić, a Chiny i Indie znalazłyby się pod presją, by same wyznaczyć sobie cele. W takiej sytuacji popyt na kredyty emisyjne wzrośnie i Polska z pewnością skorzystałaby na tym.

Blizszą sprawą jest System Handlu Emisjami UE. Co najmniej 1000 polskich firm będzie uczestniczyć w tym ogólnounijnym programie, który zacznie funkcjonować w styczniu 2005. Jeśli poświęcona mu zostanie odpowiednia uwaga na poziomie politycznym, program ten mogłyby wykorzystać zarówno Polska jak i polskie firmy do pozyskania milionów euro dodatkowych środków finansowania i do dokonania prawdziwego postępu w racjonalizacji energii. Obecnie opracowywany jest Krajowy Plan Alokacji Uprawnień, który jest kluczowym elementem sprawczym tych procesów. Strategiczna i twórcza interpretacja dyrektywy UE może posłużyć do przełożenia Krajowego Planu Alokacji na konkretne cele polityki energetycznej, takie jak promowanie produkcji skojarzonej, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, promowanie sprawności energetycznej i zachęcanie do nowych technologii. Istotne są tutaj liczby: jeśli całkowita ilość przydziałów emisyjnych dla sektora obrotu uprawnieniami wynosi około 200 mln ton rocznie, to stanowi ona w pierwszym okresie rozliczeniowym handlu emisjami w latach 2005-2007 wartość 4,8 mld euro, przy cenie 8 euro za tonę¹²⁾. Dlatego to, czy przemysł otrzyma uprawnienia emisyjne z 10% nadwyżką lub 10% deficytu, jest pytaniem za 1 mld euro. A to, kto otrzyma uprawnienia z tą nadwyżką lub niedoborem będzie miało istotny wpływ na sektor elektroenergetyczny.

¹²⁾ 200mln EUA x3 lata x € 8

Nie należy zapominać, że reszta Europy będzie bacznie przyglądać się Polsce i publikowanemu przez nią KPAU. Ponieważ emisja samej elektrowni Bełchatów przekracza emisję uczestników systemu w kilku krajach UE, nie można nie doceniać roli Polski. Obserwatorzy UE będą traktować polski KPAU jako znaczące oświadczenie polityczne – najważniejszy dokument polityki energetycznej i środowiskowej bieżącego roku. A ponieważ Polska jest największym krajem akcesyjnym o największej emisji CO₂, jej KPAU będzie miał duży wpływ na funkcjonowanie EU ETS. Pozostałe kraje UE będą oczekiwać od Polski śmielszej polityki w zakresie wypełnienia unijnej polityki redukcji emisji gazów cieplarnianych.

KPAU określa nie tylko sposób alokacji uprawnień emisyjnych instalacjom, ale musi odnieść się do szeregu zagadnień krajowej polityki energetycznej i ekologicznej, oraz wytyczyć bardziej zdecydowane kierunki działań niż miało to miejsce w przeszłości. Należy zwrócić uwagę nie tylko na sektor handlu, ale także na sektor poza systemem, obejmujący takie dziedziny jak transport i wykorzystanie energii w gospodarstwach domowych.

Dotychczas Polska nie przywiązywała uwagi do ogromnej strategicznej szansy, jaką oferuje jej sektorowi energetycznemu System Handlu Emisjami UE. Obecnie, chociaż jest to już ostatnia chwila, w dalszym ciągu istnieje możliwość nadania takiego kształtu Krajowemu Planowi Alokacji, aby przyniósł on korzyści Polsce i jej sektorowi energetycznemu.

Efektywność wykorzystania energii

Efektywność energetyczna stanowi największy zasób energetyczny Polski. W przeciwieństwie do węgla, jest on niewyczerpalny, gdyż „negawaty” [ujemne waty] nie zużywają się i rok po roku te same „negawatywy” są wykorzystywane. Osiągnięcie wysokiego poziomu efektywności energetycznej jest najpewniejszym sposobem rozwiązania, zarazem problemów bezpieczeństwa dostaw, ubóstwa energetycznego, problemów emisji SO_x, emisji gazów cieplarnianych i wysokich kosztów inwestycyjnych odtworzenia mocy.

Nieuchronny nacisk na zużycie energii

Naturalny nacisk ze strony rozwijającego się społeczeństwa sprawia, że zapomina się o efektywności energetycznej. W miarę wzrostu PKB na mieszkańca, a jest to jeden z powodów, dla którego Polska dążyła do wejścia do UE – rośnie też tendencja do konsumpcji energii.

Stały wzrost gospodarczy na poziomie 4% oznacza, że do połowy lat dwudziestych polski PKB wzrośnie dwukrotnie w stosunku do poziomu dzisiejszego. Wzrost 5%-owy oznacza więcej niż potrojenie PKB w tym samym okresie. Przy PKB na mieszkańca na poziomie około 25000 Euro, z uwzględnieniem dzisiejszego poziomu PPP (parytetu siły nabywczej), Polska osiągnie podobny poziom życia, jaki obserwujemy dzisiaj w wielu krajach UE. Ludzie będą mieli więcej samochodów, będą więcej podróżować, posiadać więcej urządzeń gospodarstwa domowego, zużywać

więcej wody, wytwarzać większą ilość odpadów, potrzebować większej przestrzeni życiowej i ogólnie, więcej konsumować. W ramach scenariusza „bez zmian”, Polacy mogliby zużywać dwukrotnie większą ilość energii elektrycznej niż dzisiaj i emitować o jedną trzecią więcej CO₂ niż dzisiaj, jeśli przyjmą podobną do krajów zachodnioeuropejskich drogę rozwoju.

Od dzisiaj do roku 2020 dodatkowe 400 tys. Polaków wejdzie w wiek produkcyjny (18,25 miliona w porównaniu z 17,85 mln dzisiaj, jak przedstawiono to w scenariuszu odniesienia „Założenia polityki energetycznej do roku 2020”, ale o pół miliona mniejsza liczba bezrobotnych i wyższa liczba aktywnych emerytów oznacza, że wzrośnie liczba osób zużywających coraz więcej energii elektrycznej. Ludzie będą dłużej pozostawać aktywni ekonomicznie – tryb życia emerytów w Europie Zachodniej jest bez porównania bardziej aktywny niż w Europie Środkowej. W związku z tym większa liczba Polaków będzie potrzebować większej ilości energii, i to przez dłuższy okres życia.

Wraz ze wzrostem gospodarczym transport indywidualny staje się jednym z najważniejszych problemów ochrony środowiska. Dzisiaj na polskich drogach porusza się 10,5 mln prywatnych pojazdów (dane OECD). W latach 1990-2000, ruch samochodów osobowych wzrósł o 177% (dane OECD). Gdy stan motoryzacji osiągnie poziom Niemiec, po polskich drogach będzie jeździło 20 milionów samochodów osobowych.

Zapewne gwałtownie wzrośnie liczba regionalnych podróży lotniczych i podobnie jak ich sąsiedzi zza Odry, Polacy będą chcieli masowo latać na urlop na południe Europy, a później już tylko podróże po całym świecie zaspokoją ich potrzebę podróżowania. W rezultacie, według scenariusza „bez zmian” zużycie paliwa przez transport może wzrosnąć z obecnego poziomu 9,5 Mtoe do 16 Mtoe w roku 2020, a następnie do ponad 19 Mtoe do roku 2030. Emisja CO₂ z transportu może wzrosnąć w tym czasie z około 26 Mtoe CO₂ do znacznie powyżej 50 Mtoe CO₂ do roku 2030. Unijny system handlu emisjami wykazał już, że gdy zaistnieje potrzeba złożenia ofiary na ołtarzu Kioto, wówczas największą czią otacza się transport, a pierwszych cięć dokonuje się w sektorze elektroenergetycznym. Konieczność zrekompensowania dodatkowych 24 Mt emisji CO₂ z transportu oznaczałaby znaczne obciążenie dla sektora elektroenergetycznego.

Rysunek 13 przedstawia drastyczny wzrost zapotrzebowania transportu na energię do roku 2030. Udział publicznego transportu drogowego i kolejowego gwałtownie spadnie z 30% w roku 2000 do 18% w roku 2030, przy oczywistych konsekwencjach dla zużycia energii, zanieczyszczenia środowiska i frustracji społeczeństwa. Sytuację oczywiście pogorszą jeszcze oferowane przez UE bodźce zachęcające do realizacji szerokiego programu budowy dróg i autostrad.

Aktualne uwarunkowania

Polska jest dzisiaj w sytuacji pełnej sprzeczności. Pod pewnym względem wyprzedza ona swoich partnerów z UE, w zakresie sprawności energetycznej: bezwzględne zużycie energii na osobę jest 40 do 50% niższe od średniej

w UE i poziomów typowych dla krajów Europy północnej o podobnym klimacie. Równocześnie gospodarka Polski zużywa ponad dwa i pół razy więcej energii na parytet siły nabywczej swojego PKB niż UE (462 wobec 70 Mtoe na milion euro PKB – EETT2030).

Na rysunku 14 porównano obecne i prognozowane zużycie energii w gospodarstwach domowych w Polsce i innych krajach UE. Obecny poziom zużycia energii w Polsce jest zadziwiająco niski i według prognoz nie zmieni się. Powody, jakie leżą u podstaw tego faktu wydają się być związane z zagadnieniami społecznymi i mieszkaniowymi: większa ilość osób przypadająca na gospodarstwo domowe (2,4 osoby na gospodarstwo w roku 2030 w porównaniu do 1,9 we Francji i Niemczech i powierzchni mieszkalnej przypadającej na osobę w Polsce (około połowy średniej w UE). Źródła takiej sytuacji są znacznie głębsze: rodziny efektywniej gospodarują energią niż pojedyncze osoby, jest to wyraźna korzyść dla środowiska z pro-rodzinnego, katolickiego stylu życia; masowe powojenne budownictwo mieszkaniowe, pomimo wielu wad, jest stosunkowo efektywne z punktu widzenia zużycia energii, nawet uwzględniając jego niską izolacyjność. Oczywiście wiele osób nie mieszka w blokach z wielkiej płyty z wyboru i w miarę rozwoju gospodarki wiele milionów ludzi będzie dążyło do zamieszkania w domach jednorodzinnych.

Konsekwencje powyższych trendów dla polityki energetycznej będą ogromne: trzeba będzie wprowadzić rygorystyczne normy w budownictwie i zwiększyć efektywność energetyczną budownictwa jednorodzinnego, aby osiągnęło poziom budownictwa wielorodzinnego. Konieczne będą nowe rozwiązania technologiczne w dystrybucji ciepła i energii elektrycznej, aby utrzymać ogromne zalety wynikające z miejskiego systemu grzewczego. Jednocześnie komunikacja miejska jest wypierana przez styl transportu podmiejskiego (jedna osoba – jeden samochód). Zarówno Kościół jak i liderzy społeczni mają tu pewną rolę do odegrania, podtrzymując więzi rodzinne i dążąc do uniknięcia tragicznej atomizacji społeczeństwa charakterystycznej dla Europy Zachodniej, co prowadzi do dużo wyższego zużycia energii na jedną osobę w gospodarstwach domowych.

Kolejnym zagadnieniem jest efektywność energetyczna w przemyśle. Często przytacza się wysoką energochłonność polskiego przemysłu. Mylnie jest jednak przekonanie, że jest to problem zużycia energii. Energochłonność jest funkcją zużycia energii i wartości gospodarczej. Wysoki stosunek zużycia energii do PKB lub do wartości dodanej w Polsce może w równym stopniu odzwierciedlać handlowe ograniczenia polskiego przemysłu co poziom zużycia energii.

Rysunek 15 przedstawia dane zaczerpnięte z EETT2030 – dotyczące zużycia energii przez sektor przemysłowy porównane z wartością dodaną wypracowaną przez ten sam sektor. Liczby dla Polski są znacznie wyższe niż dla jej konkurentów z UE¹³⁾.

¹³⁾ Chociaż te dane ilustrują problem, jesteśmy ostrożni w ocenie ich porównywalności i przydatności. Potrzebne byłyby tu dalsze badania.

Czy dzieje się tak dlatego, że markowe produkty niemieckie sprzedają się po korzystniejszej cenie niż ich polskie odpowiedniki, nawet jeśli wkład energii jest taki sam, czy też dzieje się tak dlatego, że Niemcy stosują bardziej energooszczędne technologie? Prawda może leżeć po środku, ale inwestycje dokonane w polskim przemyśle przez miejscowe i wielonarodowe firmy w ciągu ostatnich piętnastu lat – nastąpiło duże unowocześnienie technologii w przemyśle cementowym, chemicznym, papierniczym i produkcji szkła – oznaczałyby, że niska wartość dodana uzyskana dzięki zużyciu energii jest w większym stopniu problemem

Wyższy udział w PKB pochodzący z energochłonnych mało rentowych sektorów również tłumaczy wysokie zużycie energii na jednostkę PKB. Podczas gdy energochłonne sektory (przemysł, budownictwo i energetyka) przynoszą 27,6% wartości dodanej w krajach piętnastki UE, te same sektory stanowią 36,8% wartości dodanej w Polsce. Co ciekawe, hutnictwo żelaza, stali i przemysł chemiczny przynoszą 5,5% wartości dodanej w Polsce, ale tylko 2,8% w krajach EU¹⁴⁾. Jak widać z przedstawionego poniżej rysunku, produkcja artykułów przemysłowych na mieszkańca w Polsce jest w rzeczywistości niższa w porównaniu z krajami konkurencyjnymi. Być może więc dlatego niski stopień wykorzystania majątku i nadwyżka mocy tłumaczą wysokie właściwe zużycie energii¹⁵⁾.

O polityce sprawności energetycznej należy myśleć w dwóch aspektach: w jaki sposób zmniejszyć nieefektywność (np., nieefektywne zużycie energii w budownictwie, nieefektywne urządzenia wytwórcze oraz wysokie straty przy dystrybucji ciepła sieciowego), oraz w jaki sposób zarządzać względną sprawnością w miarę jak gospodarka z upływem czasu będzie doganiać gospodarki krajów UE. To rozróżnienie jest zasadnicze: przypadki bezwzględnej nieefektywności są dobrze znane, dobrze udokumentowane i istnieje cały szereg rozwiązań w zakresie polityki, które zajmują się tymi problemami. Problemy sprawności energetycznej dotyczące gospodarczej konwergencji są mniej oczywiste: będą się one pojawiały z czasem w miarę wzrostu gospodarczego. Jako że gospodarka w dalszym ciągu ulega restrukturyzacji i dokonuje bolesnego uwalniania się od energochłonnych gałęzi przemysłu, sytuacja poprawi się automatycznie. Jednocześnie nastąpi pogorszenie energochłonności gospodarki, w miarę wzrostu popytu na rozwiązania zapewniające komfort i wygodę – cele społeczeństwa konsumpcyjnego.

Do licznych przeszkód stojących przed rozwojem w dziedzinie sprawności po stronie zarządzania popytem należą: niedostateczna świadomość konsumentów, niewielka liczba i słaba jakość usług firm zajmujących się sprawnością energetyczną, brak zachęt finansowych, brak kapitału oraz brak priorytetów. Trudno twierdzić, że brak jest zachęt finansowych dla promowania sprawności energetycznej: ponieważ w Polsce detaliczna cena energii elektrycznej jest o 15% powyżej średniej europejskiej z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej (patrz Rysunek 17)¹⁶⁾.

¹⁴⁾ EETT2030

¹⁵⁾ mogą tu odgrywać rolę również niedoszacowane ceny transferowe.

¹⁶⁾ OECD/IEA

Pełne uwolnienie cen, jeśli będą mu towarzyszyły reformy strukturalne powinno, jak ma to miejsce gdzie indziej, doprowadzić do spadku cen energii i odpowiadającego mu wzrostu zużycia energii. Bardziej niż cena w roli jedyne go czynnika stymulującego sprawność energetyczną, prawdopodobnie również potrzebna jest interwencja po stronie podaży. Detaliczny przemysł sprawności energetycznej nie jest zaawansowany w porównaniu z sektorem wytwarzania energii elektrycznej. Charakterystyczne cechy tego sektora to silne rozdrobnienie, mierny poziom zarządzania niski poziom usług świadczonych klientom i brak tzw. branding (promowania marki). Nic więc dziwnego, że nie przemawia on do portfeli Polaków. Popyt nie jest jeszcze wystarczająco duży, by stał się siłą napędową nowoczesnego, konkurencyjnego sektora.

Rząd, poprzez stosowanie efektywnej i pro-aktywnej polityki może zapewnić, że gospodarka będzie wzrastać podążając drogą niskiej energochłonności. PKB będzie wzrastać, zużycie energii na osobę pozostanie niskie, a zużycie energii w przeliczeniu na PKB będzie spadać z dużo większą szybkością niż będzie następować wzrost PKB.

Skala trudności tego problemu jest przedstawiona na rysunku 18. Szaroniebieskie kwadraty przedstawiają PKB na osobę w krajach członkowskich UE (według parytetu siły nabywczej) na tle zużycia energii na osobę. Dla Polski porównano dwie linie przedstawiające tendencje: Scenariusz odniesienia oraz Scenariusz Odniesienia dla niskiego zapotrzebowania na energię.

Istnieją duże różnice, nawet pomiędzy krajami europejskimi, jeśli chodzi o intensywność wzrostu. Na przykład dane OECD/IEA pokazują, że PKB Szwecji (mierzone według parytetu siły nabywczej USD) wzrósł pomiędzy rokiem 1992 a 2001 o ponad 26%, podczas gdy zużycie energii elektrycznej w tym kraju wzrosło zaledwie o 4%. W tym samym okresie, komercyjnym i jakościowym niż energetycznym. 21% przyrostowi PKB w Belgii odpowiadał 24% wzrost zużycia energii elektrycznej.

Prawda jest zawsze dużo bardziej złożona niż na to wskazują dane makroekonomiczne, jednakże oczywiste jest podstawowe znaczenie ostrożnej polityki energetycznej w okresach wzrostu gospodarczego.

W okresie 20–30 lat wzrostu gospodarczego, krajowa polityka energetyczna może wpłynąć na zużycie energii, zmieniając je o dziesiątki punktów procentowych.

Skoncentrowanie się na zmniejszeniu energochłonności może przynieść ogromne długofalowe korzyści dla gospodarki. Jeśli Polska będzie dalej pomyślnie podążać drogą rozwoju o niskiej energochłonności, może zaoszczędzić miliardy euro na inwestowaniu w nową moc wytwórczą i przesyłową a także na imporcie paliwa.

Środki te będą mogły być zaprzęgnięte do pracy w segmentach gospodarki przynoszących większe zyski, związanych z wiedzą, umiejętnościami, edukacją i ochroną zdrowia.

Ludzie

Polityka energetyczna ma ogromny wymiar społeczny, który stanowi jej najważniejszą część. Społeczny wymiar stanowi zwykle wymówkę dla polityków do opóźniania podejmowania trudnych decyzji – takich jak uwolnienie cen energii lub zamykanie kopalń. Rzadko staje się centralnym punktem konstruktywnej polityki energetycznej. Jednakże na tym obrazie musi się także gdzieś zmieścić 38 milionów osób. Są to osoby, które w ostateczności zużywają tę energię i wymagają jej wytwarzania. Jako podstawowi odbiorcy (albo bezpośrednio lub pośrednio – przez zakup wytworzonych towarów i usług), powinni być oni oczywiście świadomi wyborów, jakie podejmują w kwestiach energii.

Dużą wygraną w wymiarze społecznym byłoby stworzenie w ciągu nadchodzących dziesięcioleci świadomego energetycznie społeczeństwa. Należałoby oduczyć się rozrzutności z czasów gospodarki sterowanej, gdy paliwo było tanie i w obfitości. Dobrze byłoby ponownie przyswoić sobie nawyki do oszczędzania typowe dla naszych przodków. Jeśli zachowania odnoszące się do energii są przyswajane w młodym wieku, to najprawdopodobniej będą one trwałe. Inżynieria społeczna? Do pewnego stopnia, ale społeczeństwo, które sięga myślą dalej niż gniazdko elektryczne i rozumie wpływ swojego zapotrzebowania na energię, jest z pewnością bogatsze i lepsze.

Oczywiście są i będą tacy, którzy stracą na zmianach dokonujących się obecnie w polskiej energetyce. Osoby utrzymywane przez 120 tys. pracowników górnictwa ucierpią w miarę zmniejszania się polskiego górnictwa – jest to gorzka pigułka, którą osładzają nieco pożyczki z Banku Światowego. Biedne grupy ludności wsi i miast, dla których ogrzewanie i energia elektryczna stanowią wysoką część ich dochodów, nie są w stanie zainwestować w sprawność energetyczną, która chroniłaby ich przed wysokimi opłatami. Obywatele UE nie powinni stawiać przed wyborem: marznąć czy cierpieć głód.

Polska musi zaopiekować się tymi grupami, ale nie przez odwrót od rozwijania czystych i wysokosprawnych technologii infrastruktury energetycznej kraju. Z pewnością jest to ten obszar, w którym fundusze UE powinny być twórczo i pożytecznie wykorzystane: programy finansowania sprawności energetycznej w gospodarstwach domowych o niskich dochodach, programy pomagające rodzinom górników w nabywaniu nowych umiejętności, tworzenie nowych firm – z całym doświadczeniem nabytym podczas podobnie bolesnych procesów przeprowadzonych w Walii, Anglii, Francji, Niemczech i innych krajach.

Wyższy stopień zamożności w Polsce przyniesie oczywiście ze sobą lepsze wykształcenie i wyższą świadomość ekonomiczną. Chociaż następne pokolenie Polaków będzie mniej wrażliwe na cenę w przypadku kosztów paliwa niż ich rodzice, wyższy poziom świadomości ekologicznej sprawi, że ludzie będą bardziej gotowi do zaakceptowania polityki zmierzającej do chronienia naszej planety. Przyspieszenie tego procesu przez aktywną politykę rządu może tylko wyjść na dobre.

Scenariusze na przyszłość

W tej części raportu skupiono się na istniejących rządowych planach dotyczących przyszłości polskiej energetyki. Rozważamy skutki istniejących scenariuszy w zakresie poprawy wydajności energetycznej, dostaw paliw i emisji dwutlenku węgla. Zastanawiamy się, czy kierunek podejmowanych działań jest rzeczywiście odpowiedni dla zrealizowania rządowych planów. Zwracamy również uwagę na alternatywne scenariusze – scenariusz wysokiego popytu ilustruje potencjalny koszt, jaki kraj musiałby ponieść z powodu niewłaściwej strategii zarządzania po stronie popytu, a scenariusze LCG i niskiego popytu pokazują mniej energochłonne rozwiązania na przyszłość oraz pewne powiązania z nimi korzyści

Ze względu na istniejące długoterminowe plany, leżące u podstaw rządowej polityki energetycznej, należy postawić dwa główne pytania: Co się stanie, jeśli podejmowane działania nie przyniosą efektów i popyt na energię będzie dużo wyższy niż przewidywany? Jakie mogą być plany alternatywne do istniejących i czy warto je realizować? Najpierw przyjrzymy się, jak polityka wpływa na sektor energetyczny w celu rozpatrzenia rozważanych scenariuszy w kontekście środków politycznych.

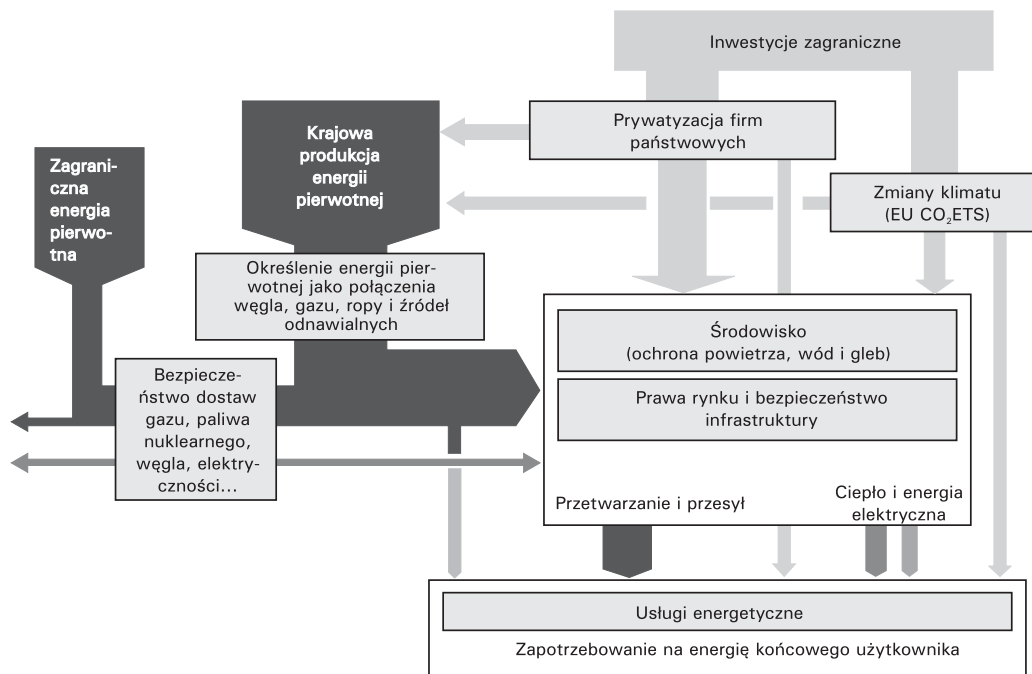
Powiązania między działaniami rządu a sektorem energetycznym

Poniższy schemat ilustruje w sposób bardzo uproszczony powiązania pomiędzy działaniami rządu a sektorem energetycznym.

Poziom i struktura aktywności gospodarczej warunkuje zapotrzebowanie na ciepło i energię elektryczną końcowego użytkownika. Ta relacja jest kształtowana przez strategię zarządzania po stronie popytu. Zarządzanie po stronie popytu zasadniczo wpływa na wszelkie dalsze rezultaty. Zapotrzebowanie końcowego użytkownika na energię warunkuje wolumen produkcji ciepła i energii elektrycznej, z uwzględnieniem wydajności przesyłu.

Przyjęte potrzeby produkcyjne, strategie dostaw paliwa i preferencje produkcyjne (np., specyficzne programy wykorzystania odnawialnych źródeł energii, produkcji skojarzonej, energii jądrowej, gazu, importu, itp.) wpłyną na strukturę udziałów poszczególnych rodzajów energii, co z kolei wpłynie na zapotrzebowanie zużycia paliwa pierwotnego (przez sektor energetyczny). Struktura technologii wytwarzania i zużycia paliwa bezpośrednio wpływają na krajową emisję (a zatem pozycję kraju na arenie międzynarodowej w świetle porozumień w sprawie zmian klimatycznych, takich jak EUETS czy Kioto), na potrzeby importowe (kształtując w ten sposób pozycję strategiczną kraju w odniesieniu do bezpieczeństwa energetycznego) oraz, co nie zostało opisane powyżej, na potrzeby przetwarzania paliwa jądrowego (ze skutkami dla stosunków międzynarodowych).

Równocześnie moc wytwórcza i typy majątku wytwórczego (i technologii przesyłu) określają potrzeby inwestycyjne sektora energetycznego. O tym, czy te potrzeby mogą być zaspokojone decyduje atrakcyjność rynku dla inwestorów. Na nią z kolei mają wpływ, m.in. działania rządu w kwestii struktury rynku, monopole i fuzje, liberalizacja cen, itd.



Scenariusze, które ukształtowaliśmy – w bardzo prosty sposób – starają się odzwierciedlać nakreśloną powyżej strukturę – od zapotrzebowania podstawowego, będącego funkcją wzrostu gospodarczego, po potrzeby inwestycyjne produkcji i kalkulację emisji.

Zapotrzebowanie na energię i energochłonność

W poniższym rozdziale dokonano porównania różnych scenariuszy przyszłego zużycia energii. Podstawowym scenariuszem zapotrzebowania końcowego użytkownika jest Scenariusz odniesienia. Scenariusz niskiego popytu zakłada roczny wzrost energochłonności o 0,5% wyższy niż w przypadku Scenariusza odniesienia, a Scenariusz wysokiego popytu zakłada roczny wzrost energochłonności o 1% niższy niż Scenariusz odniesienia. Czynnikiem, który napędza scenariusze jest zapotrzebowanie końcowego użytkownika na ciepło i energię elektryczną. Przewidywania w tym zakresie zostały przedstawione w tabeli 3.

Aby odnieść te liczby do kontekstu – i przez to sprawdzić, na ile są one realistyczne – celowe jest porównanie ich z danymi z innych krajów UE. Rysunek 19 przedstawia rozważane scenariusze, wyrażone w wartościach całkowitych, w porównaniu z planami EETT2030 dla Francji, Niemiec, Wielkiej Brytanii i Hiszpanii. Jedynie Scenariusz wysokiego popytu osiąga do roku 2030 poziom porównywalny z krajami UE, zbliżony do około 3 toe na osobę rocznie. Scenariusz odniesienia, Scenariusz EETT2030 i Scenariusz niskiego popytu wskazują na zużycie energii w Polsce na poziomie 1,5-2 toe na osobę.

Tabela 3
Zapotrzebowanie końcowego użytkownika na ciepło i energię elektryczną

Elektryczność (TWh)	2010	2020	2030
Wzajemna zależność	187	233	284
EETT2030	183	261	327
Niski popyt	178	211	244
Wysoki popyt	207	285	385
Ciepło (mtoe)			
Wzajemna zależność	26	24	24
EETT2030	na	na	na
Niski popyt	20	18	16
Wysoki popyt	30	31	33
Końcowy popyt na energię (mtoe)			
Wzajemna zależność	65	76	85
EETT2030	60	72	80
Niski popyt	62	69	73
Wysoki popyt	72	93	116

Czy oznacza to, że Scenariusz odniesienia jest przesadnie optymistyczny i że w rzeczywistości zużycie energii w Polsce raczej osiągnie szybciej poziom innych krajów UE? A może jest to odzwierciedlenie okresu, w jakim poziom polskiego PKB dogoni średnią UE? Prognozy PKB wskazują, że to drugie przypuszczenie może okazać się prawdą. EETT2030 zakłada, że polski PKB na głowę w roku 2030 wyniesie 29800 euro (2000 euro parytetu siły nabywczej), czyli o 32% mniej niż w krajach piętnastki, gdzie ma on wynieść 43 400 euro.

Ważnym elementem dla ustalenia, jak bardzo optymistyczny może okazać się Scenariusz odniesienia, jest przyjęcie właściwego poziomu wzrostu energochłonności. Porównaliśmy planowany wzrost popytu na energię elektryczną i ciepło według Scenariusza odniesienia z wartościami wzrostu PKB (według parytetu siły nabywczej) do roku 2030 znajdującymi się w EETT2030. Zauważmy, że prognozy bezwzględnego wzrostu PKB w EETT2030 są bardzo zbliżone do tych w Scenariuszu odniesienia. Zgodnie ze Scenariuszem odniesienia, popyt na energię elektryczną wzrośnie średnio o 2,1% rocznie, a PKB (według parytetu siły nabywczej) – o 3,9% rocznie. Wzrost energochłonności gospodarki jest stały i wynosi 1,7%. Dla popytu na ciepło wzrost obliczony na tej samej podstawie wynosi 4,2% rocznie, a dla zużycia paliwa pierwotnego – 2,9%.

Scenariusz wysokiego popytu powstał w wyniku prognozowania zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, przy założeniu postępu w energochłonności zasilania niższego o 1% niż w Scenariuszu odniesienia. W związku z tym energochłonność zużycia paliw pierwotnych wzrasta jedynie o 2,2%, przy 2,9% w przypadku Scenariusza odniesienia.

Takie wskaźniki wzrostu energochłonności są radykalne na tle danych wcześniejszych. Rozwinięte kraje świata były świadkiem utrzymującego się obniżenia energochłonności o około 2,5% rocznie w następstwie kryzysu OPEC. W ciągu dziewięciu lat, od 1992 do 2001, zużycie energii elektrycznej w UE rosło o ok. 2% rocznie, a PKB o 2,2% (w USD według parytetu siły nabywczej), powodując czysty wzrost energochłonności o 0,15%. Wzrost zużycia energii pierwotnej wyniósł 1,3% rocznie, powodując wzrost energochłonności o 0,89%.

Przewidywania dotyczące energochłonności zawarte w Scenariuszu odniesienia wyglądają agresywnie. Ciągłe jednak nie mają one pokrycia w zestawie strategii działań w zakresie zarządzania po stronie popytu, które mogły by doprowadzić do ich zrealizowania.

Celem porównania kierunku obranego przez Polskę z sytuacją w innych krajach o zbliżonym poziomie rozwoju, zapotrzebowanie na energię końcową w sektorach zostało porównane na czterech poniższych wykresach. Z danych zawartych w EETT2030 wynika, że zużycie energii przez transport w przypadku Polski może okazać się niskie, a spadek zużycia energii przez przemysł – raczej zbyt ostry. Jednak wskazują one też, że w sektorze mieszkaniowym i sektorach pomocniczych, polskie zużycie energii z pewnością osiągnie poziom krajów UE w ciągu najbliższych 25 lat. Czy polscy wyborcy chętnie będą płacić takie same rachunki za energię elektryczną, co ich sąsiedzi z UE, podczas, gdy ich dochody pozostaną o 30% niższe?

Z upływem czasu popyt na ciepło rośnie wolniej niż zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wykres 21 porównuje prognozy popytu na energię elektryczną z wartościami przypadającymi na osobę w innych krajach (na podstawie EETT2030). Polskie zużycie energii elektrycznej na osobę jest obecnie zdecydowanie niższe niż w innych krajach UE. Jedynie sprawdzenie się Scenariusza wysokiego popytu może doprowadzić do osiągnięcia poziomu innych krajów UE do roku 2030. Jeśli tak się stanie – w wyniku silnego wzrostu gospodarczego bez rozłączenia wzrostu energetycznego i wzrostu PKB, wówczas skutki ekonomiczne będą zniechęcające.

Znaczenie tych scenariuszy popytu leży w ich skutkach, – w tym, jak napędzają potrzebę inwestowania w zdolność produkcji i przesyłu, jak wpływają na uzależnienie Polski od importu energii i bezpieczeństwa dostaw, oraz w tym co oznaczają w kwestii emisji. Jak to zostało przedstawione poniżej, strategię działań, które uwzględniają wzrost końcowego zapotrzebowania na energię pozwolą Polsce zrealizować mniej energochłonne scenariusze i osiągnąć korzyści przez łańcuch dostaw. Możliwe będzie ogólne zmniejszenie kosztów inwestycyjnych i uniknięcie uzależnienia polskiej gospodarki od węgla, od bogactw Rosji i Bliskiego Wschodu.

Inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej

Jest oczywiste, że wraz ze wzrostem popytu na energię elektryczną, inwestycjom musi być nadany nowy charakter. Różnica 100 TWh w rocznym popycie oznacza różnicę zapotrzebowania na moc w wysokości 15-20 GW, w zależności od przyjętych współczynników obciążenia. Tak więc zarówno sukces jak i porażka strategii zarządzania po stronie popytu znacząco wpłyną na poziom niezbędnych inwestycji w produkcję (i ich powiązania z inwestycjami w zakresie infrastruktury przesyłowej).

Tabela 4 przedstawia prognozy poziomów mocy zainstalowanej potrzebnej do dostarczenia ilości energii przewidzianych w różnych scenariuszach. Przedstawia również potrzebną skumulowaną nową bądź odnowioną moc, jak również szacuje związane z tym nakłady inwestycyjne.

Scenariusz odniesienia wymaga inwestycji o wysokości około 30 mld euro do roku 2030. Scenariusz wysokiego popytu przewiduje dodatkowe 26 miliardy euro (skłaniając się ku energii atomowej) – podobnie, jak model przyjęty

w EETT20303, który zakłada dużą poprawę wydajności, jednak nie przewidując pozyskiwania energii z elektrowni atomowych. Scenariusz niskiego popytu wskazuje na 20% oszczędności w zapotrzebowaniu na moc w porównaniu do Scenariusza Odniesienia, zmniejszając ogólną kwotę o około 9 miliardów euro.

Dane z EETT2030 zostały użyte w powyższej tabeli do porównania Polski z innymi krajami UE. Nawet Scenariusz wysokiego popytu, mimo podwojenia mocy zainstalowanej do roku 2030, przewiduje zauważalnie niższą moc zainstalowaną w przeliczeniu na głowę mieszkańca niż większość pozostałych krajów UE. Wolumen mocy zainstalowanej w Polsce jest głównym zagadnieniem skłaniającym do kompleksowego rozważenia struktury rynku. Zestawienie to jest jedynie ilustracją ogromnych różnic w potrzebach inwestycyjnych, uzależnionych od poziomu zapotrzebowania na moc. Jeśli kraj może uniknąć inwestowania miliardów euro w moc, z całą pewnością będzie to z korzyścią dla konsumenta i całej gospodarki.

Wybór technologii

O ile na dłuższą metę koszty różnych technologii wytwarzania mogą być podobne, to wybór samej technologii przez inwestorów oraz polityka wpływająca na ich decyzje mają decydujące znaczenie dla przyszłości kraju. Warto pamiętać o tym, że długofalowe koszty (nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji) energii elektrycznej wyprodukowanej na bazie różnych technologii są relatywnie podobne. Natomiast, jak to wynika z rysunku 22, krótkofalowe koszty krańcowe mogą się znacznie różnić w zależności od paliwa i rodzaju technologii. Jeśli do kosztu zostaną włączone urządzenia peryferyjne do ochrony środowiska, wówczas technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii stają się bardzo konkurencyjne w stosunku do konwencjonalnych.

Fakt ten ma istotne znaczenie wobec planowanych dużych inwestycji i wymiany znacznej części istniejących w zakładzie instalacji. Wówczas inwestorzy wybiegają wprzód, co oznacza, że prognozują długofalowe koszty i przychody z różnych technologii. Jest to więc właściwy moment, aby dopilnować, by urządzenia do ochrony środowiska były ujęte w kosztach energii elektrycznej oraz by inwestorzy otrzymali jasny sygnał odnośnie strategii rządu na kolejne kilka lat. Inwestorzy powinni także wiedzieć, czy struktura rynku będzie sprzyjająca dla odzyskania nie tylko pozycji kosztów operacyjnych ale i nakładów inwestycyjnych.

Uznaliśmy, że Scenariusz odniesienia jest oparty głównie na tradycyjnych technologiach węglowych i rzadko spotykanej technologii CCGT (turbiny gazowe pracujących w cyklu kombinowanym), Przy bardzo niewielkim rozszerzeniu stosowania odnawialnych źródeł energii, technologia ta oparta jest na założeniu wykorzystywania pierwotnych źródeł energii. Scenariusz LCG pozwala na maksymalne wykorzystanie energii odnawialnej (przy założeniu, że pełna wartość wpływu na środowisko zostanie możliwie jak najszybciej wbudowana w koszt ciepła i energii elektrycznej) – przy 4500 MW mocy pochodzącej z elektrowni

Tabela 4

Prognozy poziomów zainstalowanej mocy elektrycznej i oszacowanie związanych z nią nakładów inwestycyjnych

Installed capacity (GWe)	2010	2020	2030
Reference	38,3	48,8	58,3
EETT2030	46,7	74,9	99,1
Low demand	38,3	45,3	48,8
High demand	41,3	54,8	69,3
Cumulative new capacity (GWe)	2010	2020	2030
Reference	8,3	24,8	36,3
EETT2030	10,6	41,7	66,0
Low demand	8,3	21,3	26,8
High demand	8,3	27,8	47,3
Cumulative investment (Euro bn)	2010	2020	2030
Reference	7 060	20 860	30 210
EETT2030	9 025	35 100	54 902
Low demand	7 060	17 510	21 460
High demand	10 060	34 360	56 960
Installed capacity per head (We)	2010	2020	2030
Reference	1 001	1 295	1 592
EETT2030	1 219	1 987	2 706
Low demand	1 001	1 203	1 333
High demand	1 079	1 455	1 892
France	1 991	2 281	2 628
Germany	1 587	1 805	2 039
UK	1 707	2 085	2 514
Spain	1 894	2 323	2 818

wiatrowych zainstalowanych do roku 2030, 2500 MW ze źródeł opalanych samą biomasą i 13000 MW elektrowni węglowych spalających około 15% biomasy wraz z węglem do roku 2030. Scenariusz LCG przewiduje także gwałtowną modernizację „portfela” źródeł opalanych węglem, gdzie technologia pracy w stanie ultra-nadkrytycznym oferuje sprawność elektryczną na poziomie ok. 50%. Rozwiązanie to jest bardziej kapitałochłonne niż w Scenariuszu odniesienia, ale w perspektywie długoterminowej przyniesie korzyści w postaci niskiej emisji CO₂ oraz zminimalizowanych kosztów paliwa i niskiego importu. Łączne nakłady inwestycyjne do roku 2030 dla scenariusza LCG są wyższe o około 4,3 mld Euro, (34,5 mld euro w porównaniu do 30,2 Euro), ale do roku 2030 inwestycje te pozwolą zaoszczędzić rocznie 60 milionów ton CO₂.

Część wynoszącej 56 mld euro wartości scenariusza przewidującego duże zapotrzebowanie na energię stanowi kwota 13,5 mld euro przeznaczona na budowę elektrowni jądrowej o mocy 9000 MW, która zostanie przyłączona do sieci między rokiem 2015 a 2025. Tylko w ten sposób uda się jednocześnie odpowiedzieć na zapotrzebowanie na energię i dostosować się do norm emisji dwutlenku węgla. Przewiduje się, że około 69 TWh będzie pochodziło z energii jądrowej. Natomiast, do wyprodukowania dodatkowego wolumenu energii, elektrownie węglowe potrzebowałyby 20 Mt węgla, którego spalanie byłoby brzemiennie w skutkach dla Polski zobowiązanej do przestrzegania norm emisji CO₂.

Różne konfiguracje wyboru technologii przedstawiono na rysunku 23. Wykres po lewej stronie przedstawia Scenariusz odniesienia, w którym główny nacisk jest położony na modernizację istniejących opalanych węglem źródeł wraz z budową nowych elektrowni opalanych gazem. W Scenariuszu LCG, przedstawionym po prawej stronie, wyraźne obszary inwestowania to elektrownie opalane czystym węglem (USC) i inwestycje w zakresie współspalania węgla i biomasy.

Scenariusze i preferencje dotyczące zużycia energii pierwotnej

Zależność pomiędzy paliwami pierwotnymi, bezpieczeństwem dostaw a zagrożeniem dla środowiska

Zużycie paliw pierwotnych jest funkcją zapotrzebowania na energię oraz udziału poszczególnych technologii w zaspokajaniu tego zapotrzebowania. Głównym długofalowym zagadnieniem związanym z wyborem paliw pierwotnych jest bezpieczeństwo dostaw i zagrożenie dla środowiska. Te dwa ściśle powiązane czynniki stwarzają preferencje wyboru przedstawione na rysunku 24.

Tam, gdzie istnieją obawy o bezpieczeństwo dostaw, a cena pierwiastka węgla jest niska, preferencyjne będzie wykorzystanie gazu i węgla, w przypadku Polski w szczególności węgla. W miarę zaostrzania się przepisów dotyczących zmian klimatycznych, coraz powszechniejszym zjawiskiem będzie odstępowanie od węgla na korzyść gazu. Jeśli cena pierwiastka węgla i bezpieczeństwo dostaw będą

wyższe, wówczas uprzywilejowana będzie energia jądrowa i paliwa odnawialne. Niezależnie od przypadku, wobec ostrzeżeń rządu muszą zachęcać do oszczędzania energii. Z punktu widzenia ekonomicznego oszczędzanie energii może pozwolić na osiągnięcie dużo wyższego przychodu niż jakakolwiek inna forma wytwarzania energii. Nieliczne są jednak rządy, które z determinacją systematycznie promują to rozwiązanie.

W miarę nasilania się troski o bezpieczeństwo dostaw, wszelkie preferencje dla gazu (i ropy) ustępują miejsca preferencji dla krajowych lub światowych zasobów węgla. W przypadku nasilania się obaw o dostawy węgla z zagranicy lub o wolumen krajowych zasobów, polityka energetyczna będzie promowała krajowe odnawialne źródła energii (lub energię jądrową). W momencie wyczerpania odnawialnych zasobów energii, polityka oszczędzania energii ponownie staje się kluczowym i priorytetowym zagadnieniem. Z biegiem czasu układ wykresu ulega zmianie: technologie wpływające na zmianę preferencji w miarę jak ewoluuje efektywność wykorzystania poszczególnych paliw; na zmianę wpływa także dostępność krajowych zasobów, itd.

Prognozowane zużycie paliw pierwotnych w Polsce

Zużycie paliw pierwotnych według prognozowanych scenariuszy przedstawiono na rysunku 25.

Do 2030 roku, rozbieżność na poszczególne rodzaje paliwa może ulec znaczącej zmianie, co przedstawiają nasze poniższe scenariusze. Na wykresie nie ujęto ropy naftowej, która znajduje główne zastosowanie w transporcie i przemysle.

Skrajnie lewa kolumna znajdująca się po samej lewej stronie obrazuje sytuację dzisiejszą, natomiast kolejne kolumny ukazują przewidywaną sytuację do roku 2030 przy założeniu różnych scenariuszy.

Skutki dla każdego typu paliwa

Jakie są skutki tych prognoz zużycia paliw pierwotnych? Opisano je pokrótce dla różnych rodzajów paliwa.

Gaz. Założenia zawarte w Scenariuszu odniesienia w zakresie zużycia gazu są bardzo agresywne. Scenariusz ten przewiduje potrojenie zużycia gazu ziemnego w ciągu najbliższych trzydziestu lat, co można interpretować jako dwudziestokrotny wzrost zużycia gazu na potrzeby sprzedaży ciepła i wytwarzania energii elektrycznej. (z wartości zaledwie 1 mld m³ do 25 mld m³ przy ekstrapolacji do roku 2030).

Tego rzędu wzrosty wystąpiły w krajach Europy Zachodniej – np. w Wielkiej Brytanii – w ciągu ostatnich trzydziestu lat, ale sytuacja wyjściowa w przypadku tych państw była odmienna od kontekstu polskiego.

O ile docelowy wzrost zużycia gazu osiąga zrównoważony poziom, zagrożone jest w rzeczywistości bezpieczeństwo dostaw. W istocie, znaczna część wspomnianego wolumenu zużycia gazu ziemnego, szacowanego wedle

pierwotnego scenariusza odniesienia na 29 mld m³ w 2020 r. (zredukowana do 22 mld m³ według naszych obliczeń), będzie importowana z Rosji. Wraz ze wzrostem zużycia ropy naftowej, poziom importu wzrośnie w Scenariuszu odniesienia z 29% w roku 2000 do 36% do roku 2020 (i do ponad 57% w scenariuszu EETT2030). Uzależnienie importu gazu od jednego tylko kraju stwarza zagrożenie bezpieczeństwa, w szczególności w przypadku kraju o potwierdzonej historycznie chwiejności politycznej. Jako że inne możliwości są dostępne, należy z nich koniecznie skorzystać.

Jednakże udział gazu w redukcji emisji CO₂ jest znaczny. Ilości ok. 32 Mtoe gazu ziemnego w roku 2030 odpowiada około 75 mln ton CO₂, czyli około 50 mln ton mniej niż wolumen emisji ze spalania w to miejsce węgla. Trudno jest dzisiaj określić, co mogłoby skłonić mieszkańców i firmy do odstąpienia w Polsce od węgla na rzecz gazu, który wciąż nie jest ekonomicznie konkurencyjny. „Skok na gaz” jaki miał miejsce w Niemczech, Wielkiej Brytanii i, całkiem niedawno, na Węgrzech, nie jest planowany w Polsce ze względu na polityczne preferencje wspierania węgla. Jak długo nie zostanie utworzona polityka aktywnie promująca wykorzystywanie gazu i ustanawiająca sprawiedliwe zasady w rozgrywce pomiędzy węglem a gazem, skokowy wzrost zużycia gazu przewidywany w Scenariuszu odniesienia nie będzie możliwy.

Odnawialne źródła energii. Odnawialne źródła energii mają do odegrania istotną rolę w tworzeniu bezpieczeństwa energetycznego i osiągnięciu celów w zakresie ochrony środowiska. Rozczarować może więc fakt, że Scenariusz odniesienia przewiduje tylko niewielki wzrost energii uzyskiwanej ze źródeł odnawialnych: z 5,5 Mtoe do 7,1 Mtoe. EETT2030 przewiduje 6,9 Mtoe energii odnawialnej, ale przy starcie z niższego poziomu wynoszącego 4,8 Mtoe w roku 1995. Właściwa polityka energetyczna umożliwiłaby osiągnięcie dużo większego udziału paliw odnawialnych, w szczególności biomasy.

Scenariusz LCG planuje pełne wykorzystanie możliwości Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii, z maksymalnym wykorzystaniem zasobów energii wiatru i przy założeniu opracowania ogólnokrajowego programu produkcji masy drzewnej i biomasy na terenach rolniczych i leśnych. Założenie, że do roku 2030, do produkcji masy drzewnej i biomasy przeznaczona zostaną 2 miliony hektarów ziemi, czyli ok. 10% dzisiejszego areалу rolniczego, nie jest bynajmniej nierealne. W związku z tym obliczyliśmy, że roczny poziom produkcji wyniósłby około 18 mln ton biomasy, przy około 11 mln ton węgla kamiennego.

Pełne wykorzystanie zasobów energii wiatrowej, wodnej i biomasy dostarczyłoby w 2030 r. 17,1 Mtoe, czyli 14,8% całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną, co jest skromnym wynikiem w porównaniu z niektórymi ambitnymi krajami UE. W porównaniu z wartością ze Scenariusza odniesienia, 8,5 Mtoe, dodatkowe 9 Mtoe pochodzące ze źródeł odnawialnych odpowiadałoby ok. 18 Mt węgla, co dostarczyłoby podwójnych korzyści: po pierwsze uniknięto by emisji CO₂ na poziomie 60 mln ton;

a po drugie, zakładając cenę importu na kwotę 30 euro za tonę, i zważywszy, że do tego czasu znaczna część wolumenu węgla będzie prawdopodobnie pochodziła z importu, możliwe będzie poczynienie oszczędności rzędu 540 milionów euro.

Węgiel kamienny i brunatny. Węgiel kamienny i brunatny pozostają podstawowymi paliwami we wszystkich scenariuszach. W ramach Scenariusza odniesienia zużycie jest względnie słabe i wynosi ok. 45-50 Mtoe dla węgla kamiennego i 13-15 Mtoe dla węgla brunatnego. Na skutek wzrostu zużycia gazu ich udział w całkowitej produkcji energii spadnie z 65% do 57%. Przy tym poziomie zużycia opłacalne obecnie zasoby węgla kamiennego zostaną wyczerpane do roku 2030. Scenariusz LCG przewiduje mniejsze zużycie węgla, po części dzięki wprowadzeniu bardziej efektywnej technologii czystego węgla (USC), po części dzięki intensywnej promocji energii odnawialnej. W tym przypadku w roku 2030, zużycie spadnie do 38 Mtoe węgla kamiennego i do 12 Mtoe dla węgla brunatnego.

Scenariusz LD przewiduje jeszcze większy spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego. Spadek całkowitego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną pozostają w ścisłym związku na skutek zmniejszenia zużycia węgla kamiennego i brunatnego, gdyż ograniczenie zużycia tych paliw pozwala na maksymalne zredukowanie emisji CO₂. W scenariuszu, w którym większą wagę przypisuje się trosce o bezpieczeństwo dostaw, zmniejszenie zużycia paliwa wpłynie na import gazu a nie na zużycie węgla. W Scenariuszu odniesienia LD, zużycie węgla spada jedynie do wartości 39 Mtoe, podczas gdy w Scenariuszu LCGLD łączne zużycie węgla kamiennego i brunatnego w 2030 wyniesie tylko 43 Mtoe.

Z drugiej strony, w Scenariuszu HD wzrost dotyczy w głównej mierze węgla kamiennego (choć 11 Mtoe zawiera 9000 MWe pochodzących z energii jądrowej). W tym przypadku zużycie węgla kamiennego wzrasta ostro aż do 65 Mtoe do roku 2030, czyli ok. 14 Mtoe więcej niż w Scenariuszu odniesienia. Jednakże w odniesieniu do danych zużycia energii na osobę w innych krajach, Scenariusz HD wydaje się być agresywny: tak więc zużycie węgla na poziomie ok. 130 mln ton rocznie nie jest scenariuszem wydanym Wprowadzenie wysokosprawnych technologii we właściwym czasie jest w tym przypadku sprawą najważniejszą.

Energia jądrowa. W głównych scenariuszach odsuwaliśmy się wstydliwie od opcji jądrowej. Jest to stanowisko coraz trudniejsze do utrzymania i z pewnością wymaga głębszego rozważenia. Scenariusz HD czyni ją nieuniknioną: bez energii jądrowej konieczne będzie uzyskanie dodatkowych 20 mln ton węgla. Tak więc Scenariusz HD zakłada uzyskanie 9000 MWe z energii jądrowej. W niniejszym raporcie nie analizujemy zagadnienia wagi politycznej i społecznej energii jądrowej.

Być może w ciągu 20 kolejnych lat technologia rozwinięta w stopniu wystarczającym aby rozwiązać niepokój osób, które obawiają się odradzania energetyki jądrowej w Europie.

Emisja

Konsekwencją niższego poziomu zużycia paliwa i mniejszego zużycia pierwiastka węgla w stosowanych paliwach i technologiach jest odpowiednio niższy poziom emisji gazów cieplarnianych, zapewniony w scenariuszach LCG i LD w porównaniu do scenariuszy opartych na założeniu „bez zmian”. Emisja gazów cieplarnianych we wszystkich sześciu scenariuszach została przedstawiona na rysunku 27. Czerwona linia przedstawia pułap emisji CO₂ wyznaczonej w Kioto (tj. po odjęciu innych gazów cieplarnianych od ogólnego poziomu), przyjmując scenariusz na okres po roku 2012. Docelowy pułap emisji do 2050 r. wynosi natomiast 50% wartości odniesienia przyjętej w Kioto.

Z wykresu jasno wynika, że Scenariusz wysokiego zapotrzebowania wykorzystuje nadwyżkę z Kioto przed rokiem 2015, a Scenariusz odniesienia również osiąga wspomniany pułap do roku 2020. Do roku 2030 wszystkie scenariusze przekraczają wartość graniczną wyznaczoną w Kioto.

Bardziej szczegółowa analiza potencjalnego wzrostu emisji CO₂ (rys. 29) obrazuje udział poszczególnych sektorów.

Ten scenariusz zakłada 3-procentowy wzrost emisji z sektora elektroenergetycznego, uwzględniając jednocześnie prognozy EETT2030 dotyczące emisji spoza sektora elektroenergetycznego. Nadwyżka z Kioto zostanie wykorzystana, w zależności od scenariusza Kioto w okresie między 1015 a 2020 rokiem.

Na rysunku 28 przedstawiono nadwyżkę lub deficyt emisji względem pułapu z Kioto dla poszczególnych okresów rozliczeniowych, przy założeniu ceny 5 euro za tonę CO₂. Scenariusz odniesienia przekracza pułap Kioto w trzecim okresie rozliczeniowym, a w czwartym okresie osiąga deficyt na poziomie 1,5 mld euro. Scenariusz HD staje się poważnym drenażem dla polskiego bilansu płatniczego.

W przeciwieństwie do tego wariantu scenariusz wytwarzania energii przy niskim zużyciu pierwiastka węgla i niskim zapotrzebowaniu na energię zakłada w czwartym okresie rozliczeniowym nadwyżkę przekraczającą 1,6 mld euro. Liczby te dowodzą, że stawka dla Polski będzie wysoka, jeżeli Protokół z Kioto wejdzie w życie i jeśli uda jej się dobrze gospodarować swoim budżetem związanym z emisjami. W przypadku nieudolnego zarządzania energią, Polska może narazić się na potencjalnie wysokie koszty.

Plan do roku 2030

Polska potrzebuje jasnej wizji długoterminowych celów politycznych w dziedzinie energetyki, a jej ustawodawcy potrzebują silnego wsparcia, aby zamienić tę wizję w obowiązujące prawo. Zapewnienie ciepła i energii elektrycznej ma fundamentalne znaczenie dla stylu życia, promowanego przez Europejczyków, a zaniedbanie przez władze państwowe spraw związanych z sektorem energetycznym może ograniczyć możliwość dostarczania tych mediów. Zaawansowane gospodarki światowe dostarczają coraz więcej przykładów dowodzących, iż nieodpowiednia polityka i niedociągnięcia legislacyjne mogą przyczynić się do przerwy w dostawie energii elektrycznej, do bankructwa i problemów w zakresie ochrony środowiska. Polityka potrzebuje priorytetów określających jej kierunek oraz dopracowania w najmniejszym stopniu.

Opisujemy pięć priorytetów polityki: bezpieczeństwo, efektywność ekonomiczną, efektywność środowiskową, zaangażowanie społeczne i doskonałość technologiczną.

Zwrócimy również uwagę na pięć obszarów „zawartości szczegółowej”, które Polska mogłaby przyjąć jako trzon swojej polityki energetycznej do roku 2030 i które służą opisanym priorytetom:

- (I) stopniowe przesunięcie zainteresowania na zarządzanie zapotrzebowaniem na energię,
- (II) wykorzystanie okresu wymiany urzędzeń produkcyjnych do przejścia w kierunku technologii produkcyjnych o niskim wykorzystaniu pierwiastka węgla,

- (III) wprowadzenie warunków regulacyjnych, które wpłyną na rozwój w sektorze energetycznym inwestycji niezbędnych do osiągnięcia ogólnych celów polityki gospodarczej, jak również gromadzenie środków na sfinansowanie różnorodnych działań poprzez handel emisjami,
- (IV) współzależność polityki energetycznej i społecznej,
- (V) innowacje.

Priorytety polityki

Ponieważ inwestycje w sektorze energetycznym obejmują okres czterdziestu lat, uczestnicy tego procesu potrzebują zestawu priorytetów politycznych tworzących powszechną strukturę, która przetrwa indywidualne cykle polityczne.

Proponujemy pięć takich priorytetów, które utworzyłyby szerszy zestaw niż ten zawarty w dzisiejszej polityce energetycznej. Są to:

- bezpieczeństwo dostaw
- efektywność ekonomiczna
- efektywność środowiskowa
- zaangażowanie społeczne
- doskonałość technologiczna

Dalsza część analizy dostarcza szczegółowego opisu poszczególnych elementów.

Bezpieczeństwo dostaw oznacza zminimalizowanie ryzyka zakłócenia zaopatrzenia w paliwo lub produkcji i dystrybucji ciepła i energii elektrycznej. Zagadnienie bezpieczeństwa zawiera dwa aspekty.

Zależność od importu. Polityczny priorytet unikania zależności od importu promuje długoterminowe preferowanie użycia własnych zasobów paliwowych w sposób możliwie najbardziej wydajny, oraz rozwijanie samowystarczalności poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Solidny system. Solidny system energetyczny to system bezawaryjny, gwarantujący stałą dostawę energii i brak problemów systemowych. Wymaga to wykorzystania nowoczesnych technologii, zarówno w produkcji, jak i w dystrybucji oraz budowy rozproszonego systemu różnorodnych mniejszych elektrowni, zamiast wielu scentralizowanych. Solidność oznacza również różnorodność źródeł paliwa i technologii produkcyjnych. Polityczny priorytet promowania solidnego systemu przewiduje inwestycje w nowoczesny sprzęt i technologię przesyłową, również połączenie z obcym systemem, co zachęca do pojawienia się kombinacji małych i dużych producentów oraz pozwoli na umiejscawianie elektrowni i ciepłowni bliżej miejsc zapotrzebowania w celu ograniczenia nadmiernej zależności od systemu sieci wysokiego napięcia.

Efektywność ekonomiczna

Efektywność ekonomiczna sektora energetycznego jest niezbędna do stworzenia konkurencyjnej gospodarki. Zagadnienie efektywności ekonomicznej można rozbić na pięć aspektów.

Dostępność. Aby mieć pewność, że bardziej wydajne technologie mogą zastąpić te mniej wydajne, ograniczenia dostępu do sieci muszą zostać zminimalizowane. W przeciwnym wypadku niewydajni beneficjanci mogą wypierać bardziej wydajną konkurencję, spowalniając tym samym ogólny postęp w efektywności ekonomicznej.

Ceny obejmujące wszystkie składniki. Opłaty za ciepło i energię elektryczną powinny w pełni pokrywać koszty produkcji i dystrybucji energii, łącznie z kosztami środowiskowymi, jak również kosztami ochrony zdrowia w związku z zanieczyszczeniem środowiska. Taki priorytet oznacza, między innymi, entuzjastyczne wdrażanie dyrektyw, takich jak EU ETS oraz zniesienie dotacji do produkcji i eksportu. Przy braku pełnych cen konsumenci są dotowani przez kolejne pokolenie, a truciela przez całe społeczeństwo, co jest sprzeczne z priorytetem „płacących trucieli”.

Środowisko inwestycyjne. Sektor prywatny powinien inwestować we wszystkie wydajne i „czyste” technologie, o które Polska zabiega. Wkraczając na rynek, prywatni inwestorzy muszą posiadać długoterminowy obraz polskiej gospodarki i sektora energetycznego.

Jednym z najważniejszych priorytetów polityki jest zdolność do stworzenia stabilnych i długoterminowych powiązań z inwestorami sektora energetycznego. Oznacza to stworzenie środowiska uregulowań prawnych i polityki regulacyjnej, które byłyby uczciwe, przejrzyste, spójne, przewidywalne i racjonalne. Ten priorytet stanowi istotę promocji zmian.

Inwestowanie nie dotyczy się wyłącznie produkcji i dystrybucji. Inwestowanie w sprawność energetyczną jest często trudne z powodu ograniczeń natury prawnej, technicznej i kulturowej. Szersza interpretacja tworzenia przyjaznego środowiska inwestycyjnego obejmowałaby również rynkowe i prawne przeszkody do inwestowania w tej branży.

Wybór klienta. Swoboda klienta w zakresie wyboru oferowanych w branży energetycznej usług i cen powinna zmusić producentów i dostawców elektryczności do efektywnego działania w trosce o klienta. Klient ma również prawo wyboru sprawności energetycznej. Nawet jeśli rynek oferuje klientom dobre korzyści ekonomiczne, często nie zapewnia on wyboru opcji sprawności energetycznej z powodu braku zainteresowania, informacji lub motywacji. Omawiany priorytet polityki może dostarczyć środków do ożywienia rynku sprawności energetycznej poprzez informowanie i motywowanie klientów i dostawców. Wybór klienta jest elementem pozytywnym pod warunkiem, iż podejmowane decyzje są racjonalne. Ten priorytet ma znaczenie edukacyjne. Nadmierna swoboda w dokonywaniu wyboru może mieć jednak negatywne skutki. Jeśli uniemożliwi się dostawcy zawarcie z klientem jakiegokolwiek rodzaju długoterminowej umowy na dostawy, trudno będzie zachęcić dostawcę do podtrzymywania stosunków handlowych z tym klientem i do dłuższej współpracy z nim w celu poprawy efektywności jego zużycia energii.

Porażki rynku. Energetyka jest dziedziną narażoną na „porażki rynku” w zakresie finansowania. Oznacza to, że mimo względnie wysokiego zysku, inwestycje nie są podejmowane. Częstym problemem jest brak inwestycji w sieci energetyczne. Brak dostępu do akcji przedsięwzięć energetycznych jest kolejnym brakiem rynku w Polsce i Europie Środkowej. Rząd może świadomie wpłynąć na te obszary poprzez swoją politykę.

Efektywność środowiskowa

Zasoby są cenne i ograniczone. Ponadto ich eksploatacja ma zastraszająco negatywny wpływ na środowisko. Priorytet efektywności środowiskowej jest filarem polityki energetycznej Unii Europejskiej i podstawą do określenia sztywnych celów.

Efektywne wykorzystane zasobów. Dążenie do efektywności produkcji, przesyłu i docelowego wykorzystania wydaje się być instynktowne, co nie oznacza, że cel ten jest zawsze osiągalny. Efektywność energetyczna jest zazwyczaj trudna do osiągnięcia, z wyjątkiem sytuacji znacznego wzrostu ceny energii (jak na przykład podczas kryzysu OPEC). Oto dlatego też często potrzebuje ona interwencji rządowej, co sprawia, że musi być uznana za główny priorytet. Z przyczyn oczywistych dążenie do osiągnięcia efektywności środowiskowej może być często zbieżne z dążeniem do osiągnięcia efektywności ekonomicznej i bezpieczeństwa dostaw.

Niskie wykorzystanie pierwiastka węgla. Walka z efektem cieplarnianym musi być filarem polityki energetycznej. Stanowi ona serce polityki energetycznej Wielkiej Brytanii, Niemiec oraz innych krajów Unii Europejskiej. Jest to wielkie wyzwanie i wymagające stanowczych decyzji politycznych. EU ETS jest głównym wykorzystywanym obecnie środkiem politycznym. Problem jednak nie zostanie rozwiązany przez EU ETS, dlatego też musi zostać ustanowiony długoterminowy priorytet jednomyślnego i silnego zaangażowania się rządu w walkę o ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

Niski poziom zanieczyszczenia. Polityka powinna szukać rozwiązania problemu trucicieli, zwłaszcza w obszarach, gdzie sama ekologia nie może sobie z nim poradzić.

Zaangażowanie społeczne

Zaangażowanie społeczne jest ważnym priorytetem politycznym dla sektora energetycznego, gdzie zmiany powodują szkody społeczne. Co więcej, postawy i zachowania społeczne ogromnie wpływają na potrzeby sektora energetycznego.

Niedobór paliwa. Użytkownicy dotknięci ubóstwem energetycznym stoją przed wyborem pomiędzy jedzeniem albo ciepłem. Skłonni są także do niekontrolowanego spalania tanich paliw, narażając się na uszczerbek na zdrowiu. Priorytet zmniejszenia ubóstwa energetycznego wiąże się z specyficznymi środkami społecznymi skierowanymi do najuboższych. Celem polityki w Wielkiej Brytanii jest np., aby najuboższe gospodarstwa domowe nie przeznaczały na zaspokojenie indywidualnych potrzeb energetycznych więcej niż 10% dochodów.

Poszkodowane społeczności. Polityka energetyczna może mieć bezpośredni negatywny wpływ na społeczności: odejście od wykorzystania węgla powoduje nasilenie się na trudności społecznych w środowisku górniczym. Troska o dobrobyt tych społeczności może zarówno ułatwić przejście z węgla na inne podstawy gospodarki, jak i złagodzić trudności związane z tą zmianą.

Świadomi konsumenci. Na dłuższą metę edukacja może się okazać najbardziej skutecznym narzędziem do osiągnięcia „czystego” i wydajnego sektora energetycznego. Od świadomych konsumentów można oczekiwać, dokonywania właściwych wyborów, w zakresie „czystości” energii i wydajnego energetycznie prowadzenia gospodarstwa domowego. Świadomi konsumenci są nieodzownym elementem efektywnego rynku sprawności energetycznej. Dlatego, jako część priorytetu zaangażowania społecznego, silna i długoterminowa strategia edukacyjna mogłaby okazać się jedną z najbardziej opłacalnych rządowych inwestycji w branży energetycznej.

Doskonałość technologiczna

Ponieważ doskonałość technologiczna jest istotnie środkiem do osiągnięcia celu (takiego jak sprawność), jest ona na tyle ważna dla sektora energetycznego, że musi również

zostać uznana za priorytet. Sektor energetyczny może przejść duże, opłacalne zmiany technologiczne, ale pod warunkiem jednak, że inwestorzy otrzymają właściwe sygnały i bodźce w postaci przekształcenia polityki rządowej. Doskonałość technologiczna odnosi się do różnych etapów cyklu rozwoju i funkcjonowania technologii.

Komercjalizacja. Aktywne wspieranie komercjalizacji nowych technologii energetycznych jest odpowiednią polityką do wspierania przez państwo. Nawet wolne rynki boją się nowych technologii, zwłaszcza w przypadkach długich okresów zwrotu z kapitału. Tak więc rząd ma do odegrania bardzo ważną rolę we wspieraniu komercjalizacji nowych technologii, zarówno po stronie popytu jak i podaży.

Badania naukowe i rozwój. W celu osiągnięcia doskonałości technologicznej, rząd może stworzyć czynne strategie promocji badań naukowych i rozwoju w dziedzinie energetyki, zarówno w instytutach naukowo-badawczych, jak i przedsiębiorstwach.

Transfer technologii. Zachęcenie do rozpowszechniania najlepszych światowych technologii i krzewienie ich w Polsce może znacznie wpłynąć na tempo rozwoju technologicznego. Im szybciej, tym lepiej, skoro dzisiaj przedsiębiorstwa podejmują w dziedzinie technologii nieodwracalne decyzje na następnych czterdzieści lat. Równoczesne wspieranie udostępniania obcym rynkom polskich technologii energetycznych pobudzi eksport i stworzy miejsca pracy.

Zasady polityki energetycznej wyznaczają długofalową strukturę. Struktura ta musi przewidywać specjalne środki i programy, których kompozycja została przedstawiona poniżej. Składają się one z pięciu poniższych części:

- niskie zapotrzebowanie
- niskie zużycie pierwiastka węgla
- ekonomia i finanse
- aspekty społeczne
- zachęcanie do innowacji.

Niskie zapotrzebowanie na energię

Cel ogólny	Opracowanie polityki obniżania zapotrzebowania odbiorców końcowych na energię w całej gospodarce.
Uzasadnienie	Dzięki rozwijaniu gospodarki o niskim zapotrzebowaniu na energię Polska zbuduje bardziej konkurencyjny przemysł, osiągnie lepszy bilans płatniczy, mniejszą zależność od importu i będzie w mniejszym stopniu negatywnie oddziaływać na środowisko.
Cele bezpośrednie	Założyć cel zmniejszania energochłonności o 0,5% rocznie więcej niż cel określony w scenariuszu odniesienia. Cel jest realistyczny i wykonalny, mimo iż stanowi wyzwanie.

Korzyści	Zużycie paliw pierwotnych w roku 2030 byłoby o 13 Mtoe mniejsze niż bez założenia takiego celu. Mogłoby to zmniejszyć emisję CO ₂ o około 50 Mt o rocznej wartości 250 mln euro.
-----------------	---

Zarządzanie popytem, dotychczas ubogi krewny polskiej polityki energetycznej, musi stać się jej podstawowym filarem. Dlatego też planiści i decydenci w dziedzinie energii muszą równie głęboko rozważyć oszczędności energetyczne i zwiększenie wolumenu produkcji ciepła i energii elektrycznej. Poziom wysiłków związanych z polityką i finansowaniem oszczędności energetycznych powinien być współmierny do poziomemu wysiłku i finansów wkładanych w wytwarzanie i przesył – zarówno dla źródeł odnawialnych jak i konwencjonalnych. Wielkość, ranga i poziom zatrudnienia instytucji odpowiedzialnych za sprawność energetyczną powinny co najmniej odpowiadać instytucjom zajmującym się wytwarzaniem i przesyłem. Mamy też do czynienia ze zwykłą zmianą podejścia, pozwalającą jednak na zaoszczędzenie setek milionów euro rocznie.

Jeśli instytucje zajmujące się sprawnością energetyczną otrzymają odpowiednie finansowanie, zakres możliwych do opracowania we współpracy z sektorem przemysłu i grupami obywatelskimi programów polityki energetycznej znacznie się poszerzy o coraz to nowe najlepsze światowe praktyki i własne nowatorskie rozwiązania. Wysiłki te byłyby finansowane w zasadzie przez handel emisjami, poprzez sprzedawanie AAU w ramach Protokołu z Kioto, lub przyznawanie w ramach przydziałów w unijnym systemie handlu emisjami.

Polityka energetyczna dzieli się na sześć obszarów: przemysł, mieszkalnictwo i usługi komunalne, sektor energetyczny, strona podaży, edukacja i transport. Transport wymieniono jedynie ze względu na jego wagę, ale szczególnie zalecenia dotyczące tego zagadnienia wykraczają poza zakres tego raportu.

Przemysł. Oszczędności energetyczne mogą być zrealizowane poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło i elektryczność w procesach przemysłowych w następstwie zmiany projektu instalacji lub modernizacji, stosowania silników elektrycznych i układów energetycznych o wyższej sprawności, odzyskania energii z procesów technologicznych, lepszego zarządzania energią w budynkach; oraz stosowania kotłów o wyższej sprawności i szerszego stosowania produkcji skojarzonej.

Korzyści ekonomiczne zachęcające do oszczędzania obejmowałyby cały zakres: od norm w niektórych przypadkach, do mechanizmów typu rynkowego, pozwalających firmom na czerpanie korzyści z „węglowych papierów wartościowych”. Szczególnie użyteczny może okazać się program EU ETS.

Ważniejsze środki podano poniżej.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Normy i regulacje	– Ustalenie minimalnych norm sprawności energetycznej dla kotłów przemysłowych i urządzeń energetycznych

	– Szybsze przydzielanie zezwoleń i szybsze określenie zasad planowania produkcji skojarzonej i wysokosprawnych inwestycji energetycznych
Wspieranie	– Programy informacyjne dla małych i średnich przedsiębiorstw dotyczące podnoszenia sprawności energetycznej – Finansowanie wybranych pilotażowych lub demonstracyjnych programów
Podatki i subwencje	– Pozwolenie na wysoki poziom odliczeń inwestycyjnych dla inwestycji o wysokiej sprawności energetycznej – Finansowanie pokrywające koszty inwestowania w najlepsze dostępne technologie, w porównaniu do utrzymania status quo (finansowanie z nadwyżki wynikającej z paupów określonych w Kioto lub z opłat z tytułu zmian klimatycznych) – Niskie obciążenia podatkowe dla firm ESCO
Mechanizmy rynkowe	Stosowanie mechanizmów EU ETS do promowania wysokosprawnych energetycznie rozwiązań, włącznie ze zwiększeniem dostępu do programu dla małych instalacji pracujących w skojarzeniu; stworzenie rezerwy dla użytkowników ciepła odpadowego

Mieszkalnictwo i usługi komunalne. Oszczędności energetyczne są w tym przypadku bardzo rozproszone. Często występują trudności w skoncentrowaniu oszczędności energetycznych w stopniu pozwalającym każdemu użytkownikowi odczuć korzyść. Skuteczna polityka musi albo pozwalać na koncentrację tych korzyści, tak by oszczędzanie przysporzyło zauważalnych korzyści ekonomicznych – lub by oszczędności energii nie były czynione z pobudek ekonomicznych.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Normy i przepisy	– Ustalenie efektywnych minimalnych norm sprawności dla kotłów domowych i małych kotłów – Ustalenie efektywnych minimalnych norm sprawności dla izolacji w nowych budynkach, itp. – Minimalne normy urządzeń do produkcji skojarzonej dla budownictwa mieszkaniowego – Minimalne normy zarządzania energią dla budynków administracji państwowej

Wspieranie	<ul style="list-style-type: none"> - Programy informacyjne dla małych i średnich przedsiębiorstw dotyczące podnoszenia sprawności energetycznej - Prowadzenie współzawodnicstwa w oszczędzaniu energii w szkołach, szpitalach i budynkach publicznych - Finansowanie wybranych programów pilotażowych i pokazowych - Nagrody dla projektantów i architektów za wprowadzanie sprawności energetycznej
Podatki i subwencje	<ul style="list-style-type: none"> - Subwencje na modernizację systemów centralnego ogrzewania i sterowania - Finansowanie rekompensujące dodatkowe nakłady inwestycyjne związane z wdrażaniem najlepszych dostępnych technologii w miejsce dotychczasowych technologii (finansowanie przez nadwyżkę wynikającą z ustaleń z Kioto lub opłat z tytułu zmian klimatycznych) - Niskie obciążenia podatkowe dla firm ESCO
Mechanizmy rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> - Programy pozwalające sektorowi pomocniczemu (np. szpitale, szkoły) uzyskiwać korzyści z oszczędności zużycia pierwiastka węgla (wymiana AAU za zdrowie lub AAU za kształcenie) - Wprowadzenie kotłów dla sektora pomocniczego (tj. mocy rzędu setek kW) do polskiego programu ETS dla SO_x i NO_x

Sektor zawodowych producentów ciepła i elektryczności. Sektor zawodowych producentów ciepła i elektryczności może, a nawet powinien być zachęcany do uczestniczenia w wysiłkach na rzecz oszczędności energii poprzez zmniejszenie strat i podniesienie sprawności w miejskich/osiedlowych systemach centralnego ogrzewania, poprzez odpowiednie sformułowanie umów dostawy dla klientów, w których obydwie strony odnoszą korzyści z tytułu uzyskanych oszczędności, poprzez uczestnictwo w programach zmniejszenia szczytowego i minimalnego poboru mocy, a tym samym utrzymanie ogólnej sprawności wytwarzania na najwyższym poziomie. Również poprzez obowiązek inwestowania pewnej części zysków w przedsięwzięcia w zakresie zarządzania popytem.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Obowiązki	<ul style="list-style-type: none"> - Stworzenie obowiązku inwestowania pewnej części zysków w działania podnoszące sprawność po stronie klientów - Wymaganie uzasadniania zezwolenia na dodatkową moc w świetle wysiłków podejmowanych dla uzyskania oszczędności energetycznych
Wspieranie	<ul style="list-style-type: none"> - Zachęta dla wytwórców energii elektrycznej do współpracy z klientami dla zmniejszenia szczytowych i minimalnych poborów mocy z sieci - Zachęta dla wytwórców energii w skojarzeniu do współpracy z odbiorcami ciepła dla zwiększenia sprawności dystrybucji energii
Umowy o świadczenie usług	Zezwalać i zachęcać producentów ciepła i energii elektrycznej do przystępowania do długoterminowych umów, których formuła zachęca zarówno klientów jak i odbiorców do oszczędzania energii i inwestowania w sprawność energetyczną (usługi ESCO)
Reguły rynkowe	Zachęcanie producentów ciepła i elektryczności do inwestowania w zarządzanie popytem jako alternatywa dla działań bezpośredniego zmniejszania emisji (np., przez usprawnienia w systemie sieci centralnego ogrzewania)
EU ETS	<ul style="list-style-type: none"> - Zapewnienie producentom energii skojarzonej pełnej korzyści z „premią cieplną” przy alokacji uprawnień EU ETS, co będzie odzwierciedleniem ich wyższej sprawności energetycznej w porównaniu do producentów samej energii elektrycznej - Stworzenie rezerwy pozwalającej firmom energetycznym na korzystanie z podłączenia nowych odbiorców do sieci cieplnej i elektrycznej w przypadkach, gdy prowadzi to do możliwego do wykazania ogólnego wzrostu sprawności

Strona dostawy. Osoby odpowiedzialne za zarządzanie energią i za podejmowanie decyzji dotyczących energii muszą być wspierane w swoich działaniach. Obejmuje to osoby zarządzające energią w firmach lub budynkach, architektów, projektantów, budowniczych i przedsiębiorców.

Pełne wykorzystanie kompetencji zawodowych tych osób zaowocuje podniesieniem sprawności energetycznej całego sektora.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Szkolenie, edukacja	<ul style="list-style-type: none"> – Stałe programy szkoleniowe i podnoszenie zawodowych kwalifikacji osób odpowiedzialnych za zarządzanie energią, architektów, projektantów, budowniczych – Sprzedaż i marketing, planowanie działalności gospodarczej, język i obce szkolenia techniczne dla przedsiębiorców działających w dziedzinie sprawności energetycznej, dla firmy ESCO – Programy wymiany z innymi krajami w ramach promocji przepływu wiedzy
Wspieranie	<ul style="list-style-type: none"> – Nagrody za sprawność energetyczną dla projektantów, architektów – Stosowanie projektów pilotażowych i pokazowych
Finansowanie	<ul style="list-style-type: none"> – Promowanie programów gwarancyjnych typu IFC dla pożyczek ESCO
Mechanizmy rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> – Skonstruowanie programu pozwalającego firmom ESCO na korzystanie z programu EU ETS lub na otrzymywanie korzyści „węglowych” z tytułu oszczędności energetycznych

Szkolenie i informacja. Celem jest zaszczepienie w uczniach głębokiej rozważliwości w zarządzaniu energią, tak aby z biegiem czasu, gdy staną się dorośli i będą podejmować decyzje, kwestia oszczędzania energii i zasobów była dla nich priorytetowa. Są to stosunkowo niskonakładowe działania pozwalające na uzyskanie znacznych korzyści długoterminowych.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Edukacja w szkołach	<ul style="list-style-type: none"> – Moduł poświęcony energii i sprawności energetycznej organizowany od szkoły podstawowej wzwyż; współzawodnictwo szkół w oszczędzaniu energii
Szkolenie dorosłych	<ul style="list-style-type: none"> – Promowanie szkolenia dla dorosłych w zakresie dobrego gospodarowania energią na potrzeby domowe, „zrób to sam” w zakresie oszczędności energetycznych

Niskie zużycie pierwiastka węgla

Cel ogólny	Ukierunkowanie wytwarzania ciepła i elektryczności na niskie zużycie pierwiastka węgla poprzez promowanie czystych technologii węglowych i rozwój krajowych zasobów energii odnawialnej.
Uzasadnienie	Gospodarka oparta na niskim zużyciu pierwiastka węgla jest jedynym trwałym długoterminowym rozwiązaniem. Polska powinna maksymalnie zoptymalizować wykorzystanie swoich ogromnych zasobów węgla. Dzięki opracowywaniu krajowych rozwiązań niskiego wykorzystania pierwiastka węgla zależność od importowanego z Rosji gazu zostanie zminimalizowana.
Cele bezpośrednie	Polska staje się do roku 2020 jednym z trzech największych światowych eksporterów technologii czystego węgla drugiej generacji; do roku 2030 20% energii elektrycznej pochodzi w Polsce z elektrowni opalanych czystym węglem; do roku 2030, węgiel kamienny i brunatny stanowią niecałe 25% całkowitego wolumenu zużytych paliw pierwotnych; do roku 2030, 20 mln ton krajowej biomasy wykorzystywanych będzie do wytwarzania energii elektrycznej; (v) 22% ciepła i 12% energii elektrycznej będzie pochodziło ze źródeł odnawialnych.
Korzyści	Do roku 2030 emisja CO ₂ byłaby o 60-70 mln ton rocznie mniejsza (około 15%-20%) niż w ramach Scenariusza odniesienia, co dostarczyłoby gospodarce dodatkową korzyść w postaci 300-350 mln euro rocznie. Eksport technologii przynosiłby znaczne dochody i miejsca pracy. Skoncentrowanie się na technologii czystego węgla i odnawialnych źródłach energii pozwoliłoby na uniknięcie importu 15-15 Mtoe gazu ziemnego i równoczesne dalsze ograniczenie emisji CO ₂ .

Nowoczesne gospodarki funkcjonują wedle zasady niskiego zużycia pierwiastka węgla. Nawet Stany Zjednoczone inwestują obecnie miliardy w badania nad sposobem obniżenia zużycia pierwiastka węgla w gospodarce. Po zmaksymalizowaniu możliwości zarządzania popytem, następnym krokiem jest zmniejszenie udziału pierwiastka węgla w wytwarzaniu ciepła i elektryczności. Jest to możliwe poprzez podniesienie sprawności technologii opartej na węglowodorach oraz stosowanie odnawialnych zasobów energii.

Sektor elektroenergetyczny oparty na niskim wykorzystaniu pierwiastka węgla nie jest obecnie „konkurencyjny”

w stosunku do sektora konwencjonalnego. Sytuacja może ulec zmianie jedynie dzięki opracowaniu nowych technologii. Stały spadek kosztów elektrowni wiatrowych od początku lat osiemdziesiątych wskazuje na możliwości obniżania ceny, z chwilą przejścia technologii energii odnawialnej z fazy eksperymentalnej do użytkowej. Podobnych usprawnień oczekuje się w przyszłości w dziedzinie czystego węgla, biomas, biogazu i energii słonecznej, w miarę rozwoju i ostępu ekonomicznego prac badawczo-rozwojowych.

Promowanie energetyki opartej na niskim wykorzystaniu pierwiastka węgla będzie wymagało inwestycji. Niemniej wysokość inwestycji niekoniecznie przekroczy koszt stosowania konwencjonalnych technologii, zważywszy, że rozproszona energetyka pozwala na dokonanie znacznych oszczędności na inwestowaniu w sieci. Do finansowania tych przedsięwzięć można wykorzystać EU ETS i nadwyżkę z Kioto. Połączenie polskiego rynku certyfikatów energii odnawialnej z innymi rynkami UE może stać się dodatkowym finansowym bodźcem.

Czysty węgiel. Wierzmy, że Polska może stać się liderem w dziedzinie czystych technologii węglowych. Już teraz kraj dysponuje ogromnym doświadczeniem w zakresie technologii spalania węgla. Ze względu na swoje zasoby węgla, Polska może dużo zyskać jeśli opracuje wysokosprawne i przyjazne dla środowiska technologie oparte na węglu. Bez takich technologii wartość zasobów węgla zmaleje z chwilą wejścia w życie zaostrzonych przepisów dotyczących zmian klimatycznych. Zamieszczona poniżej część: Zachęcanie do innowacji poświęcone jest w całości temu zagadnieniu.

Wierzmy, że w ciągu następnych 10 do 15 lat Polska zacznie odczuwać korzyści płynące z tych nowoczesnych technologii i zbuduje nowe oparte na węglu moce produkcyjne o dużo wyższych niż obecnie standardach emisyjnych i parametrach sprawnościowych. W międzyczasie, inwestycje w badania i rozwój czystych technologii węglowych powinny uzyskać przywileje i ulgi podatkowe i być może także przejściowe łagodne kryteria oceny zgodności z docelowymi normami SO_x .

Równocześnie, rząd powinien dokonać rewizji priorytetów dotyczących Dyrektywy LCP (o dużych źródłach energetycznego spalania paliw) i rozpatrzyć kwestię wdrożenia Dyrektywy LCP w szerszym kontekście przejścia do gospodarki czystego węgla w ciągu najbliższych dziesięciu do piętnastu lat. Zamiast wydać bezpowrotnie konieczną w tym przypadku sumę 10 mld euro na przyspieszone przystosowania do wymogów Dyrektywy LCP, Polska powinna rozważyć, czy wspomniane środki nie mogłyby być bardziej optymalnie wydatkowane na obniżenie zapotrzebowania, promowanie odnawialnych źródeł energii i opracowywanie technologii czystego węgla, co doprowadziłoby do odpowiedniego zmniejszenia emisji SO_x .

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Normy i przepisy	„Zamienić” normy z Dyrektywy LCP na usprawnienia w wytwarzaniu z małym udziałem pierwiastka węgla, co i tak pozytywnie wpłynie na emisję SO_x

Podatki i subwencje	Zezwolić na wysoki poziom ulg inwestycyjnych związanych z prowadzeniem prac badawczo rozwojowych nad czystym węglem – eliminacja wszystkich konwencjonalnych subsydiów węglowych – i wykorzystanie nadwyżki z Kioto na rekompensaty dla grup odczuwających konsekwencje tych zmian
Finansowanie	Współpracować z grupami kapitału wysokiego ryzyka w celu opracowania technologii czystego węgla i podjąć inwestycje wyższego ryzyka w energię
Mechanizmy rynkowe	Wykorzystać elementy EU ETS do promowania inwestycji w czysty węgiel

Odnawialne źródła energii. Polityka niskiego udziału pierwiastka węgla nie może opierać się wyłącznie na czystym węglu. Należałoby promować także odnawialne źródła energii i prawa dotyczące energii odnawialnej wraz z programem handlu certyfikatami energii ze źródeł odnawialnych. Jednakże wydaje się, że ten program musi zostać rozbudowany w trzech ważnych obszarach w celu zminimalizowania kosztów energii odnawialnej w Polsce.

Po pierwsze, rząd powinien jak najszybciej powiązać ten program z innymi podobnymi programami w UE. W ramach takiego programu Polska mogłaby podzielić się ciężarem paliw odnawialnych z innymi krajami wykorzystując fakt, że:

- bardziej zamożni klienci mogą sobie pozwolić na wyższy niż Polska udział energii odnawialnej,
- Polska powinna posiadać możliwości wytwarzania pewnych typów energii odnawialnej taniej niż kraje UE, zwłaszcza pracochłonnych i wymagających dużych działań związanych z rolnictwem i odpadami rolniczymi. Rozwiązanie to powinno pozwolić UE na zredukowanie kosztów związanych z realizacją celów w zakresie energii odnawialnej oraz na lepszą akceptację polityczną tego obciążenia.

Po drugie, koniecznością jest podjęcie działań w kierunku ułatwienia dostaw surowców odnawialnych. Silny przymus stosowania energii odnawialnej doprowadzi do podwyżek cen, jeśli bariery strukturalne dla dostaw technologii energii odnawialnej i surowców paliwowych nie zostaną zlikwidowane. Bariery te to m.in. trudności w tworzeniu komercyjnych, niezawodnych dostaw biomasy, brak wiedzy i informacji (wśród rolników) na temat możliwości dostarczania biomasy, brak norm, problemy logistyczne. Koordynacja i pomoc skierowana do przemysłu leśnego i rolnego pomogłyby pokonać aktualne trudności poprzez zapewnienie dostaw odpadów drzewnych i biomasy. Konieczna jest także koordynacja działań politycznych, celem zapewnienia spójności pomiędzy polityką energetyczną a polityką rolną. Niezbędne są także działania w kierunku ułatwienia dostępu do sieci i zapewnienia odpowiedniego wyposażenia technicznego do zarządzania dostawami energii ze źródeł odnawialnych.

Po trzecie, interwencja rządu będzie konieczna w celu zapalenia luki w finansowaniu na wczesnych etapach rozwoju przemysłu energii odnawialnej. Istnieją alternatywy dla

subwencji bezpośrednich. Skorzystanie z EU ETS lub handel nadwyżkami AAU pozwoliłyby na stworzenie rezerwy na dofinansowanie przedsięwzięć w zakresie energii odnawialnej (zwłaszcza na pokrycie tej części kosztów finansowych, które stanowią dodatkowe ryzyko w stosunku do ryzyka w przedsięwzięciach konwencjonalnych). Dałoby to przywileje i ulgi dla inwestorów gotowych podjąć wyzwanie długoterminowych dostaw w zakresie paliw odnawialnych. Rząd powinien współpracować z bankami komercyjnymi i innymi specjalistami od finansów w zakresie opracowania zasad stosowania certyfikatów w produkcji z odnawialnych zasobów energii i „kredytów węglowych” jako zabezpieczenia dla inwestycji w odnawialne źródła energii.

Dopuszczenie detalistów energii elektrycznej do wprowadzania na rynek „zielonej energii” za dopłatą może pomóc w opracowaniu małego dobrowolnego rynku premiowanej energii elektrycznej, oferując pewną rekompensatę za wyższe koszty wytwarzania. Można tu wykorzystać finansowanie wynikające z Protokołu z Kioto dla wsparcia wszelkich kampanii wprowadzania do sprzedaży zielonej energii.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Normy i przepisy	<ul style="list-style-type: none"> – Szybsze przydzielanie zezwoleń i szybsze ustalanie zasad planowania produkcji skojarzonej i wysokosprawnych inwestycji energetycznych – Egzekwować normy zarządzania siecią celem ułatwienia dostępu do energii odnawialnej
Wspieranie	<ul style="list-style-type: none"> – Promowanie dobrowolnych rynków energii odnawialnej – Koordynacja, informacja i szkolenia dla sektora rolniczego
Podatki i subwencje	<ul style="list-style-type: none"> – Przyznanie wysokiego poziomu ulg inwestycyjnych za inwestowanie w odnawialne źródła energii i dostawy paliw odnawialnych
Finansowanie	<ul style="list-style-type: none"> – Współpraca z bankami przy opracowywaniu struktur finansowania przyszłego pakietu certyfikatów produkcji ze źródeł odnawialnych i „kredytów węglowych”
Mechanizmy rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> – Stosowanie elementów EU ETS do promowania energii odnawialnej i dostaw paliw odnawialnych – Otwarcie rynku certyfikatów produkcji ze źródeł odnawialnych przez połączenie z innymi rynkami UE i negocjowanie wspólnych celów – Wprowadzenie starych kotłów przeznaczonych do przystosowania do spalania biomasy do polskiego programu handlu emisjami SO_x i NO_x

Gaz. Użytkowanie gazu przez sektor energetyczny jeszcze w Polsce odbywa się na niewielką skalę. Część użytkowników, którzy przeszli na gaz wycofała się pod ciężarem wyższego kosztu energii. Jeśli Polska chce zwiększyć możliwości wytwarzania ciepła i energii elektrycznej ze źródeł opalanych gazem, konieczne są pewne gwarancje korzyści lub solidny program. W przeciwnym przypadku przedsięwzięcie nie będzie miało po prostu ekonomicznego sensu.

Jeśli ustalenie standardów i celów nie będzie wystarczające, następnym krokiem może być wprowadzenie przepisów regulujących obowiązkowy zakup, z dopłatą do ceny dla wysokosprawnych przedsięwzięć energetyki skojarzonej (tak jak na Węgrzech). Bardziej radykalnym posunięciem byłoby tworzenie programu certyfikatów dla produkcji z gazu na takich samych zasadach, jak program certyfikatów dla produkcji z odnawialnych źródeł energii.

Rodzaj regulacji	Proponowane środki
Podatki i subwencje	<ul style="list-style-type: none"> – Przyznanie wysokiego poziomu ulg inwestycyjnych na inwestowanie w opalane gazem źródła skojarzone
Mechanizmy rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> – Rozważenie przepisów regulujących obowiązkowy zakup i premiowane ceny za inwestycje w opalane gazem źródła skojarzone – Stosowanie elementów EU ETS i Polskiego Programu ETS dla SO_x i NO_x do promowania inwestycji w opalane gazem źródła skojarzone – Rozważenie programu obrotu certyfikatami ze źródeł opalanych gazem celem zwiększenia zużycia gazu
Działania strategiczne	<ul style="list-style-type: none"> – Liberalizacja i prywatyzacja sektora gazowego – Zapewnienie różnorodnych źródeł dostaw gazu dla uniknięcia nadmiernego uzależnienia od Rosji

Ekonomia i finanse

Cel ogólny	Stworzenie odpowiedniego środowiska dla inwestycji w energię elektryczną, które przyciągnęłyby nowe środki finansowe do sektora; optymalizacja wartości i korzyści wynikających z nadwyżki względem pułapów z Kioto.
Uzasadnienie	Bez względu na charakter sektora energetycznego, nie zostanie on odbudowany bez inwestowania. Przez stworzenie sektora przyjaznego inwestycjom, kraj najniższym kosztem rozwinięciem inwestycje w sektorze elektroenergetycznym.

Cele bezpośrednie (i) pozyskanie finansowania dla modernizacji i budowy 15 GWe do roku 2015 i dalszych 25 GWe do roku 2030; (ii) zgromadzenie do roku 2012 2 mld euro środków inwestycyjnych z handlu emisjami; (iii) całkowite wycofanie się państwa z sektora elektroenergetycznego do roku 2010

Korzyści Wprowadzenie do gospodarki 10-20 mld euro pochodzących w większości z bezpośrednich inwestycji zagranicznych wspierających bilans płatniczy i walutę pozwoli na stworzenie nowoczesnego sektora energetycznego bez obciążania finansów rządowych; nadwyżka z Kioto uwolni miliardy nowych środków finansowych dla gospodarki

Sektor elektroenergetyczny potrzebuje inwestycji, aby mógł się rozwijać. Bez inwestycji elektrownie w Polsce, a tym samym i gospodarka będą powoli upadać. Niepewność i niestabilne przywództwo polityczne rodzą obawy u inwestorów.

Każde dodatkowe ryzyko postrzegane na polskim rynku energii elektrycznej, biurokracja, faworyzowanie, rozdrabnianie i modyfikowanie przepisów, walki polityczne, niepotrzebna zwłoka przy podejmowaniu decyzji, obniża o wiele milionów wartość, jaką dla prywatyzacji stanowi polski majątek zakładów wytwarzania energii elektrycznej. Do odbudowania zaufania do polskiego sektora elektroenergetycznego jako celu wartego inwestowania potrzebna jest wielka zdolność przywódcza.

Odbudowanie zaufania do sektora elektroenergetycznego jako celu inwestowania wymaga dużych zdolności przywódczych. Elita rządząca powinna jasno określić zasady i korzyści, których inwestorzy mogą być pewni w ciągu nadchodzących dwudziestu lat.

Te sygnały są istotne dla zbudowania zaufania w sektorze. Być może Polska powinna poświęcić niektóre dotychczasowe powiązania w zamian za maksymalne długofalowe korzyści od inwestorów.

Stworzenie środowiska sprzyjającego inwestowaniu wymaga ustalenia sprawiedliwych reguł gry i wytworzenia prawdziwej konkurencji, ale także uniknięcia takiego rynku konkurencyjnego, na którym żaden z uczestników nie mógłby uzyskać względnie wysokich przychodów.

Konieczny jest wyraźny sygnał, który wskaże inwestorom w jaki sposób polityka fuzji firm zapewni zrównoważony poziom konkurencji na rynku.

Budżet wynikający z Kioto. Jeśli Rosjanie zdecydują się na ratyfikację Protokołu z Kioto, Polska będzie mogła uzyskać aktywa o wartości 2 mld euro w postaci nadwyżki wynikającej z Protokołu na lata 2008–2012 (patrz dane dodatek 1). Kwoty te są istotne także dla

polskiej gospodarki. Rozważne gospodarowanie nadwyżką z Kioto (polityka zarządzania popytem i polityka niskiego udziału pierwiastka węgla) może przedłużyć tę nadwyżkę na kolejne dwadzieścia, a nawet trzydzieści lat, generując tym samym setki milionów euro zysku w każdym pięcioletnim okresie. Nawet bez Kioto, unijny system handlu emisjami, pod warunkiem prawidłowego zarządzania i przezornej realizacji, może wygenerować dla polskich firm setki milionów dodatkowych środków pieniężnych w euro.

Istnieje oczywiście ryzyko związane z Protokołem z Kioto. Nawet Scenariusz Odniesienia przewiduje znaczne i ciągłe ulepszenia w zakresie energochłonności. W najgorszym przypadku jeśli ulepszenia nie zostaną zrealizowane, polskie zużycie energii będzie wzrastać równoległe ze wzrostem PKB. Przy wzroście emisji gazów cieplarnianych o 3% rocznie, Polska przekroczyłaby pułap wyznaczony w Kioto do roku 2020, co spowodowałoby utratę przez Polskę kwoty rzędu wielu miliardów w każdym okresie rozliczeniowym.

Budżet Kioto można zrealizować na trzy sposoby.

- Pierwszy, to bezpośrednia sprzedaż jednostek Assigned Amount Units (AAU) innym rządów.
- Drugi, to przedsięwzięcia realizowane w ramach Joint Implementation (Wspólnego Wdrożenia).
- Trzeci, to przedsięwzięcia realizowane za pośrednictwem systemu EU ETS (unijnego systemu handlu emisjami), przy pomocy którego rządy dokonują transferu uprawnień emisyjnych do sektora prywatnego, który następnie wymienia je na gotówkę poprzez handel emisjami.

Stawiając sektorowi warunki wykorzystania swojej nadwyżki EU ETS, rząd może skutecznie podnieść wartość inwestycji i ukierunkować je na określone, wybrane cele.

Chcielibyśmy wskazać sześć obszarów wykorzystania budżetu Kioto.

1. Dziedzina społeczna

Opis	pomoc dla środowisk górniczych dotkniętych osłabieniem działalności w górnictwie węglowym w wyniku stosowania polityki niskiego udziału pierwiastka węgla; wsparcie dla osób ubogich, pomoc w zmniejszeniu dotkliwych dla nich kosztów energii
Źródło	sprzedaż AAU
Kwota 2008–2012	300 mln euro

2. Badania i rozwój

Opis	wsparcie dla Polski, rola w opracowywaniu technologii czystego węgla i innych technologii pozwalających na zrównoważone gospodarowanie środowiskiem
Źródło	sprzedaż AAU
Kwota 2008–2012	400 mln euro

3. Sprawność energetyczna

Opis	środki na finansowanie w całej gospodarce działań zmierzających do zmniejszenia energochłonności
Źródło	wykorzystanie rezerw w ramach EU ETS
Kwota 2008–2012	500 mln euro

4. Energia odnawialna

Opis	środki na finansowanie promowania odnawialnych paliw i odnawialnego wytwarzania energii elektrycznej
Źródło	Wykorzystanie rezerw w ramach EU ETS
Kwota 2008–2012	500 mln euro

5. Edukacja w dziedzinie energii

Opis	finansowanie kształcenia w szkołach w dziedzinie właściwego postępowania z energią i w dziedzinie sprawności energetycznej
Źródło	sprzedaż AAU
Kwota 2008–2012	100 mln euro

6. Tworzenie możliwości

Opis	wzmocnienie infrastruktury koniecznej dla skutecznego monitorowania i egzekwowania przepisów dotyczących energii
Źródło	sprzedaż AAU
Kwota 2008–2012	50 mln euro

Aspekty społeczne

Cel ogólny	Ograniczenie obszaru ubóstwa energetycznego; wspieranie osób pokrzywdzonych przez politykę energetyczną; stworzenie społeczeństwa świadomego zagadnień energii
Uzasadnienie	Jeśli jakieś społeczności są poszkodowane przez politykę energetyczną, wówczas pozostała część społeczeństwa powinna starać się wspierać te grupy w inny sposób. Wysoki stopień świadomości zagadnień związanych z energią pozwoliłby stworzyć w przyszłości społeczeństwo najlepiej przystosowane do rozważnego gospodarowania zasobami energetycznymi.

Cele bezpośrednie	(i) zmniejszenie poziomu ubóstwa energetycznego do 5% społeczeństwa do roku 2015 i wyeliminowanie tego zjawiska do roku 2025; (ii) zapewnienie edukacji energetycznej na wszystkich poziomach edukacji.
Korzyści	Mniejszy poziom ubóstwa a przez to zdrowsze społeczeństwo i zdrowsza gospodarka; niższa energochłonność prowadząca do większej wydajności produkcji

Przeciętna polska rodzina przeznaczająca dzisiaj 10% swoich dochodów na wydatki związane z paliwem, ogrzewaniem i elektrycznością. Jest to wysoki odsetek w porównaniu do standardów UE, który odzwierciedla zarówno niski poziom dochodu Polaków jak i wysokie ceny energii i nieefektywne wykorzystanie energii do celów domowych. Istotne jest, aby zaopiekować się ubogimi grupami ludności i obniżyć koszty paliwa przy braku pieniędzy na modernizację własnych systemów ogrzewania i położenie izolacji na domach celem zmniejszenia kosztów paliwa. Problemy biednej ludności wiejskiej i miejskiej są odmienne, dlatego należy je rozpatrywać osobno.

Potrzebne będą bezpośrednie subwencje na termoizolację, energetycznie sprawne piece i kotły, lepsze systemy sterowania ciepłem i ewentualnie nawet systemy ogrzewania słonecznego, przy ograniczonej biurokracji i kosztach manipulacyjnych, a przy pro-aktywnym marketingu tych możliwości kierowanym do odbiorców końcowych. Wysokie normy sprawności energetycznej powinny zostać przyjęte dla budownictwa socjalnego i komunalnego, a gminy powinny mieć możliwość odzyskiwania wartości nie wyemitowanego dwutlenku węgla w wysokosprawnych energetycznie budynkach. Programy dla wsi, lokalnego zaopatrzenia w ścinki drzewne i granulaty biomasy powinny złagodzić problem nieoficjalnego pozyskiwania drewna do celów grzewczych i zapewnić na wsi nowe miejsca pracy. Pomogłoby to także zmniejszyć niekontrolowane spalanie węgla na potrzeby domowe – szkodliwe w skutkach dla zdrowia i środowiska.

Zagadnienia związane z energią powinny zostać włączone do krajowych programów edukacyjnych tak, aby już uczniowie szkół podstawowych wiedzieli czym jest energia, skąd się bierze, jaka jest cena jej wytwarzania dla środowiska i społeczeństwa oraz co mogą zrobić, aby zmniejszyć zużycie energii. Programy te mogłyby być finansowane ze społecznej i edukacyjnej części budżetu Kioto, prawdopodobnie ze sprzedaży jednostek AAU.

Zachęcanie do innowacji

Czy innowacje są zadaniem, czy samodzielnym przedsięwzięciem przemysłu? Uważamy, że przemysł musi mieć wsparcie w tym zakresie.

Elementy takie, jak długa żywotność majątku wytwórczego i ogromne inwestycje wymagane do wytwarzania energii elektrycznej i budowy sieci przesyłowej, politycznie delikatna kwestia kształtowania cen, złożoność problemów zarządzania siecią oznaczają, że sektor elektroenergetyczny nie jest naturalnym wielkim odbiorcą nowatorskich technik i nowych technologii. Korzyści płynące ze sprawności energetycznej oraz wzrost tejże sprawności są frustrująco niskie w porównaniu ze skokowym wzrostem tempa spadku kosztów, jakie obserwujemy pomiędzy kolejnymi generacjami układów elektronicznych o coraz to wyższym stopniu integracji. Dlatego też ci, którzy inwestują w innowacje w elektroenergetyce potrzebują prawdopodobnie jakichś zachęt lub bufora, aby mogli podjąć ryzyko technologii nowej generacji.

Innowacje obejmują kilka etapów: od koncepcji do pełnej komercjalizacji. Od momentu kiedy korzyść staje się pewnikiem, przemysł wykazuje większą gotowość podjęcia ryzyka. Na początku jednak interwencja państwa jest nieodzowna. Interwencja rządu powinna być ostrożna: jest mało prawdopodobne, że same pomysły i duch przedsiębiorczości będą pochodzić z ministerstw. Rząd powinien jednak czynnie ułatwiać ten proces – jego praca powinna polegać na sponsorowaniu programów stymulujących kreatywność.

Obok przedstawiono krótką listę pomysłów.

Za żadnym z tych środków nie stoją większe koszty finansowe, a mogą one pomóc w stymulowaniu rozwoju nowatorstwa i kreatywności. Przychody mogą być relatywnie wysokie. Agencje typu KAPE powinny dysponować ambitną wizją, właściwym finansowaniem, być obsadzone dynamicznymi, profesjonalnymi osobami, oraz powinny otrzymać zadanie tworzenia takich programów wspierających i zarządzania ich szerokim zakresem. Przykłady funduszy *Energy Saving Trust* i *Carbon Trust* z Wielkiej Brytanii są godne naśladowania.

Szczególnie ważne w pracy nad nowatorskimi rozwiązaniami byłoby opracowanie technologii czystego węgla, o ile to możliwe, z pochłanianiem pierwiastka węgla. Polska jest tu w dobrej sytuacji, ze względu na tradycje swojego przemysłu opartego na spalaniu węgla. Jest jednym z krajów, które mogą najwięcej zyskać na oszczędnych technologiach czystego węgla.

Rząd powinien rozważyć utworzenie ośrodka badawczego zajmującego się czystymi technologiami węglowymi. Polski Ośrodek Badawczy Czystych Technologii Węglowych dążyłby do uzyskania czołowej rangi europejskiej „kuźni” technologii czystego węgla. Ośrodek ten mógłby być finansowany ze sprzedaży AAU (z części budżetu Kioto), wpłat dokonywanych przez większe firmy energetyczne i dopłaty rządów innych krajów. Przykłady skutecznej współpracy pomiędzy rządem, uczelniami, przemysłem, i instytucjami finansującymi faktycznie istnieją w dziedzinie innowacji.

Wyciągnięcie wniosków z sukcesów i porażek innych może pozwolić Polsce poczynić również duże postępy.

Typ programu	Przykład
Etap „założka”	<ul style="list-style-type: none"> – Finansowanie technologii lub współzawodnictwo w dziedzinie oszczędzania energii – Zapewnienie, by przepisy odnoszące się do własności intelektualnej były czytelne dla osób z nich korzystających – Wspieranie wynalazców w zdobywaniu zabezpieczeń dla pomysłów – Zapewnienie równowagi pomiędzy prawem własności intelektualnej instytucji naukowych i ich pracowników – Wspieranie planowania działalności gospodarczej i gromadzenia kapitału
Finansowanie	<ul style="list-style-type: none"> – Współfinansowanie prototypów i zakładów pilotażowych dla niskoenergetycznych technik i technologii – Działanie w charakterze gwaranta struktury taryf dla nowatorskich rozwiązań, mające na celu promowanie oszczędzania energii – Stworzenie publiczno-prywatnego (regionalnego) funduszu VC dla niskoenergetycznych technologii
Ułatwianie współpracy	<ul style="list-style-type: none"> – Zachęcanie szkół wyższych i ośrodków badawczych do ścisłej współpracy z przemysłem i instytucjami finansowymi – Zachęcanie instytucji finansowych i przemysłu do ścisłej współpracy z gminami miejskimi w celu wprowadzenia nowatorskich ulepszeń w zarządzaniu energią w systemach centralnego ogrzewania oraz w budynkach komunalnych i w zasobach mieszkaniowych – Zachęcanie do wymiany pomysłów, informacji i wiedzy pomiędzy Polską a innymi krajami
Programy innowacyjne	<ul style="list-style-type: none"> – Sponsorowanie nowatorskich loterii związanych z oszczędzaniem energii – Wspieranie programów detalicznych „kredytów węglowych”

Dodatek

Przyszłe scenariusze dotyczące energii

Omówiono sześć scenariuszy przewidujących przyszłą strukturę zużycia energii w Polsce od roku 1997 do roku 2030:

- (I) Scenariusz odniesienia („RS”) zaczerpnięty z Założeń Polskiej Polityki Energetycznej, wraz z pewnymi poprawkami i ekstrapolacją danych do roku 2030
- (II) Scenariusz zaczerpnięty z publikacji Unii Europejskiej z roku 2003 pt. „Tendencje w dziedzinie energii i transportu do roku 2030” („EETT2030”), który przedstawia wykaz scenariuszy energetycznych dla wszystkich 25 krajów członkowskich UE, w oparciu o założenie „bez zmian” tzn. bez wprowadzenia dodatkowych elementów polityki energetycznej oprócz tych, które istniały do roku 2002
- (III) Scenariusz produkcji z niskim wykorzystaniem pierwiastka węgla („LCGS”), który zakłada ten sam poziom zapotrzebowania na energię, przy jednoczesnym założeniu, że zapotrzebowanie to będzie zaspokajane przez metody/systemy wytwórcze o mniejszym udziale pierwiastka węgla.
- (IV) i (V) Kolejna wersja Scenariusza Odniesienia i Scenariusza o niskim udziale pierwiastka węgla, która zakłada niższy poziom zapotrzebowania na energię w wyniku wdrożenia dodatkowych elementów polityki zarządzania popytem („RSLD” i „LCGLD”)
- (VI) Kolejna wersja Scenariusza Odniesienia, która zakłada wyższy poziom zapotrzebowania na energię („RSHD”)

Podsumowano je w poniższej tabeli.

Scenariusze te zbudowano według prostego modelu. Mają one na celu zilustrowanie szeroko pojętego wpływu różnych opcji polityki, zwłaszcza w kategoriach ogólnego zużycia energii, potrzeb inwestycyjnych i emisji gazów cieplarnianych

Wyniki głównych scenariuszy przedstawiono w dalszej części raportu. Nie są precyzyjne pod kątem naukowym i opierają się na uproszczonych założeniach.

Dla scenariuszy RS i LCG założenia dotyczące zużycia ciepła i elektryczności do roku 2020 zostały zaczerpnięte ze scenariusza odniesienia przedstawionego w dokumencie pt. „Założenia polskiej polityki energetycznej do roku 2020”. Następnie dokonano ich ekstrapolacji do roku 2030. Dokonano następnie pewnych poprawek w pierwotnych danych pochodzących z opublikowanego scenariusza odniesienia: wolniejszy wzrost wytwarzania z gazu i nieco wyższe zużycie węgla kamiennego i brunatnego.

Na podstawie uzyskanych poziomów zapotrzebowania zbudowano model służący do programowania rozwiązań technologicznych do produkcji ciepła i elektryczności i rodzajów paliwa do procesu produkcji. W przypadku scenariusza RS założono, że struktura udziałów poszczególnych technologii będzie podobna do dotychczasowej, przy czym główna różnica będzie polegała na wzroście wytwarzania opartego na spalaniu gazu.

Tam gdzie to było możliwe, staraliśmy się utrzymać założenia dotyczące całkowitego zużycia paliw pierwotnych ze Scenariusza odniesienia, i oddać przewidywane poziomy sprawności energetycznej, udziału ciepła i elektryczności oraz wskaźnika obciążenia.

Scenariusze zapotrzebowania

	Poziom zapotrzebowania – „bez zmian”	Niskie przyszłe zapotrzebowanie	Wysokie przyszłe zapotrzebowanie
Scenariusze wytwarzania	Technologie wytwarzania – „bez zmian”	(I) RS (II) EETT2030 – dla porównania –	(IV) RSLD (VI) RSHD
	Technologie wytwarzania z małym udziałem pierwiastka węgla	(III) LCGS	(V) LCGLD

Zapotrzeb. Enekr. (TWh)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Scen. LD	145,1	163,4	177,7	189,3	210,6	226,7	244,0
Scen. odniesienia	145,1	167,6	186,9	204,4	233,2	257,5	284,3
Scenariusz HD	145,1	176,3	206,7	237,9	285,5	331,6	385,0
<hr/>							
Low demand as % of Ref demand	100%	97%	95%	93%	90%	88%	86%
High demand as % of Ref demand	100%	105%	111%	116%	122%	129%	135%
<hr/>							
Zapotrz. Ciepło (mtoe)	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Scen. LD	27,8	20,8	19,7	18,7	17,8	16,8	16,3
Scen. Odniesienia	27,8	25,7	25,0	24,4	23,8	23,1	23,0
Scen. HD	27,8	23,6	24,2	24,9	25,5	26,1	27,4
<hr/>							
LD jako % of Scen. Odnies.	100%	81%	79%	77%	75%	73%	71%
HD jako % of Scen. Odnies.	100%	92%	97%	102%	107%	113%	119%

W przypadku scenariusza LCG, poczyniono bardziej agresywne założenia dotyczące sprawności energetycznej i udziału pierwiastka węgla w technologii wytwarzania ciepła i elektryczności: założono po pierwsze, że począwszy od roku 2015 dostępne będą komercyjnie bardziej opłacalne technologie wytwarzania „drugiej generacji” oparte na czystym węglu. Między rokiem 2015 a 2030 łącznie 8,5 GW mocy wytwarzanej z konwencjonalnego paliwa stałego zostanie zastąpionych przez technologię zgazowania węgla – zwiększając tym samym sprawność energetyczną z dzisiejszego poziomu wynoszącego obecnie około 38% do poziomu 50% do roku 2030. Ta druga grupa technologii nie jest dzisiaj konkurencyjna ekonomicznie. Jednakże za 10 do 15 lat, w wyniku dalszych ulepszeń technologicznych, wyższych cen węgla, technologie te mogą stać się powszechnie stosowanym rozwiązaniem. Ważną innowacją jest rozszerzenie istniejących technologii pierwszej generacji o polepszone parametry cyklu wodno-parowego (para o temperaturze 700 °C i ciśnieniu 300-400 bar) przy ogólnej sprawności wynoszącej 50%.

Innym osiągnięciem jest zgazowanie węgla, oraz możliwość wykorzystania gazu w CCGT. Kolejnym etapem byłaby metoda tlenowo-gazyfikacyjna stosowana do oddzielenia i związania CO₂.

Po drugie stosowany będzie dużo wyższy poziom energii odnawialnej do wytwarzania ciepła i elektryczności: elektrownie wiatrowe o łącznej mocy 3 GW wykorzystujące bryzę dają 50%-owy zysk; polityka leśna i rolna zostanie przystosowana do produkowania 18 mln ton biomasy rocznie do roku 2030. Biomasa będzie współspalana z węglem w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach. Przewiduje się budowę obiektów spalających samą biomasę. Taki poziom produkcji biomasy będzie możliwy tylko wtedy, gdy produkcja energii elektrycznej będzie w dużej mierze lokalna. W przeciwnym razie trudności logistyczne będą

praktycznie nie do rozwiązania! Po trzecie, łączna moc 2 GW pochodząca z istniejących elektrociepłowni węglowych zostanie zamieniona na moc ze spalania gazu. Jest to założenie wyższe niż przewidywał scenariusz odniesienia.

Scenariusz LCG również zakładał dalszy spadek zużycia węgla w gospodarstwach domowych na potrzeby grzewcze poprzez przejście zarówno na spalanie gazu jak i biomasy.

Dla scenariusza niskiego zapotrzebowania na energię założyliśmy, że zarządzanie popytem i sprawnością energetyczną przyniosą rocznie spadek energochłonności pod względem zużycia ciepła i energii elektrycznej na poziomie o 0,5% wyższym niż wzrost energochłonności przewidziany w scenariuszu odniesienia. Otrzymaliśmy skorygowane, niższe wartości zapotrzebowania na ciepło i elektryczność (patrz tabela 6).

Oznacza to, że wyniki polityki sprawności energetycznej są takie, iż zapotrzebowanie na energię elektryczną jest o 40 TWh niższe w roku 2030 niż w przeciwnym przypadku, a zapotrzebowanie na ciepło jest o 6,7 Mtoe niższe niż w przeciwnym przypadku.

Poprawione dane liczbowe dotyczące zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną zostały następnie użyte do ponownego przeanalizowania scenariuszy technologii i rodzajów paliwa stosowanych do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Założono, że niższe zapotrzebowanie na ciepło będzie odzwierciedlone niższą produkcją z elektrociepłowni opalanych węglem, natomiast niższe zapotrzebowanie na energię elektryczną zostanie rozłożone na elektrociepłownie opalane węglem i konwencjonalne zawodowe elektrownie opalane paliwami stałymi.

Ogólne zapotrzebowanie na moc nie zostało skorygowane w dół dla oddania niższego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. Założono raczej niższy wskaźnik obciążenia.

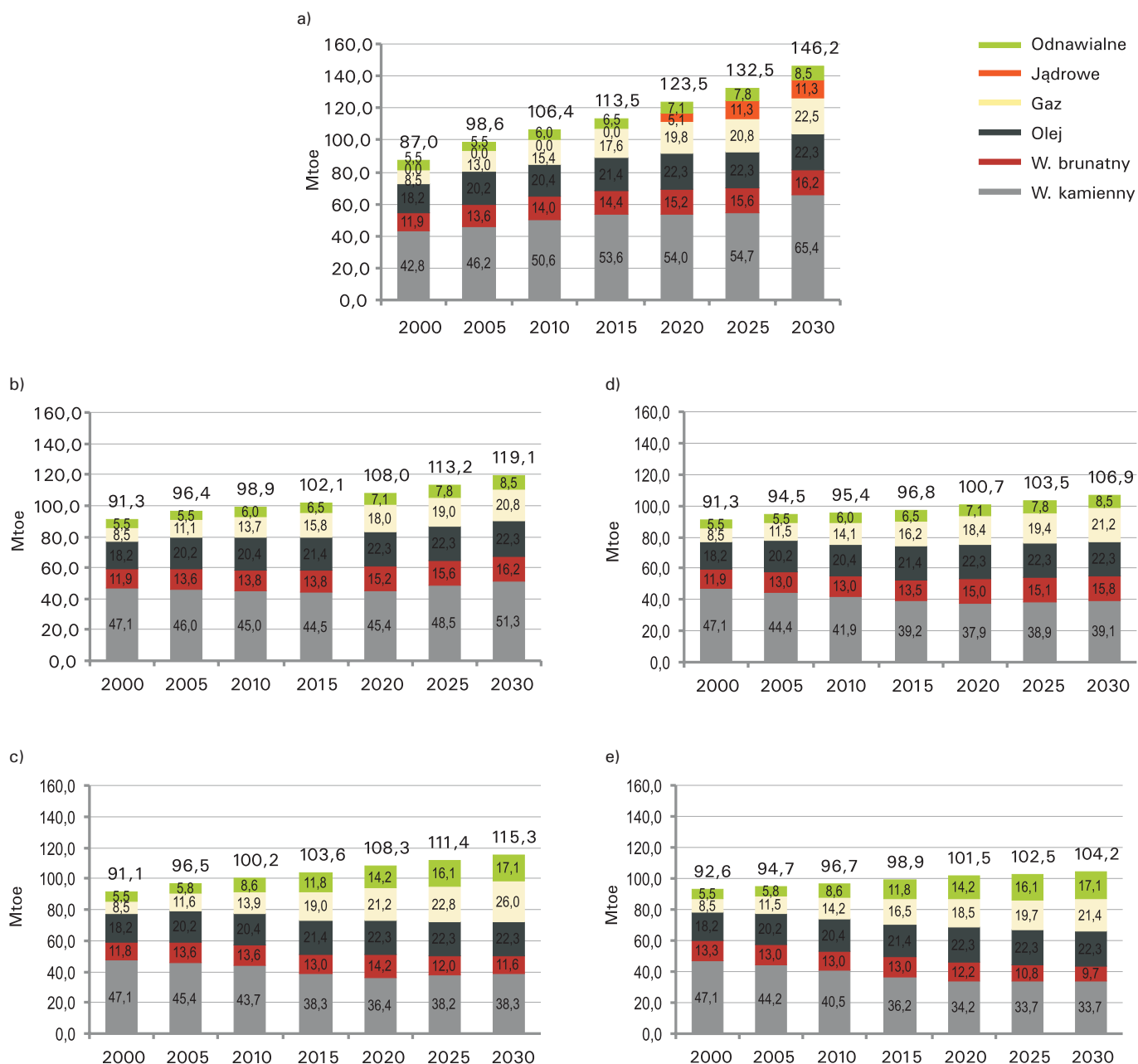
Wyniki głównych scenariuszy

		REFERENCE SCENARIO							EETT 2030							LOW CARBON GENERATION SCENARIO							
Final energy demand		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
<i>figures in mtoe</i>																							
Industry		24,9	25,8	27,3	28,6	31,0	32,7	34,9	19,6	17,5	17,0	17,0	17,2	17,6	18,3	24,9	25,8	27,3	28,6	31,0	32,7	34,9	
Domestic		16,0	14,8	14,6	14,6	14,6	14,7	15,0	17,2	17,5	19,3	21,8	24,1	25,3	25,9	16,0	14,8	14,6	14,6	14,6	14,7	15,0	
Tertiary		10,0	10,6	11,5	12,7	14,0	15,2	16,3	10,0	10,6	11,5	12,7	14,0	15,2	16,3	10,0	10,6	11,5	12,7	14,0	15,2	16,3	
Transport		9,4	10,3	12,0	14,0	16,3	17,8	19,2	9,4	10,3	12,0	14,0	16,3	17,8	19,2	9,4	10,3	12,0	14,0	16,3	17,8	19,2	
Total		60,3	61,4	65,4	69,9	76,0	80,5	85,4	56,3	55,8	59,7	65,4	71,6	76,0	79,7	60,3	61,4	65,4	69,9	76,0	80,5	85,4	
Electricity		TWh	145,1	167,6	186,9	204,4	233,2	257,5	284,3	143,2	154,2	182,9	218,7	261,0	295,4	327,2	145,1	167,6	186,9	204,4	233,2	257,5	284,3
of which renewable %		mtoe	12,5	14,4	16,1	17,6	20,1	22,1	24,4	12,3	13,3	15,7	18,8	22,4	25,4	28,1	12,5	14,4	16,1	17,6	20,1	22,1	24,4
			3,3%	3,8%	4,2%	3,7%	3,3%	3,0%	1,9%	3,4%	4,2%	5,5%	6,9%	8,0%	9,0%	3,6%	5,4%	8,1%	9,8%	11,2%	11,7%		
						1,0208																	
Heat		mtoe	29,0	26,6	25,8	25,1	24,4	23,8	23,5	29,0	26,6	25,8	25,1	24,4	23,8	23,5	29,0	26,6	25,8	25,1	24,4	23,8	23,5
of which renewable %			11,3%	11,6%	12,0%	12,3%	12,6%	12,8%	11,4%	14,0%	16,7%	17,9%	20,3%	22,3%	11,3%	14,0%	16,7%	17,9%	20,3%	22,3%			
Primary energy use		2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	
<i>figures in mtoe</i>																							
Hard coal		47,1	46,0	45,0	44,5	45,4	48,5	51,3	56,3	50,2	48,7	47,4	47,2	46,2	44,9	47,1	45,4	43,7	38,3	36,4	38,2	38,3	
Lignite		11,9	13,6	13,8	13,8	15,2	15,6	16,2	<i>Note: the above figures are for "solids"</i>							11,8	13,6	13,6	13,0	14,2	12,0	11,6	
Crude oil		18,2	20,2	20,4	21,4	22,3	22,3	22,3	20,0	21,5	24,0	27,3	31,5	35,0	38,0	18,2	20,2	20,4	21,4	22,3	22,3	22,3	
Natural gas		8,5	11,1	13,7	15,8	18,0	19,0	20,8	10,0	12,9	18,5	24,3	28,7	31,1	32,9	8,5	11,6	13,9	19,0	21,2	22,8	26,0	
Nuclear energy		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Renewable energy		5,5	5,5	6,0	6,5	7,1	7,8	8,5	4,3	5,3	5,2	5,4	6,9	6,9	7,9	5,5	5,8	6,6	11,8	14,2	16,1	17,1	
Total		91,3	96,4	98,9	102,1	108,0	113,2	119,1	90,5	89,9	96,5	104,4	114,3	119,1	123,8	91,1	96,5	100,2	103,6	108,3	111,4	115,3	
<i>figures in %</i>																							
Hard coal		52%	48%	45%	44%	42%	43%	43%	62%	56%	50%	45%	41%	39%	36%	52%	47%	44%	37%	34%	34%	33%	
Lignite		13%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	<i>Note: the above figures are for "solids"</i>							13%	14%	14%	13%	13%	11%	10%	
Crude oil		20%	21%	21%	21%	21%	20%	19%	22%	24%	25%	26%	28%	29%	31%	20%	21%	20%	21%	21%	20%	19%	
Natural gas		9%	11%	14%	16%	17%	17%	17%	11%	14%	19%	23%	25%	26%	27%	9%	12%	14%	18%	20%	20%	23%	
Nuclear energy		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
Renewable energy		6%	6%	6%	6%	7%	7%	7%	5%	6%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	9%	11%	13%	14%	15%	
Total		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Total fossil fuels		85,8	90,9	92,9	95,6	100,9	105,4	110,6	86,3	84,6	91,2	99,0	107,4	112,2	115,9	85,6	90,7	91,5	91,8	94,1	95,3	98,2	
cf. Original reference scenario		107,3	106,4	109,1	112,4	116,2			106,4	109,1	112,4	116,2			107,3	106,4	109,1	112,4	116,2				
Heat and power sector																							
Electricity demand (TWh)		145,1	167,6	186,9	204,4	233,2	257,5	284,3	143,2	154,2	182,9	218,7	261,0	295,4	327,2	145,1	167,6	186,9	204,4	233,2	257,5	284,3	
Cumulative average annual growth since 2000		2,9%	2,6%	2,3%	2,4%	2,3%	2,3%	1,5%	2,5%	2,9%	3,0%	2,9%	2,8%	2,9%	2,6%	2,3%	2,4%	2,3%	2,3%				
From																							
professional power plants		124,7	137,1	148,8	173,7	194,9	214,7								124,4	136,0	139,9	162,0	177,5	189,3			
cogeneration facilities		37,4	42,7	47,1	51,0	54,1	61,0								37,7	43,6	53,6	58,4	63,4	74,6			
wind and hydro		5,5	7,1	8,5	8,5	8,5	8,5								5,5	7,3	10,8	12,8	16,6	20,4			
nuclear		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Heat demand (mtoe)		29,0	26,6	25,8	25,1	24,4	23,8	23,5	29,0	26,6	25,8	25,1	24,4	23,8	23,5	29,0	26,6	25,8	25,1	24,4	23,8	23,5	
Installed capacity (GWe)		34,0	35,3	38,3	42,8	48,8	54,3	58,3	33,1	36,0	46,7	59,4	74,9	86,7	99,1	33,0	34,3	36,2	38,8	44,9	51,0	55,1	
New build, refurbishment (GWe)		1,3	7	9,5	7	6,5	5								2,6	4,7	6,3	14,0	11,2	5,6			
Investment in period - (Euro m)		1 240	5 820	7 950	5 850	5 350	4 000								1 460	3 395	4 405	10 045	8 975	6 225			
Efficiency of thermal (total output/total input)		58%	56%	55%	54%	52%	51%	35%	39%	41%	43%	45%	47%	49%	58%	56%	55%	53%	51%	50%			
Load (output/capacity x 8760)		49%	54%	56%	55%	54%	56%	49%	49%	45%	42%	40%	39%	38%	50%	56%	59%	60%	59%	58%	59%		
CO2 emissions (mtCO2)		317	333	337	343	361	378	396	290	273	286	304	325	336	343	317	332	331	323	329	330	336	
Macro economic assumptions																							
GDP (Euro 2000)		224,8	253,1	296,3	350,2	415,9	496,4	194,6	224,8	282,4	351,1	429,6	518,2	613,9	224,8	253,1	296,3	350,2	415,9	496,4			
GDP growth - Ref. Scenario, adjusted down		2,40%	3,20%	3,40%	3,50%	3,60%	3,80%	3,80%	4,30%	4,30%	3,60%	3,60%	2,40%	3,20%	3,40%	3,50%	3,60%						
GDP (Euro PPS - per EETT2030)		424,0	502,1	633,0	763,8	927,7	1 091,5	424,0	502,1	633,0	763,8	927,7	1 091,5	424	502	633	764	928	1 092				
GDP per head (Euro PPS - EETT2030)		10 800	12 575	15 698	18 934	22 996	27 058	10 800	12 575	15 698	18 934	22 996	27 058	10 800	12 575	15 698	18 934	22 996	27 058				
Energy intensity																							
Energy intensity (mtoe / Euro GDP bn)		0,429	0,391	0,344	0,308	0,272	0,240	0,400	0,342	0,297	0,266	0,230	0,202	0,429	0,396	0,350	0,309	0,268	0,232				
Annual change			-1,8%	-2,5%	-2,2%	-2,5%	-2,5%		-3,1%	-2,7%	-2,2%	-2,9%	-2,6%		-1,6%	-2,5%	-2,4%	-2,8%	-2,8%				
Energy intensity (mtoe / Euro GDP bn PPS)		0,227	0,197	0,161	0,141	0,122	0,109	0,212	0,192	0,165	0,150	0,128	0,113	0,228	0,200	0,164	0,142	0,120	0,106				
Annual change			-2,8%	-3,9%	-2,6%	-2,9%	-2,2%		-2,0%	-3,0%	-1,9%	-3,0%	-2,5%		-2,6%	-3,9%	-2,8%	-3,3%	-2,5%				
Net energy efficiency (end-use/primary)		66%	64%	66%	69%	70%	71%	72%	62%	62%	62%	63%	63%	64%	64%	66%	64%	65%	68%	70%	72%	74%	
Carbon intensity																							
CO2 emissions / GDP		1,48	1,33	1,16	1,03	0,91	0,80	1,21	1,01	0,87	0,76	0,65	0,56	1,48	1,31	1,09	0,94	0,79	0,68				
CO2 emissions / GDP PPS		0,79	0,67	0,54	0,47	0,41	0,36	0,64	0,57	0,48	0,43	0,36	0,31	0,78	0,66	0,51	0,43	0,36	0,31				
CO2 emissions / mtoe primary energy		3,48	3,46	3,41	3,36	3,35	3,32	3,21	3,03	2,97	2,91	2,84	2,82	2,77	3,47	3,44	3,31	3,12	3,04	2,96	2,91		
Kyoto position																							
Projected Kyoto cap		mtCO ₂ e	531	503	463	427	393	531	503	463	427	393	531	503	463	427	393						
Assume 50% reduction by 2050																							
Total GHG emissions		mtCO ₂ e	403	401	403	416	429	442	342	350	363	380	387	390	401	395	382	384	381	382			
Balance		mtCO ₂ e	130	100	47	-2	-49	181	140	83	39	3	136	121	79	46	11						
Value (at Euro 5/tCO ₂ e)		Euro m	652	501	235	-12	-246	906	699	415	197	16	681	603	395	228	53						

	REFERENCE SCENARIO - LOW DEMAND							LOW CARBON GENERATION SCENARIO - LOW DEMAND							REFERENCE SCENARIO - HIGH DEMAND						
Final energy demand	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<i>figures in mtoe</i>																					
Industry	24,9	25,1	25,9	26,5	28,0	28,8	29,9	24,9	25,1	25,9	26,5	28,0	28,8	29,9	24,9	27,1	30,2	33,4	38,1	42,3	47,4
Domestic	16,0	14,4	13,9	13,5	13,2	12,9	12,9	16,0	14,4	13,9	13,5	13,2	12,9	12,9	16,0	15,6	16,2	17,1	17,9	18,9	20,4
Tertiary	10,0	10,3	10,9	11,8	12,6	13,4	14,0	10,0	10,3	10,9	11,8	12,6	13,4	14,0	10,0	11,2	12,7	14,8	17,2	19,7	22,2
Transport	9,4	10,0	11,4	12,9	14,7	15,7	16,4	9,4	10,0	11,4	12,9	14,7	15,7	16,4	9,4	10,8	13,3	16,3	20,1	23,1	26,1
Total	60,3	59,9	62,1	64,7	68,5	70,7	73,2	60,3	59,9	62,1	64,7	68,5	70,7	73,2	60,3	64,7	72,5	81,6	93,3	104,0	116,2
Electricity	145,1	163,4	177,7	189,3	210,6	226,7	244,0	145,1	163,4	177,7	189,3	210,6	226,7	244,0	145,1	176,3	206,7	237,9	285,5	331,6	385,0
TWh	12,5	14,1	15,3	16,3	18,1	19,5	21,0	12,5	14,1	15,3	16,3	18,1	19,5	21,0	12,5	15,2	17,8	20,5	24,5	28,5	33,1
of which renewable %		3,4%	4,0%	4,5%	4,1%	3,8%	3,5%		3,7%	5,7%	8,7%	10,8%	12,7%	13,6%		3,1%	3,4%	3,6%	3,0%	2,6%	2,2%
Heat	27,8	20,8	19,7	18,7	17,8	16,8	16,3	27,8	20,8	19,7	18,7	17,8	16,8	16,3	29,0	28,9	29,5	30,2	31,0	31,8	33,1
mtoe		8,1%	8,6%	9,0%	9,5%	10,0%	10,3%		8,2%	11,2%	14,4%	16,0%	19,2%	21,9%		6,9%	6,8%	6,6%	6,5%	6,3%	6,1%
of which renewable %																					
Primary energy use	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<i>figures in mtoe</i>																					
Hard coal	47,1	44,4	41,9	39,2	37,9	38,9	39,1	47,1	44,2	40,5	36,2	34,2	33,7	33,7	42,8	46,2	50,6	53,6	54,0	54,7	65,4
Lignite	11,9	13,0	13,0	13,5	15,0	15,1	15,8	13,3	13,0	13,0	13,0	12,2	10,8	9,7	11,9	13,6	14,0	14,4	15,2	15,6	16,2
Crude oil	18,2	20,2	20,4	21,4	22,3	22,3	22,3	18,2	20,2	20,4	21,4	22,3	22,3	22,3	18,2	20,2	20,4	21,4	22,3	22,3	22,3
Natural gas	8,5	11,5	14,1	16,2	18,4	19,4	21,2	8,5	11,5	14,2	16,5	18,5	19,7	21,4	8,5	13,0	15,4	17,6	19,8	20,8	22,5
Nuclear energy	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	11,3	11,3
Renewable energy	5,5	5,5	6,0	6,5	7,1	7,8	8,5	5,5	5,8	6,6	11,8	14,2	16,1	17,1	5,5	5,5	6,0	6,5	7,1	7,8	8,5
Total	91,3	94,5	95,4	96,8	100,7	103,5	106,9	92,6	94,7	96,7	98,9	101,5	102,5	104,2	87,0	98,6	106,4	113,5	123,5	132,5	146,2
<i>figures in %</i>																					
Hard coal	52%	47%	44%	40%	38%	38%	37%	51%	47%	42%	37%	34%	33%	32%	49%	47%	48%	47%	44%	41%	45%
Lignite	13%	14%	14%	14%	15%	15%	15%	14%	14%	13%	13%	12%	11%	9%	14%	14%	13%	13%	12%	12%	11%
Crude oil	20%	21%	21%	22%	22%	22%	21%	20%	21%	21%	22%	22%	22%	21%	21%	20%	19%	19%	18%	17%	15%
Natural gas	9%	12%	15%	17%	18%	19%	20%	9%	12%	15%	17%	18%	19%	21%	10%	13%	15%	15%	16%	16%	15%
Nuclear energy	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	9%	8%
Renewable energy	6%	6%	6%	7%	7%	7%	8%	6%	6%	9%	12%	14%	16%	16%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Total fossil fuels	85,8	89,0	89,4	90,3	93,6	95,7	98,5	87,1	88,9	88,1	87,1	87,3	86,4	87,1	81,5	93,1	100,4	107,0	111,3	113,4	126,4
cf. Original reference scenario	107,3	106,4	109,1	112,4	116,2			107,3	106,4	109,1	112,4	116,2			107,3	106,4	109,1	112,4	116,2		
Heat and power sector																					
Electricity demand (TWh)	145,1	163,4	177,7	189,3	210,6	226,7	244,0	145,1	163,4	177,7	189,3	210,6	226,7	244,0	145,1	176,3	206,7	237,9	285,5	331,6	385,0
Cumulative average annual growth since 2000	2,4%	2,0%	1,8%	1,9%	1,8%	1,7%		2,4%	2,0%	1,8%	1,9%	1,8%	1,7%		4,0%	3,6%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,3%
From																					
professional power plants	123,2	131,1	137,5	155,3	169,1	179,8		123,3	130,3	133,3	149,3	159,0	165,7		127,8	146,1	168,7	179,1	180,3	223,6	
cogeneration facilities	34,7	39,4	43,3	46,8	49,1	55,7		34,6	40,0	45,2	48,5	51,1	57,9		43,0	53,5	60,7	68,0	74,0	84,2	
wind and hydro	5,5	7,1	8,5	8,5	8,5	8,5		5,5	7,3	10,8	12,8	16,6	20,4		5,5	7,1	8,5	8,5	8,5	8,5	
nuclear	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	29,9	68,7	68,7	
Heat demand (mtoe)	27,8	20,8	19,7	18,7	17,8	16,8	16,3	27,8	20,8	19,7	18,7	17,8	16,8	16,3	27,8	23,6	24,2	24,9	25,5	26,1	27,4
Installed capacity (GWe)	34,0	35,3	38,3	41,8	45,3	47,3	48,8	34,0	35,3	37,2	39,8	43,4	47,2	50,5	34,0	35,3	41,3	47,8	54,8	61,8	69,3
New build, refurbishment (GWe)	1,3	7	8,5	4,5	3	2,5		2,6	4,7	6,3	11,5	8,9	4,8		1,3	7	8,5	11	12	7,5	
Investment in period - (Euro m)	1 240	5 820	6 950	3 500	2 150	1 800		1 460	3 395	4 405	7 845	7 145	5 445		1 240	8 820	9 950	14 350	15 100	7 500	
Efficiency of thermal (total output/total input)	57%	56%	55%	53%	52%	51%		57%	56%	54%	52%	49%	48%		59%	59%	58%	58%	58%	57%	
Load (output/capacity x 8760)	49%	53%	53%	52%	53%	55%	57%	49%	53%	55%	54%	55%	55%	55%	49%	57%	57%	57%	59%	61%	63%
CO2 emissions (mtCO2)	317	325	322	322	332	339	347	324	324	317	309	305	299	299	301	339	364	386	399	406	454
Macro economic assumptions																					
GDP (Euro 2000)	224,8	253,1	296,3	350,2	415,9	496,4		224,8	253,1	296,3	350,2	415,9	496,4		224,8	253,1	296,3	350,2	415,9	496,4	
GDP growth - Ref. Scenario, adjusted down		2,40%	3,20%	3,40%	3,50%	3,60%			2,40%	3,20%	3,40%	3,50%	3,60%			2,40%	3,20%	3,40%	3,50%	3,60%	
GDP (Euro PPS - per EETT2030)	424,0	502,1	633,0	763,8	927,7	1 091,5		424,0	502,1	633,0	763,8	927,7	1 091,5		424,0	502,1	633,0	763,8	927,7	1 091,5	
GDP per head (Euro PPS - EETT2030)	10 800	12 575	15 698	18 934	22 996	27 058		10 800	12 575	15 698	18 934	22 996	27 058		10 800	12 575	15 698	18 934	22 996	27 058	
Energy intensity																					
Energy intensity (mtoe / Euro GDP bn)	0,421	0,377	0,327	0,288	0,249	0,215		0,421	0,382	0,334	0,290	0,246	0,210		0,438	0,420	0,383	0,353	0,319	0,294	
Annual change		-2,2%	-2,8%	-2,5%	-2,9%	-2,8%			-1,8%	-2,7%	-2,8%	-3,2%	-3,2%			-0,8%	-1,8%	-1,6%	-2,0%	-1,6%	
Energy intensity (mtoe / Euro GDP bn PPS)	0,223	0,190	0,153	0,132	0,112	0,098		0,223	0,193	0,156	0,133	0,110	0,095		0,232	0,212	0,179	0,162	0,143	0,134	
Annual change		-3,1%	-4,2%	-2,9%	-3,3%	-2,6%			-2,9%	-4,1%	-3,2%	-3,6%	-2,9%			-1,8%	-3,3%	-2,1%	-2,5%	-1,3%	
Net energy efficiency (end-use/primary)	66%	63%	65%	67%	68%	68%		65%	63%	64%	65%	67%	70%		69%	66%	68%	72%	76%	78%	79%
Carbon intensity																					
CO2 emissions / GDP	1,45	1,27	1,09	0,95	0,81	0,70		1,44	1,25	1,04	0,87	0,72	0,60		1,51	1,44	1,30	1,14	0,98	0,92	
CO2 emissions / GDP PPS	0,77	0,64	0,51	0,43	0,37	0,32		0,77	0,63	0,49	0,40	0,32	0,27		0,80	0,72	0,61	0,52	0,44	0,42	
CO2 emissions / mtoe primary energy	3,48	3,44	3,38	3,33	3,30	3,27	3,25	3,49	3,43	3,28	3,12	3,01	2,92	2,86	3,46	3,44	3,42	3,40	3,23	3,06	3,11
Kyoto position																					
Projected Kyoto cap	mtCO ₂ e		531	503	463	427	393			531	503	463	427	393			531	503	463	427	393
Assume 50% reduction by 2050																					
Total GHG emissions	mtCO ₂ e	395	386	381	387	390	394	394	381	368	360	350	345		462	483	493	506	510	555	
Balance	mt																				

Porównanie scenariuszy

Paliwa



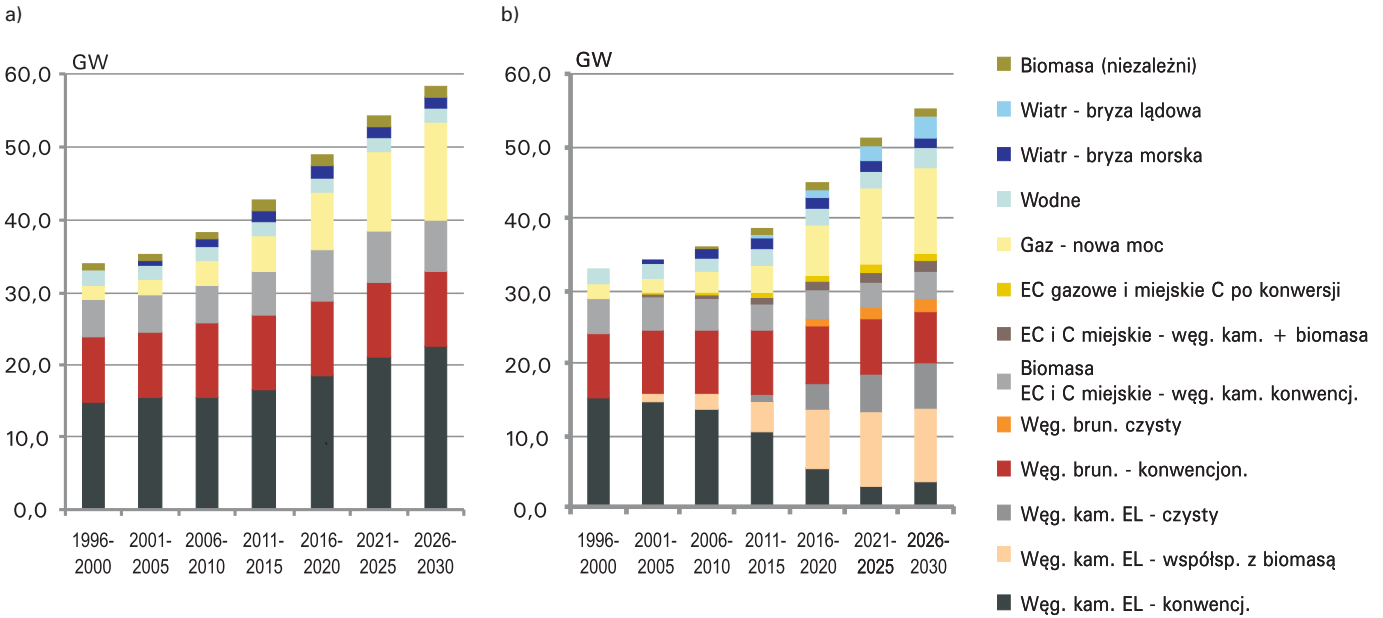
Rys. 30. Udział paliw w poszczególnych scenariuszach

- a) Scenariusz Odniesienia – Wysokie zapotrzebowanie, b) Scenariusz Odniesienia, c) Scenariusz Odniesienia – Niskie zapotrzebowanie
 d) Scenariusz produkcji z niskim wykorzystaniem pierwiastka węgla,
 e) Scenariusz produkcji z niskim wykorzystaniem pierwiastka węgla – Niskie zapotrzebowanie

Scenariusze LD dają zużycie paliwa mniejsze do roku 2030 o 13 Mtoe rocznie w porównaniu ze scenariuszami, w których zapotrzebowanie nie ulega zmianie. Scenariusze LCG wskazują na zużycie paliw pierwotnych na poziomie 2,8 Mtoe i o 2,7 Mtoe niższym w roku 2030 w stosunku do Scenariuszy odniesienia.

Powodem niższego zużycia paliw w scenariuszach o mniejszym wykorzystaniu pierwiastka węgla jest fakt, iż technologie czystego węgla mają wyższą sprawność energetyczną, niż konwencjonalne technologie węglowe, a przy elektrowniach wiatrowych nie występuje strata zamiany energii cieplnej na elektryczną.

Moc zainstalowana



Rys. 31. Moc zainstalowana
a) Scenariusz Odniesienia b) Scenariusz LCG

Scenariusz LCG proponuje dużo bardziej zróżnicowany obraz instalacji służących do produkcji ciepła i elektryczności. O ile Scenariusz odniesienia „wszystko bez zmian” nie przewiduje bardziej istotnych zmian w obrazie zróżnicowania technologii czy też paliw, Scenariusz LCG przewiduje szersze spektrum technologii: modernizację i zmiany paliw, zgazowanie węgla, czyste technologie węglowe, współspalanie biomasy, elektrownie wiatrowe wykorzystujące bryzę morską i lądową, itd. Rysunek 31 przedstawia składowe mocy zainstalowanej w tych dwóch scenariuszach.

Obecnie występuje 42-procentowa nadwyżka mocy względem zapotrzebowania szczytowego. Sporządzone prognozy zakładają, że w ramach Scenariusza odniesienia nadwyżka ta spadnie do 17% (przy czym szczytowa moc w roku 2030 będzie wynosiła około 47 GW, a całkowita moc zainstalowana 58 GW). Jest to znacznie mniej niż 99 GW przewidywane przez EETT2030. W ramach scenariusza HD nadwyżka nad wartością maksymalną spadnie do zaledwie 9%, co oznacza, że nawet bardziej agresywny program budowy będzie bardziej uzasadniony niż ten, który przedstawiono.

Wkład w opracowanie raportu wnieśli:

Elektrociepłownia „KRAKÓW” SA



Polska spółka zależna od Electricité de France („EDF”). EDF jest jednym z największych światowych producentów energii elektrycznej. Łączna moc instalacji eksploatowanych przez EDF w 24 krajach świata wynosi 122 GWe. W roku 1998 EDF nabył ECK SA. Elektrociepłownia ta, dysponująca mocą elektryczną 460 MWe i mocą cieplną 1376 MWt, dostarcza ciepło dla około 850 tys. mieszkańców Krakowa, miasta będącego dziedzictwem światowej kultury. www.eckrakow.pl



www.edf.com

Vertis Environmental Finance



Vertis Environmental Finance jest firmą zajmującą się doradztwem w dziedzinach handlu emisjami i zrównoważonej energetyki oraz inwestycji. Ma siedzibę w Budapeszcie i działa w całej Europie Środkowej. www.vertisfinance.com



Finacorp jest firmą działającą w bankowości inwestycyjnej specjalizującą się w dziedzinie energetyki i bankowości. www.finacorp.pl

Vertis Environmental Finance i Finacorp działają wspólnie na rynku polskim, świadcząc usługi w dziedzinie finansowania zrównoważonej energetyki i handlu emisjami.

Climate Change Capital



Climate Change Capital jest specjalistycznym bankiem komercyjnym z siedzibą w Londynie, świadczącym usługi inwestycyjne i doradcze firmom objętym regulacjami dotyczącymi energetyki i środowiska. www.climatechangecapital.co.uk

Andrzej Błachowicz

Andrzej Błachowicz jest specjalistą w dziedzinie handlu emisjami i zmian klimatycznych. Pracuje w Centrum Polityki Czystego Powietrza w Warszawie.

