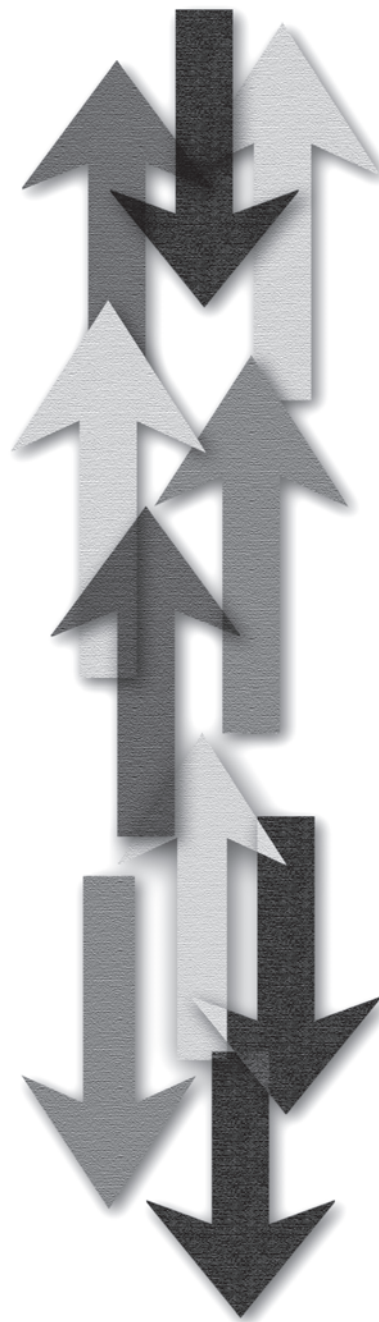


Energetyka
– polityka
– ekonomia

Nr 91
2 0 0 7



BRE BANK SA



**Centrum Analiz
Społeczno-Ekonomicznych**

Publikacja jest kontynuacją serii wydawniczej Zeszyty PBR-CASE

CASE-Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych, Fundacja Naukowa
00-010 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12

BRE Bank SA
00-950 Warszawa, ul. Senatorska 18

Copyright by: CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych – Fundacja Naukowa i BRE Bank SA

Redakcja naukowa
Ewa Balcerowicz
Sekretarz Zeszytów
Krystyna Olechowska

Autorzy
Robert Lieber
Jan Popczyk
Tadeusz Syryjczyk

Projekt okładki
Jacek Bieńkowski

DTP
SK Studio

ISSN 1233-121X

Wydawca
CASE – Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych – Fundacja Naukowa, 00-010 Warszawa, ul. Sienkiewicza 12
Nakładca
Fundacja BRE Banku, 00-950 Warszawa, ul. Królewska 14
Oddano do druku w czerwcu 2007 r. Nakład 300 egz.

SPIS TREŚCI

LISTA UCZESTNIKÓW SEMINARIUM	4
WPROWADZENIE	5
CZY MOŻLIWA JEST WSPÓLNA POLITYKA ENERGETYCZNA UE I USA – Robert Lieber	9
INNOWACYJNOŚĆ TECHNOLOGICZNA – NAJBARDZIEJ POĄŻDANA DROGA ROZWOJOWA	
ENERGETYKI W POLSCE – Jan Popczyk	15
I. Istota bezpieczeństwa rynkowego warunkowanego działaniem mechanizmów rynkowych	16
II. Przegląd działań rządowych (strategii centralizacji)	22
III. Tezy do rozważań o energetyce rozproszonej i wielki nowy obszar jej integracji	29
IV. Ocena możliwości wypełnienia przez Polskę unijnych celów określonych w pakiecie energetycznym 3x20 przez wykorzystanie potencjału rozwojowego rolnictwa energetycznego	32
V. Agroenergetyka: wielki wspólny interes polskiej wsi, rolnictwa i energetyki	36
VI. Mapa drogowa budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego	39
VII. Program „Innowacyjność technologiczna, odwołanie się do własnych zasobów i konkurencja podstawą bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców w Polsce w perspektywie 2020”	40
DYLEMATY: KONSUMENTY – GOSPODARKA – RZĄD – Tareusz Syryjczyk	43
1. Stan spraw po 18 latach reform	43
2. Kłopoty prywatyzacyjne	44
3. Asymetria prawa w teorii i/lub w praktyce	44
4. Warunkiem sprawnego rynku są możliwości przesyłowe	46
5. Koszty bezpieczeństwa	47
6. Substytucja i oszczędzanie	48

LISTA UCZESTNIKÓW SEMINARIUM

Agata Bane	SGH
Olga Bladoń	SKN KiP
Wasył Bodnar	Ambasada Ukrainy w RP
Jakub Bodyński	SGH
Przemysław Bondarowski	SKN KiP
Ewa Bukrewicz	Ambasada USA
James Cabot	CASE
Andrzej Cylwik	CASE-Doradcy
Tomasz Dalaniak	
Marzena Gawrońska	WSEI Warszawa
Adam Grzeszak	„Polityka”
Karolina Jakubowska	CASE
Dariusz Jaźwiec	SKN KiP
Arkadiusz Jurgis	GUS
Marcin Kryszał	Daimler Chrysler
Maciej Krzak	PKPP Lewiatan
Ryszard Lassota	Wydaw. Pacific, UW
Robert Lieber	Uniwersytet Georgetown
Bartosz Majewski	SKN KiP
Konstanty Marbot	SGH
Maja Mądra	SGH
Beata Milewska	Ambasada USA
Henryk Okrzeja	Fundacja BRE Banku
Krystyna Olechowska	CASE
Beata Polak	SKN KiP
Jan Popczyk	Politechnika Śląska
Łukasz Prokulski	BRE Bank
Hubert Pyciński	Collegium Civitas
Hilary Renner	Ambasada USA
Witold Roman	GUS
Renata Rydzewska	Mmd Consultants
Anna Sederonin	PKO BP
Grzegorz Skarżyński	KIG
Ernest Staroń	COIS, WSzHiF
Tadeusz Syryjczyk	
Piotr Szabatowski	SGH
Joanna Świętecka	CASE
Bogusław Tatarewicz	Zmiany Investment
Agnieszka Trybuś	Mmd Consultants
Justyna Zawadzka	BRE Bank
David Zimmerman	Ambasada USA

Wprowadzenie

Spotkanie dyskusyjne przygotowane przez CASE-Fundację Naukową oraz BRE Bank SA odbyło się tuż przed liberalizacją unijnego rynku energii – przypadającą 1 lipca 2007 r. W tej sytuacji jego temat „Energia-Polityka-Ekonomia” stał się wyjątkowo aktualny, tym bardziej że w pierwszej połowie 2007 r. Komisja Europejska sformułowała projekt strategii energetycznej. Ujmując jak najkrócej główne tezy tej strategii, należy zwrócić uwagę na: (1) dążenie do utworzenia jednolitego wewnętrznego rynku energii, (2) duży wzrost (do 20% w 2020 r.) zużycia energii ze źródeł odnawialnych, (3) zwiększenie wydajności energetycznej w celu zaoszczędzenia do 2020 roku aż 20% obecnego całkowitego zużycia energii pierwotnej, (4) dążenie do wypracowania wspólnego stanowiska UE dotyczącego zewnętrznej polityki energetycznej oraz polityki wewnętrznej wspierającej uniezależnienie się od importu energii do krajów unijnych.

Dodatkowo istotną motywacją do wymiany poglądów była także wizyta dr. Roberta Liebera, wykładowcy Uniwersytetu w Georgetown (USA), który analizuje i ocenia unijne oraz polskie problemy energetyczne w sposób bardziej globalny i polityczny. W celu skontrastowania poglądów dr. R. Liebera zaproszono do dyskusji dwóch polskich specjalistów (prof. Jana Popczyka oraz dr. Tadeusza Syryjczka), którzy brali aktywny udział w transformacji gospodarki polskiej oraz w nawiązaniu polskiej współpracy z odpowiednimi agendami UE. Poglądy uczestników spotkania są obszernie przedstawione w niniejszym Zeszycie. Zostały one wyrażone tak jasno, że nie wymagają streszczenia lub wyjaśniania. Jednak warto je porównać w celu sformułowania wspólnych wniosków lub wskazania rozbieżności.

Zacznijmy od głównej tezy dr. R. Liebera, który zwracając uwagę na strategiczne aspekty współczesnej polityki energetycznej postuluje w tej dziedzinie solidarną współpracę między Europą a Stanami Zjednoczonymi oraz wewnątrz UE, między jej krajami członkowskimi. Podkreśla on także niebezpieczeństwo zawierania umów bilateralnych z Rosją na zasadzie „każdy sobie”. Krytykuje on również

nieprzestrzeganie przez Rosję zasady wzajemności, czyli blokowanie inwestycji kapitału europejskiego w rosyjskim sektorze energetycznym.

W praktyce poglądy dr. R. Liebera idą w kierunku dywersyfikacji źródeł energii oraz zwiększenia jej rezerw (magazyny strategiczne i rezerwy produkcji energii) i możliwości alternatywnego zasilania (dublowanie sieci przesyłowych energii). Są więc one zgodne ze strategią energetyczną UE, która przykładowo popiera poprawę połączeń przesyłowych między krajami członkowskimi, w tym w szczególności między Niemcami, Polską i Litwą oraz między Francją i Hiszpanią. Komisja Europejska postuluje osiągnięcie możliwości przesyłowych między krajami unijnymi, zapewniających przesył co najmniej 10% krajowej produkcji energii do krajów ościennych. Unijne dążenia do wzrostu zastosowania energii odnawialnej oraz do wzrostu efektywności energetycznej są także formami uzyskania dywersyfikacji dostaw energii i/lub zwiększenia jej rezerw.

Poglądy dr. R. Liebera wyróżniają się specjalnie krytycznym stanowiskiem wobec Rosji i jej polityki energetycznej. Pod tym względem są one bardzo bliskie aktualnej polityce rządu polskiego, ale trudne do zaakceptowania przez część krajów UE 15.

Dr T. Syryjczyk zwraca najpierw uwagę na zmianę kierunku polskiej polityki energetycznej, która została skoncentrowana na „problemach bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako zapewnienie dywersyfikacji geograficznej i politycznej dostaw paliw węglowodorowych”. Z tego powodu zahamowano prywatyzację firm energetycznych, a nawet nastąpił powrót do integracji pionowej w wytwarzaniu, przesyłach i dystrybucji prądu elektrycznego. Autor szuka przyczyn tych działań i znajduje je w występowaniu dwóch zjawisk: (1) istniejącej asymetrii prawnej, która umożliwia Rosji nabywanie firm energetycznych w krajach unijnych, przy jednoczesnym blokowaniu dostępu do rynku rosyjskiego a nawet wypieraniu stamtąd zachodnich inwestorów, którzy weszli do krajowego sektora energetycznego w latach 90., (2) egoizmie niektórych krajów unijnych wspierających rozwój firm krajowych kosztem postępu w liberalizacji unijnego rynku energii.

Ostatecznie wnioski Autora są raczej pesymistyczne, ponieważ uznaje on „za mało realne w najbliższej przyszłości” ewentualne uzgodnienie wspólnej polityki energetycznej krajów UE wobec Rosji, co z kolei stwarza „niewymierne ryzyko polityczne”, które blokuje wiele decyzji. Autor widzi częściowe rozwiązanie tych problemów w zwiększaniu możliwości przesyłowych energii w ramach UE oraz w dywersyfikacji zaopatrzenia w energię, jak również w przestrzeganiu reguł WTO przez Rosję – nowego członka tej organizacji. W poglądach dr. T. Syryjczyka jest kilka punktów stykających się do opinii wyrażanych przez dr. R. Liebera. Nie ma między nimi istotnych kontrowersji, chociaż inaczej prowadzą analizę i rozkładają akcenty w sformułowanych wnioskach.

Prof. J. Popczyk przygotował najbardziej obszerną publikację poświęconą analizie aktualnych problemów energetyki polskiej oraz różnych scenariuszy zmian w perspektywie do roku 2020. Autor ocenia krytycz-

nie aktualną politykę rządu, która w imię bezpieczeństwa energetycznego prowadzi do centralizacji sektora i polega na „rozbudzeniu presji inwestycyjnej w typowo socjalistycznym stylu”. Stwierdza on również, że w imię bezpieczeństwa energetycznego nastąpił odwrót od reform rynkowych, przeprowadzonych w latach 90. Dochodzi nawet do tego, że wyłącza się inwestycje na rzecz bezpieczeństwa spod rachunku efektywności ekonomicznej.

Prof. J. Popczyk docenia problemy bezpieczeństwa energetycznego, ale inaczej widzi właściwe rozwiązania. Zamiast wielkich inwestycji proponuje rozwój „energetyki rozproszonej” z priorytetowym wykorzystaniem zasobów krajowych, w tym w szczególności upraw roślin energetycznych w celu wytwarzania biometanu. Autor przedstawia wnikliwą analizę aktualnie planowanych wielkich inwestycji w energetyce polskiej oraz porównawczy rachunek ekonomiczny alternatywnego scenariusza rozwoju krajowej energetyki, w którym podstawową rolę odgrywa zastosowanie innowacji oraz wykorzystanie odnawialnych zasobów krajowych. Biorąc pod uwagę ocenę techniczno-ekonomiczną nie sposób nie zgodzić się z Autorem i nie uznać alternatywnego scenariusza rozwoju energetyki krajowej za bardziej efektywny (tańszy i bardziej przyjazny środowisku) nowoczesny (innowacyjny) oraz spełniający wymagania bezpieczeństwa energetycznego (rosnące uniezależnienie od importu osiągnane dzięki lepszemu wykorzystaniu odnawialnych zasobów krajowych). Poglądy wyrażone przez prof. J. Popczyka są starannie zaplanowane i konkretne – mogą być podstawą do przyjęcia określonej koncepcji rozwoju energetyki krajowej, spełniającej zarówno nowoczesnie rozumiane wymagania bezpieczeństwa energetycznego jak i strategii unijnej, w szczególności w zakresie rozwoju zastosowania energii odnawialnej.

Reasumując, Autorzy doceniają wymagania dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, ale częściowo odmiennie postrzegają ich właściwą realizację. Żaden z nich nie kwestionuje, postulowanej przez dr. R. Liebera, możliwości solidarnej współpracy energetycznej między Europą i Stanami Zjednoczonymi oraz wewnątrz UE. Jednakże eksperci polscy – co zrozumiałe – analizują szczegółowo i krytycznie aktualną rządową politykę energetyczną oraz widzą większe możliwości rozwiązania zagadnień strategicznych, podnoszonych także przez UE, w formie właściwych innowacyjnych działań wewnętrznych.

Związki między energetyką, polityką i ekonomią były tematem 91. seminarium BRE-CASE. Seminarium zorganizowała Fundacja CASE we współpracy z BRE Bankiem SA w ramach stałego cyklu spotkań panelowych. Seminarium odbyło się w Warszawie, w czerwcu 2007 r. Organizatorzy zaprosili do wygłoszenia referatów panelistów: dr. Roberta Liebera, wykładowcę Uniwersytetu Georgetown; prof. Jana Popczyka, wykładowcę Politechniki Śląskiej oraz dr. Tadeusza Syryjczyka, ministra przemysłu w latach 1989–1991 oraz ministra transportu w latach 1998–2000. Dyskusję panelową prowadził dr Andrzej Cylwik, prezes spółki CASE-Doradcy.

n o t a t k i

Czy możliwa jest wspólna polityka energetyczna UE i USA

Polityka energetyczna musi być postrzegana w szerszym kontekście. Powinna być widziana nie tylko z punktu widzenia zasobów, warunkowań technicznych czy też ekonomicznych; należy również zwrócić uwagę na aspekty polityczne i strategiczne.

Po pierwsze, niezbędne jest dokonanie rozróżnienia pomiędzy zależnością energetyczną a wrażliwością energetyczną. Po drugie, jest niezwykle ważne, aby nie tylko Polska, ale wszystkie kraje Sojuszu Atlantyckiego działały wspólnie na rzecz dywersyfikacji dostaw energii – dywersyfikacja i pewna nadmiarowość dostępnych zasobów jest ważna, a wręcz niezbędna. Trzecia kwestia ma wymiar polityczny i strategiczny, choć wydaje się, że nie trzeba tego podkreślać występując przed polskim audytorium – nie należy żywić żadnych złudzeń co do Rosji. Kwestie

energetyczne i stanowisko zajmowane przez Rosjan wobec systemu tarczy antyrakietowej są jedynie przejawami pewnej ogólniejszej tendencji. Chodzi tu mianowicie o wysiłki Rosji zmierzające do odbudowania swoich wpływów, a nawet dominacji, nie tylko na terytorium dawnego Związku Radzieckiego, ale – na tyle, na ile to możliwe – również nad dawnymi członkami Układu Warszawskiego, jak również podziału krajów należących do NATO. Bardzo odważny mistrz szachowy Gary Kasparow, który stoi na czele reformatorskiego i opozycyjnego ruchu w Rosji, określił rosyjski system jako „państwo policyjne przebiegające się za demokracją”. Po czwarte – niebezpieczeństwo zawierania umów bilateralnych. Wydaje się, że jest to problem szczególnie aktualny w odniesieniu do państw europejskich. I w końcu po piąte rzecz najważniejsza – potrzeba solidarności i współpracy nie tylko

między Europejczykami a Amerykanami, ale między poszczególnymi krajami europejskimi.

Istotnym elementem obecnej rzeczywistości jest fakt, że w złożonych realiach nowoczesnych gospodarek nikt z nas nie może być w pełni niezależny energetycznie. Jest to zarówno niemożliwe, jak i zbędne. Jeśli jednak jakiś kraj jest w niebezpiecznym stopniu uzależniony od jednego źródła energii lub jednego dostawcy energii, wówczas jest narażony na naciski z zewnątrz, które mogą być wynikiem wypadku, złej pogody lub problemów z zasobami naturalnymi. Może być to również rezultat operacji terrorystycznych, wojny lub rewolucji albo też rozmyślnego szantażu politycznego. A więc kluczowego znaczenia nabiera dywersyfikacja. Jeśli jakieś państwo dysponuje szerokim wachlarzem różnych źródeł energii i jeśli może korzystać z rezerw, dostaw, podziemnych zbiorników ropy naftowej i gazu ziemnego, sieci elektrycznej lub gazociągów, które są zdublowane i zapewniają alternatywne zasilanie w razie wypadku lub wystąpienia problemów technicznych, to taki kraj lub region dysponuje większymi możliwościami adaptacyjnymi i elastycznością w wypadku nieprzewidzianych sytuacji. Stanowi to swego rodzaju polisę ubezpieczeniową, nie obejmującą tylko zagrożeń, wojen, czy ataków terrorystycznych, ale również szoki cenowe, niestabilność lub sporadyczne problemy techniczne.

Kraje zachodnioeuropejskie uzależnione są od rosyjskich źródeł energii. Problem rosyjski jest więc kluczowy dla dzisiejszej energetyki. Dramat Rosji polega na tym, że demokratyczny eksperyment, który rozpoczął się wraz z upadkiem

Związku Radzieckiego, zakończeniem komunizmu i rozwiązaniem Układu Warszawskiego został w ostatnich latach zamrożony w wyniku serii zabiegów centralistycznych Putina, który nie tylko przywrócił rosyjską centralną kontrolę Moskwy, ale który również przystąpił do likwidacji instytucji społeczeństwa obywatelskiego – prasy, partii politycznych, niezależnych ośrodków władzy. I zamienił rosyjską demokrację w naśladowaną ją dekorację, tak że ma one pewne cechy systemu demokratycznego – parlament, wybory i partie polityczne – ale w istocie nim nie jest. Potwierdza to wiele przykładów. Nie będę się nad tym rozwodził, ale uderzająca jest retoryka, jaką posługują się niektórzy przedstawiciele rosyjskich władz. Fakt, że prezydent Putin mógł przed kilkoma tygodniami użyć w odniesieniu do Stanów Zjednoczonych przymiotnika „nazistowski” jest gorszący, zważywszy na historię XX stulecia i mówię to, jako ktoś, kto właśnie wrócił z obozu Auschwitz-Birkenau.

Inną sprawą jest też brutalny aspekt polityki zagranicznej Rosji, której ostrze wymierzone jest przede wszystkim w kraje byłego Związku Radzieckiego – nasuwa się tu przykład Gruzji, Białorusi albo też Ukrainy. Chodzi jednak nie tylko o te kraje. Zwraca uwagę rosyjski stosunek do porozumień z Kioto, bardzo zaognione i zniekształcone oświadczenia na temat tarczy antyrakietowej, fakt dostaw najnowszych systemów broni przeciwlotniczej do Syrii i Iranu, tajny program, którego celem jest dezorganizacja życia w Estonii realizowany za pomocą ataków na komputery i Internet. A przede wszystkim – jako że tematem naszego spotkania jest energia – wykorzystanie ogromnych rosyjskich zasobów nośników energii

w postaci ropy naftowej i gazu ziemnego w celu zastraszenia, wymuszenia, a przede wszystkim stosowania zasady „dziel i rządź”. Źródła rosyjskie zaspokajają obecnie około jedną czwartą europejskich potrzeb w zakresie gazu ziemnego. Fakt ten sam w sobie nie stanowiłoby problemu nie do pokonania, gdyby nie to, że plany formułowane zarówno w Rosji, jak i w krajach Europy Zachodniej zakładają zwiększenie poziomu uzależnienia Starego Kontynentu. W konsekwencji wpływy ekonomiczne, możliwość stosowania szantażu, wywierania nacisku i zwyczajnego politycznego zastraszania stają się znacznie większym ryzykiem, jeśli kraje Europy Zachodniej i Środkowej nie podejmą bardziej przemyślanych działań mających na celu dywersyfikację dostaw i uniezależnienie się od źródeł rosyjskich.

Na marginesie, można by odnieść wrażenie, że nie jestem zbyt łaskawy dla naszych rosyjskich siostr i braci, albo przynajmniej dla naszych siostr i braci w rosyjskim rządzie – jest wiele przykładów na przestrzeni ostatnich 15 lat pokazujących, że Rosjanie cynicznie wykorzystywali zasoby energetyczne jako instrument wywierania nacisku. Pamiętamy przypadek Białorusi na początku stycznia br.; przerwanie dostaw gazu ziemnego na Ukrainę i do Gruzji w styczniu 2006 r. pod pozorem konieczności „przeprowadzenia naprawy rurociągu”, zatrzymania dostaw ropy naftowej na Litwę i niedawne problemy podobnego typu z dostawami do Polski; w istocie kilkanaście innych sytuacji tego rodzaju, inne przykłady odcięcia energii, przynajmniej na krótki czas, który miały za zadanie wysłanie jasnego sygnału.

Innym ponurym elementem tej strategii jest sposób, w jaki rosyjskie państwo doprowadzało do bankructwa zagranicznych inwestorów. Jeśli jest jeszcze jakikolwiek marksista lub neomarksista, choć osobiście w to wątpię, czy są jeszcze tacy w Polsce (z pewnością można ich znaleźć w uniwersytetach w Europie i Stanach Zjednoczonych), jednak marksistowskie lub neomarksistowskie analizy lub antyglobalistyczna retoryka często wskazuje na odgrywanie przez potężne wielonarodowe korporacje i ogromne koncerny naftowe roli panów wszechświata. W tym sensie uderzającym jest fakt, że dwa spośród największych, najlepiej zarządzanych, najpotężniejszych i najbogatszych międzynarodowych koncernów naftowych są w istocie demontowane za sprawą rosyjskich działań polegających na manipulacjach mechanizmami regulacyjnymi, ekologicznymi i podatkowymi mających miejsce w Rosji. Wystarczy przywołać tu przykład projektu Sachalin-2 – ogromne pole gazu ziemnego, zaanektowane przez Gazprom. Albo przykład koncernu British Petroleum prowadzącego projekty wydobywania gazu ziemnego na Syberii, który z dużym prawdopodobieństwem utraci nad nim kontrolę i stanie się, w najlepszym wypadku, udziałowcem mniejszościowym.

Kolejna sprawa to dokonywana przez Rosjan monopolizacja rurociągów biegnących z bogatych w energię, ale odizolowanych krajów Azji Środkowej – na przykład Turkmenistanu – w ramach której Rosjanie konsolidują swoją kontrolę nad rurociągami, aby zapobiec wykorzystaniu innych szlaków eksportu nośników energii z Azji Środkowej na Zachód.

Opisane zjawiska nie oznaczają nieuchronności konfrontacji z Rosjanami ani nowej zimnej wojny, ale sytuacja wymaga, aby Europa i Stany Zjednoczone zachowały solidarność i współpracowały między sobą. Jedną z najważniejszych kwestii jest konieczność upierania się przy zasadzie wzajemności. Warto tu przytoczyć starą leninowską maksymę: „To co jest moje, jest moje; a to, co jest twoje, podlega negocjacom”. Putin i ludzie z jego otoczenia może nie są już komunistami, ale z pewnością stosują tę zasadę. Przykładowo, Rosjanie prowadzą rozmyślnie działania, których celem jest odzyskanie i zapewnienie sobie, poprzez prawne i pozaprawne działania, kontroli nad wszystkimi elementami infrastruktury służącej do wydobywania i przesyłania nośników energii. Twierdzą przy tym, że rosyjskie zasoby energetyczne muszą być kontrolowane przez Rosjan. A mimo to domagają się nieskrępowanego dostępu do rynków energii w Europie Zachodniej w celu dokonywania zakupów, zakładania spółek lub też wchodzenia w posiadanie zachodnich zasobów energetycznych i sieci przesyłowych oraz rurociągów wszelkiego typu.

Wspólnota Europejska, NATO, poszczególne kraje popełniają błąd, nie domagając się stosowania zasady wzajemności. Jeśli Rosja ma możliwość uzyskiwania praw własności na Zachodzie, to zachodnie firmy muszą mieć zagwarantowane to samo prawo w Rosji. Jeśli zachodnie firmy nie mają tego prawa w Rosji, to firmy rosyjskie nie powinny mieć tego prawa na Zachodzie. Wydaje mi się, że można domagać się stanowczego przestrzegania tej zasady bez narażenia na oskarżenie bycia prowokatorem albo podejmowania próby rozpętania nowej zimnej wojny. Mo-

gę w tym kontekście przytoczyć również rosyjską odmową ratyfikowania Traktatu Karty Energetycznej w 1994 r., który wśród innych elementów zawiera zapisy umożliwiające europejskie inwestycje w rosyjską infrastrukturę i rurociągi.

Warto też stale pamiętać o niebezpieczeństwie zawierania umów bilateralnych. Jest jasne, że Rosjanie usiłują doprowadzić do izolacji krajów bałtyckich, Ukrainy, Gruzji, a nawet Polski. W skrócie, niektórzy z naszych europejskich przyjaciół – przyjaciół z Europy Zachodniej – stosują bardzo krótkowzroczną strategię, którą Francuzi nazywają *sauve qui peut*, czyli każdy dla siebie. Przykładem wynegocjowane w ostatnich latach dwustronne umowy bilateralne, czyli zawarte między jednym lub dwoma państwami europejskim, albo jakąś firmą a Rosją; wynegocjowane przez Niemcy, Włochy, Francję, Węgry, Danię, Słowację, Serbię. Wydaje mi się, że najbardziej niebezpieczną z nich, i znamienne, jest umowa w sprawie budowy rurociągu wynegocjowana przez ustępujący wówczas rząd byłego kanclerza Gerharda Schroedera w Niemieckiej Republice Federalnej w sprawie północno-europejskiego gazociągu biegnącego po dnie Bałtyku i omijającego Polskę. Fascynujące jest to, że gazociąg ten będzie kosztował od 6 do 10 razy więcej niż konwencjonalny gazociąg biegnący przez terytorium Polski – tak zwany gazociąg Jamal-2. Koszt gazociągu biegnącego przez Polskę był szacowany na 3 mld dolarów. Gazociąg bałtycki będzie kosztował w przedziale 18-30 mld dolarów. Chciałbym w tym momencie wspomnieć, że pochodzę z Chicago – tam dorastałem – i kiedy coś wygląda podejrzanie, to staram się szukać wyjaśnień, które nie są – tak to określe – całkiem właściwe.

I wreszcie, konieczność współpracy europejskiej między 27 krajami tworzącymi UE, między UE a krajami europejskimi, które nie są jeszcze członkami Wspólnoty, i współpracy między UE i Stanami Zjednoczonymi. Jeśli Europejczycy będą współpracować ze sobą i ze Stanami Zjednoczonymi, będą mieli możliwość kształtowania umów energetycznych wszelkiego rodzaju w taki sposób, aby ich podpisanie nie wiązało się z pewną zależnością, to wówczas kraje te nie będą narażone na ryzykowne uzależnienie się od jednego dostawcy. W praktyce konieczne są więc znacznie większe wysiłki na rzecz liberalizacji branży energetycznej, zwiększenie nadmiarowego potencjału produkcyjnego – chodzi o dodatkowe sieci elektryczne, sieci gazociągów i tak dalej w celu zapewnienia maksymalnego przesyłu energii. Ważna jest również budowa obiektów do magazynowania gazu i ropy naftowej, a przede wszystkim rygorystyczne stosowanie zasady wzajemności w kontaktach z Rosją. Innymi słowy – te same zasady muszą być stosowane zarówno w odniesieniu do Rosji, jak i Europy. W skrócie – solidarność jest kluczową zasadą i uniemożliwi Rosji wygrywania poszczególnych krajów przeciwko sobie, czyli stosowania zasady „dziel i rządź”.

Reasumując, istnieje istotna różnica między zależnością a wrażliwością energetyczną; niezbędne jest zdywersyfikowanie źródeł energii; nie powinniśmy żywić złudzeń co do Rosji; trzeba stale pamiętać o niebezpieczeństwie związanym z zawieraniem umów dwustronnych. I wreszcie kwestia bardzo ważna – potrzeba solidarności, nie tylko między USA i UE, ale również wśród krajów europejskich.

n o t a t k i

Innowacyjność technologiczna – najbardziej pożądana droga rozwojowa energetyki w Polsce

Trwa nieprzerwana ofensywa rządowej propagandy sukcesu w obszarze bezpieczeństwa energetycznego. Program konsolidacji elektroenergetyki i program dywersyfikacji dostaw gazu, rodem z epoki przemysłu ciężkiego i gospodarki socjalistycznej, służą państwu do centralizacji energetyki i jej całkowitego politycznego zawłaszczenia.

Innowacyjność technologiczna – odwołanie się do własnych zasobów i konkurencja podstawą bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców w Polsce w perspektywie 2020.

Rządu nie interesują w tej propagandzie realia. Ważny jest tylko sukces medialny. Rząd wie przy tym, że sukces ten można obecnie zbudować jedynie ręką w rękę z korporacjami: elektroenergetyczną i gazowniczą. Efektem jest

rozwój sytuacji podobny do tego, który miał miejsce w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych.

W szczególności identyczne stają się metody zarządzania (kompetencje ludzi przestały mieć jakiegokolwiek znaczenie). W elektroenergetyce odbudowany został układ sił z okresu gospodarki socjalistycznej, w którym interesy wytwarzania wielkiej skali stały się znowu dominujące. W gazownictwie praktycznie całkowicie scentralizowany został obrót gazem (w elektroenergetyce proces centralizacji obrotu jest częścią procesu konsolidacyjnego). W rezultacie elektroenergetyka i gazownictwo znalazły się realnie wśród sektorów trapiących ostrym kryzysem (niewidocznym jeszcze w pełni na zewnątrz). Nie ma przesady w stwierdzeniu, że brak kontynuacji trudnych rynkowych reform z pierwszej połowy

lat 90., które dawały szansę na wyrwanie elektroenergetyki z nieefektywności, dzisiaj upodobnia ją do górnictwa, gazownictwa, kolei.

W elektroenergetyce szczególnie niebezpieczne są działania polegające na rozbudzeniu presji inwestycyjnej w typowo socjalistycznym stylu. O stylu tym decyduje olbrzymia skala projektów (stanowiących kontynuację technologiczną rozwoju elektroenergetyki w przeszłości, wymagających olbrzymich nakładów inwestycyjnych na każdy z projektów), obciążonych wielkim ryzykiem rynkowym, przygotowywanych z bezpośrednim udziałem prezydenta i/lub premiera, wciąganych przez korporacje w niewiarygodne działania, na rzecz własnych interesów tych korporacji.

I. Istota bezpieczeństwa rynkowego warunkowanego działaniem mechanizmów rynkowych

Hasło „bezpieczeństwo energetyczne” stało się w Polsce w ostatnich dwóch latach najbardziej rozpoznawalną cechą polityki gospodarczej rządu, której destrukcyjna siła polega w szczególności na wyjęciu inwestycji na rzecz bezpieczeństwa spod rachunku efektywności ekonomicznej (ministrowie gospodarki w prasie codziennej wypowiadają się coraz odważniej o tym, że najwyższy czas skończyć z jakimiś tam ograniczeniami ekonomicznymi, kiedy chodzi o bezpieczeństwo energetyczne). Bezprecedensowe zawłaszczenie w 2006 r. przez rząd bezpieczeństwa energetycznego ma oczywiście niewiele wspólnego z interesem odbiorców. Wytworzyła się za to sytuacja, w której politycy i dziennikarze uwierzyli, że mo-

gą kształtować poglądy w tym obszarze bez znajomości przedmiotu. Wiedza dotycząca techniki, ekonomiki i zarządzania we współczesnych systemach dostawy energii i przede wszystkim znajomość prognoz technologicznych wydają się im zbędne. Historyczna szansa wykreowania polskiego innowacyjnego rolnictwa energetycznego, od początku poddanego mechanizmom konkurencji, niezwykle ważna dla energetyki, rolnictwa i dla wsi, jest całkowicie nieobecna w planach rządu. Konsekwencją jest całkowite zdemolowanie w 2006 r. sfery poglądów dotyczących bezpieczeństwa energetycznego.

Zdolność technologii energetycznych do odpowiedzi na rynkowe wzrosty cen energii elektrycznej, długotrwałe kryzysy energetyczne oraz *black out*. Ryzyko inwestorów w aspekcie dojrzałości technologii oraz regulacji ekologicznych i podatkowych.

Jeśli chodzi o odbiorców, to ich ryzyko na rynku energii elektrycznej gwałtownie rośnie. Dwie główne przyczyny są następujące: (i) dla odbiorców elektrochłonnych ryzyko to jest związane z brakiem możliwości przełożenia nieracjonalnych kosztów energii elektrycznej (takich, które nie podlegają weryfikacji za pomocą mechanizmów konkurencji) na ceny usług i towarów końcowych na rynkach globalnych, (ii) dla wszystkich odbiorców jest ono związane z rozpoczynającym się przewrotem w obszarze technologii energetycznych (przewrót ten spowoduje nową wielką falę *strended costs* w elektroenergetyce, które w największym stopniu będą musieli pokryć odbiorcy energii elektrycznej, zapewne w mniejszym podatnicy i właściciele przedsiębiorstw).

Dlatego najlepszą strategią odbiorców na rynku energii elektrycznej jest obecnie ta, która zakłada ich sojusz z dostawcami elektrooszczędnych urządzeń (wykorzystywanych w gospodarstwach domowych, w usługach i w przemyśle). W dłuższej perspektywie wzrost cen energii elektrycznej spowodowany nieefektywnością branżowo skonsolidowanej elektroenergetyki doprowadzi do strukturalnego kryzysu. W jego wyniku pojawią się niezależni wytwórcy, a podstawą ich ekspansji będzie rosnąca konkurencyjność innowacyjnej energetyki odnawialno-gazowej (rozproszonej).

1. Potrzeba racjonalizacji podatku akcyzowego

To, czy na czekającej nas podwyżce cen energii elektrycznej rzeczywiście wygrają niezależni wytwórcy (i innowacyjna energetyka odnawialno-gazowa) będzie zależec w dużym stopniu od racjonalizacji podatków. Trzeba pamiętać, że budowa rynkowego bezpieczeństwa energetycznego z natury rzeczy ogranicza rolę rządu, ale pozostawia jednak w jego rękach niezwykle ważne narzędzie w postaci podatku akcyzowego (w rękach rządu są także zasady amortyzacji majątku). Sfera podatku akcyzowego w energetyce jest wyzwaniem dla całego świata, a przyczyną jest uniwersalizacja technologii energetycznych.

Podstawą współczesnych systemów akcyzy na całym świecie jest przeznaczenie paliwa. W systemach tych akcyza na paliwa transportowe (benzyny i oleje napędowe) jest bardzo wysoka. Paliwa wykorzystywane do innych celów praktycznie nie są obłożone akcyzą. W warunkach uniwersa-

lizacji technologii energetycznych tego systemu nie da się długo utrzymać. Już obecnie jest on zresztą przyczyną narastania szarej strefy i doraźnych działań regulacyjnych ministrów finansów, którzy tę szarą strefę chcą ograniczać (albo wykorzystywać doraźne działania regulacyjne do osiągnięcia doraźnych korzyści budżetowych).

Ilustracją potencjalnych kłopotów ministrów finansów w nadchodzących latach jest już na przykład autobus hybrydowy (lokomotywa przetokowa, samochód hybrydowy itp.). Pierwszy kłopot jest związany z faktem, że autobus hybrydowy może być zasilany praktycznie wszystkimi dostępnymi paliwami płynnymi i gazowymi: benzyną, olejem napędowym, etanolem, estrami, gazem ziemnym, biogazem środowiskowym, biometanem, a także gazem syntezowym i benzyną syntetyczną z przeróbki węgla (kamiennego i brunatnego). Zatem współczesne kryterium stanowienia stawek akcyzowych oparte na powiązaniu paliwa z konkretną technologią staje się bezużyteczne (współcześnie praktycznie każda technologia może wykorzystywać szeroką paletę paliw). Drugi kłopot jest związany z tym, że autobus hybrydowy może być wykorzystywany jako środek transportu (przewozu ludzi), ale równie dobrze jako źródło kogeneracyjne lub źródło energii elektrycznej. Zatem współczesne kryterium stanowienia stawek akcyzowych oparte na przeznaczeniu paliwa do celów transportowych, do produkcji energii elektrycznej oraz do produkcji ciepła również staje się bezużyteczne.

Oczywiście, sfera podatków jest domeną regulacji unijnych. Dlatego Polska musi harmonizować swoje rozwiązania w tym obszarze z konserwa-

tywnymi (dotychczas) rozwiązaniami unijnymi. Niezależnie od tego, Polska powinna w Unii działać na rzecz nowych rozwiązań długoterminowych w sferze podatku akcyzowego w energetyce. Takimi rozwiązaniami są bez wątpienia rozwiązania wspomagające rozwój agroenergetyki (rolnictwa energetycznego). Ważne jest przy tym, że są to rozwiązania korzystne ogólnie dla Unii, ale także bardzo korzystne dla Polski.

2. Koszty referencyjne

Na przełomie 2006/2007 wykonane zostały przez zespół badawczy w Politechnice Śląskiej (J. Popczyk, H. Kocot, R. Korab, P. Kucharczyk) wszechstronne analizy kosztów referencyjnych dla dostępnych technologii energetycznych (elektroenergetycznych). W analizach tych uwzględniono dwa główne założenia. Pierwsze sprowadza się do tego, że jest już możliwe, i niezbędne, uwzględnienie rynkowych cen uprawnień do emisji CO₂ w ocenie kosztów energii elektrycznej dla poszczególnych technologii energetycznych, przy docelowym zastosowaniu podejścia produktowego do alokacji uprawnień do emisji CO₂. Drugie mówi o tym, że pojawiły się fundamentalne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszenia presji na inwestycje sieciowe). Dlatego konieczne jest uwzględnienie w ocenie kosztów energii elektrycznej (dla tych technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne, a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym) wartości (nie kosztu) opłaty przesyłowej. To oznacza potrzebę odejścia w elektroenergetyce od obowiązującej bezwarunkowej zasady konieczności pokrywania kosz-

tu opłaty przesyłowej, czyli zgodę na pojawienie się *stranded costs* u operatorów: OSP i OSD. (Odwrócenie podejścia do opłaty przesyłowej jest już całkowicie zasadne. Wynika to stąd, że powszechną właściwością dostępnych technologii rozproszonych staje się bardzo wysoka niezawodność i ponadto możliwość autonomicznej pracy źródeł wytwórczych, czyli możliwość pracy tych źródeł na wyspę).

Koszty referencyjne powinny być określone oddzielnie dla grup odbiorców końcowych zasilanych z czterech rodzajów sieci. Obecnie potrzeba taka wiąże się zwłaszcza z całkowicie nierozpoznaną sytuacją odnośnie możliwości substytucji inwestycji (nowych i modernizacyjnych) w obszarze sieci elektroenergetycznych (tradycyjnie traktowanego rozwoju sieci) przez inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej, posiadającej wielki potencjał warunkowany postępem technologicznym w tym obszarze. Są to następujące rodzaje sieci:

1. Sieci niskiego napięcia posiadające dostateczne zdolności przepustowe z punktu widzenia odbiorców końcowych.
2. Sieci średniego napięcia posiadające dostateczne zdolności przepustowe z punktu widzenia odbiorców końcowych.
3. Sieci niskiego i średniego napięcia na obszarach wiejskich, o niedostatecznych zdolnościach przepustowych z punktu widzenia odbiorców końcowych, wymagające według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, a z drugiej strony szczególnie nadające się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej.

4. Sieci 110 kV (z ewentualnym podziałem na sieci zamknięte, pracujące w sekcjach zamkniętych, oraz na sieci promieniowe).

Koszty referencyjne powinny uwzględniać w jednolity sposób trzy grupy czynników, przede wszystkim, którymi są:

1. Koszty zewnętrzne środowiska. Przez jednolite uwzględnienie kosztów zewnętrznych środowiska, np. związanych z emisją CO₂, rozumie się głównie podejście produktowe (na MWh energii elektrycznej, na GJ ciepła) do rozdziału uprawnień, obejmujące wszystkie źródła, bez względu na ich wielkość.
2. Wycena usług systemowych, zwłaszcza w sensie wynikającym z dyrektyw 2004/67/EC i 2005/89/EC, co oznacza przede wszystkim potrzebę wykorzystania potencjału gazowych źródeł kogeneracyjnych (rozproszonych) na rynku usług systemowych, zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i gazowego.
3. Właściwe (oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych. Szczególne znaczenie w odniesieniu do szacowania opłat przesyłowych ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć przez budowę lokalnych źródeł, dobrze dobranych do lokalnych warunków.

Poniżej przedstawia się listę 10 technologii, dla których zostaną następnie określone koszty referencyjne. Na liście tej są tradycyjne technologie systemowe (wielkiej skali), gazowe źródła koge-

neracyjne (różnej wielkości) oraz zintegrowane technologie odnawialno-gazowe (rozproszone).

Wstępnie proponuje się następującą listę czterech technologii systemowych (źródeł wytworzonych przyłączonych do sieci przesyłowej):

1. Multiplikowalny blok atomowy o mocy 1000 (1600) MW przyłączany do węzłów sieci 400 kV rozłożonych na terytorium całego kraju (technologia wymagająca wielkich inwestycji sieciowych).
2. Nowa elektrownia na węgiel brunatny, zlokalizowana przy złożach tego węgla występujących koło Legnicy, zwana roboczo Elektrownią Legnica (technologia wymagająca wielkich inwestycji górniczych i sieciowych).
3. Blok na węgiel brunatny o mocy 880 MW, np. Elektrownia Bełchatów II (technologia wymagająca umiarkowanych inwestycji górniczych i sieciowych).
4. Blok na węgiel kamienny o mocy 440 MW, np. w Elektrowni Łagisza (technologia ukierunkowana na rynkowe dostawy węgla kamiennego, wymagająca niewielkich inwestycji sieciowych).

W zakresie gazowych źródeł kogeneracyjnych proponuje się listę, która obejmuje trzy źródła różnicowane pod względem mocy, mianowicie:

1. Gazowe źródło kogeneracyjne o mocy 15... 50 MW_{el} przyłączone do sieci 110kV (źródłem odniesienia mogłoby w tym przypadku być np. źródło wybudowane przez PEC Siedlce).

2. Gazowe źródło kogeneracyjne o mocy 1... 7,5 MW_{el} przyłączone do sieci średniego napięcia, która w przypadku górnej granicy mocy musi być siecią bardzo silną (źródłem odniesienia mogłoby w tym przypadku być np. źródło wybudowane przez Energetykę Ciepłą Opolszczyzny – EC Harcerska).
 3. Gazowe źródło kogeneracyjne o mocy 60... 400 kW_{el} przyłączone do sieci niskiego napięcia (źródłem odniesienia mogłoby w tym przypadku być np. źródło wybudowane przez Polskie Elektrownie Gazowe – EC Tuchów).
- W segmencie zintegrowanych technologii odnawialno-gazowych proponuje się listę, która obejmuje cztery technologie. Są to:
1. Technologia wiatrowo-gazowa, z wykorzystaniem gazu ziemnego. (Odniesieniem mógłby być projekt charakterystyczny dla sytuacji w północno-wschodnim regionie Polski,
 - gdzie ze względów systemowych potrzebne są źródła szczytowe i jednocześnie istnieją dobre uwarunkowania do rozwoju energetyki wiatrowej).
 2. Zintegrowana technologia biometanowa obejmująca biogazownię i lokalne źródło kogeneracyjne, ewentualnie oczyszczalnię biogazu i stację łączącą instalację biometanu z siecią gazu ziemnego. (Wytypowanie projektu referencyjnego pozostaje w tym przypadku sprawą otwartą).
 3. Mała elektrownia wodna. (Projektem odniesienia mogłaby w tym przypadku być jedna z elektrowni w Grupie Kapitałowej ESP na Górnej Odrze, np. najnowsza elektrownia Krapkowice).
 4. Ogniwo paliwowe. (W tym przypadku zasadnicze znaczenie ma określenie charakterystycznych modelowych warunków, w których ogniwo paliwowe będzie w przyszłości stosowane).

Tabela 1. Sumaryczne koszty zewnętrzne (środowiska, usług przesyłowych i usług systemowych) dostaw energii elektrycznej odbiorcom dla dostępnych źródeł energii elektrycznej (zł/MWh)

Rodzaj źródła (elektrownia)	Koszty emisji CO ₂		Koszty rezerw mocy	Koszty przesyłu	Suma	
	min	max			min	max
Jądrowa	0,00	0,00	5,14	21,2	26,4	26,4
Na węgiel brunatny	38,30	153,22	3,96	17,6	59,9	174,8
Na węgiel kamienny	36,23	144,93	3,60	20,6	60,4	169,1
Gazowa 20 – 50 MW	21,89	87,55	1,94	-19,1	4,7	70,4
Gazowa 1 – 7,5 MW	19,15	76,61	1,51	-22,7	-2,0	55,4
Gazowa do 400 kW	19,15	76,61	0,86	-54,9	-34,9	22,6
Wiatrowo-gazowa	15,32	61,29	0,15	-38,1	-22,6	23,3
Biometanowa	0,00	0,00	0,53	-124,6	-124,1	-124,1
Wodna (mała)	0,00	0,00	2,82	-86,3	-83,5	-83,5
Ogniwo paliwowe	19,15	76,61	6,95	-124,6	-98,5	-41,0

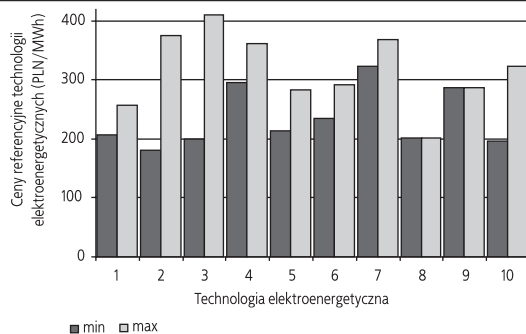
Wszechstronna użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu kosztów referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. Negatywne doświadczenia zagraniczne, o bardzo wielkiej skali, np. doświadczenia niemieckie z energetyką wiatrową, potwierdzają potrzebę poszukiwania takich rozwiązań jak proponowane tu ceny referencyjne.

Szczegółowe modele do badań analitycznych, założenia i obszernie wyniki zostały przedstawione między innymi w ramach Konwersatorium „Energetyka przyszłości” (styczeń 2007, www.egie.pl). W tabelicy 1 przedstawiono, jedynie dla grubej orientacji, sumaryczne koszty zewnętrzne dostępnych technologii elektroenergetycznych. Różnica kosztów zewnętrznych dla energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców w Polsce z nowych bloków systemowych na węgiel brunatny i z nowych źródeł biometanowych, wynosząca 300 zł/MWh, jednoznacznie wskazuje na to, że zbliżamy się do przebudowy struktury konkurencyjności technologii elektroenergetycznych. (Podkreśla się tu, że przywołana różnica ma miejsce przy cenie uprawnień do emisji CO₂ wynoszącej 40 euro/tonę. Jest to cena zalecana przez Komisję Europejską do stosowania w analizach rozwojowych. Jest ona znacznie wyższa od bieżących cen na unijnym rynku, które okresowo, np. w marcu 2007 r., spadły nawet do 1 euro/tonę).

Wykorzystując koszty zewnętrzne przedstawione w tabeli 1 określone zostały koszty referencyjne (rys. 1). Z rysunku wynika, że dla nowych inwestycji (tzn. dla ceny uprawnień do emisji CO₂ wynoszącej 40 euro/tonę) najbardziej ekono-

miczną technologią jest biometanowe źródło kogeneracyjne (małej skali). Najbardziej niekorzystną technologią jest pod względem ekonomicznym blok na węgiel brunatny (technologia wielkiej skali). O najgorszym miejscu bloku na węgiel brunatny w rankingu decydują wielkie koszty zewnętrzne środowiska (emisji CO₂) oraz wielkie koszty sieci potrzebnej do przesłania energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku do odbiorców końcowych.

Rysunek 1. Ceny referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO₂ (10 euro/tonę oraz 40 euro/tonę)



Technologie: 1 – blok jądrowy, sieć przesyłowa, 2 – blok na węgiel brunatny, sieć przesyłowa, 3 – blok na węgiel kamienny, sieć przesyłowa, 4 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć 110 kV, 5 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć ŚN, 6 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć NN, 7 – biometanowe źródło kogeneracyjne, sieć ŚN, 8 – mała elektrownia wodna, sieć ŚN, 10 – ogniwo paliwowe.

3. Zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe

Same ceny referencyjne, dotyczące poszczególnych technologii nie są już wystarczające do oceny konkurencyjności tych technologii na rynku, na którym rządzą coraz bardziej ceny krótkookresowe. Dlatego bardzo ważna staje się w no-

wej sytuacji ocena zdolności każdej technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe. W szczególności potrzebne jest opracowanie koncepcji wprowadzenia do oszacowań ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej parametru w postaci zdolności technologii energetycznej do odpowiedzi na: (i) rynkowy wzrost cen energii elektrycznej, (ii) kryzys energetyczny, czyli na deficyt mocy zarządzany obecnie metodami operatorskimi (rodowodem sięgającymi dawnych stopni zasilania), a w przyszłości możliwy do zarządzania strukturalnymi zmianami podatkowymi (narzędziami w obszarze podatku akcyzowego oraz (iii) *black out*. Oczywiście najważniejsza jest ocena minimalnego czasu do odpowiedzi, który zależy od wielu czynników w tym od potrzebnego kapitału inwestycyjnego.

Na przykład, w przypadku technologii atomowej (poza przypadkiem Elektrowni Ignalina), obejmującej uzgodnienia lokalizacyjne i rozbudowę sieci przesyłowych, wymagającej ogromnych nakładów do pierwszego efektu, czas odpowiedzi, zarówno na wzrost cen jak i na kryzys, to okres 15 do 20 lat. Dla technologii węglowych czas odpowiedzi na wzrost cen, czyli w przypadku, kiedy będzie chodziło głównie o odbudowę mocy wytwórczych w starych lokalizacjach i nie będzie zasadniczego kłopotu z sieciami, będzie wynosił około 5 lat. Ale czas odpowiedzi na kryzys, związany z deficytem mocy i potrzebą budowy nowych mocy wytwórczych (w starych technologiach spalania) oraz potrzebą rozbudowy sieci przesyłowych i rozdzielczych, a także z potrzebą inwestycji w kopalniach w nowe ściany wydobywcze, będzie wynosił około 10 lat. Czas odpowiedzi technologii węglowych, których

podstawą byłoby zgazowanie węgla (i produkcja benzyn syntetycznych) wynosi natomiast nie mniej niż 15 lat, a w przypadku technologii węglowo-jądrowych nie mniej niż 20 lat. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii gazowych, których podstawą jest wykorzystanie gazu ziemnego, czyli czas związany z zapewnieniem dostaw tego gazu z nowych kierunków geograficznych, zarówno za pomocą sieci przesyłowych jak również w przypadku wykorzystania technologii LNG, wynosi nie mniej niż 5 lat. Czas odpowiedzi technologii biometanowych na wzrost cen, związany z kreowaniem ewolucyjnego rozwoju agroenergetyki (rolnictwa energetycznego) i z technologiami zgazowania biomasy, wynosi obecnie nie więcej niż 5 lat. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii biopaliwowych, uzależniony od zmian podatku akcyzowego na biopaliwa stosowane w technologiach kogeneracyjnych, mógłby wynosić 3 lata.

Podany długi okres jest charakterystyczny dla technologii polegającej na wykorzystaniu gazu z przeróbki węgla do zasilania wielkich (1000 MW) bloków *combi* (gazowo-parowych). Technologie polegające na wykorzystaniu gazu z przeróbki węgla do zasilania energetyki rozproszonej mają zdecydowanie krótszy czas odpowiedzi na sygnały rynkowe.

II. Przegląd działań rządowych (strategii centralizacji)

Poniżej przedstawia się listę charakterystycznych działań (poza działaniem dominującym, którym jest konsolidacja) podejmowanych/przy-

gotowywanych pod hasłami poprawy bezpieczeństwa energetycznego, ochrony środowiska i ulżenia doli odbiorcom.

1. Harmonizacja ustawy Prawo energetyczne z unijną dyrektywą kogeneracyjną

Po nowelizacji ustawy w styczniu 2007 roku zaistniały potencjalnie warunki do rozwoju kogeneracji, co powinno się przełożyć na rozwój segmentu autoproducentów (przemysł) oraz segmentu rozproszonej kogeneracji gazowej (ciepłownictwo, sektor usług, gminy). Wykorzystanie tego potencjału jest jednak ciągle sprawą otwartą. Będzie ono zależało od opłat zastępczych, które Prezes URE będzie określał corocznie (z bardzo szerokich przedziałów wartości podanych w ustawie, w stosunku do ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym: 15-110% dla kogeneracji gazowej oraz dla kogeneracji małej skali, poniżej 1 MW_{el} i 15-40% dla kogeneracji węglowej powyżej 1 MW_{el}). Zresztą trzeba podkreślić, że to rozwiązanie będzie obowiązywać tylko do 2011 roku, i nie wiadomo, co dalej? Podkreśla się ponadto, że certyfikaty (czerwone) dla kogeneracji gazowej oraz dla kogeneracji małej skali, których cena na płynnym rynku będzie ściśle powiązana z opłatami zastępczymi, traktuje się ciągle, niestety, w kategoriach wspomagania rozwoju kogeneracji rozproszonej, a nie wyrównywania obiektywnych warunków funkcjonowania tej kogeneracji i energetyki systemowej (korporacyjnej). Ale bez wątpienia, to rozwiązanie, chociaż ma wadę systemową, jest potencjalnie najlepsze ze wszystkich, o których tu jest mowa.

Na drugą połowę 2007 roku Prezes URE określił opłaty zastępcze w wysokości: 97,74% dla kogeneracji gazowej oraz 15% dla kogeneracji węglowej. Są to opłaty, które mają na celu podtrzymanie funkcjonowania istniejącej kogeneracji (gazowej, węglowej), ale w żadnym razie nie tworzą warunków do jej rozwoju.

2. Wdrożenie powszechnego TPA od 1 lipca 2007

Powszechne prawo dostępu odbiorcy na rynku pozostanie jeszcze długo papierowym przepisem. Wynika to stąd, że korporacja zajęta sobą (konsolidacją niezrestrukturyzowanych podmiotów) nie jest przygotowana do konkurencji o odbiorców. Zresztą konkurencja nie jest w naturze korporacji. (PKP Energetyka oraz dwa sprywatyzowane zakłady energetyczne, Vattenfall Distribution i RWE STOEN, nie zmieniają tego faktu w istotny sposób). Operatorzy systemów dystrybucyjnych, jeśli nawet formalnie zaczną działać 1 lipca 2007 roku, w ogóle nie będą przygotowani do obsługi rynku konkurencyjnego, choćby ze względu na brak infrastruktury teleinformatycznej do obsługi masowej migracji odbiorców, ze względu na brak procedur operatorskich obsługi energetyki rozproszonej itd. Inne rozwiązania remonopolizacyjne (konsolidacja elektroenergetyki „w pionie i w poziomie”, nawrót subsydiowania skrośnego wprowadzonego w ustawie o likwidacji kontraktów długoterminowych, itd.) redukują z natury rzeczy efektywność ekonomiczną zasady TPA, i ograniczają jej rynkową atrakcyjność. Zmniejszenie w 2006 roku liczby odbiorców korzystających z zasady TPA jest sygnałem, który nakazuje daleko idącą ostrożność

w ocenie dobrych intencji, werbalnie prezentowanych przez rząd i korporację.

3. Likwidacja kontraktów KDT

Ustawa „o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej”, uchwalona przez Sejm w maju 2007 roku określa wysokość kosztów osieroconych na 11,5 mld zł. Do wyliczenia tych kosztów przyjęto założenia całkowicie uwalniające wytwórców od ryzyka. Oczywiście, likwidacja kontraktów KDT jest bezwzględnie potrzebna, choćby ze względu na sankcje grożące Polsce ze strony UE. Także po to, aby przerwać bezproduktywne działania trwające od dziesięciu lat, choćby takie jak: kilka projektów „kompleksowych” systemów likwidacji kontraktów (niestety bardzo skomplikowanych, nieudanych, tworzonych przez tych samych ludzi), dziesiątki konferencji, dziesiątki bardzo drogich studiów i raportów, setki opracowań, tysiące artykułów itd. Nie zmienia to jednak faktu, że projekt ustawy ma charakter antyrynkowy. W szczególności projekt wprowadza system opłat przejściowych, stanowiących koszt stały dla odbiorców, ponoszonych za przyłączenie do sieci. W dodatku jest to system, który posiada charakter jawnie socjalny (wprowadza subsydiowanie skrośne, i to w odniesieniu do ludności oraz do przemysłu). Tym samym system kreuje mechanizmy z natury niewłaściwe do działania konkurencji. Najgorsze jest jednak to, że ustawa powoduje całkowite załamanie się wiarygodności rządowego Programu dla elektroenergetyki przyjętego w marcu 2006 roku. Mianowicie,

w ustawie wprowadza się przepis o pokryciu kosztów osieroconych powstających w przedsiębiorstwach podlegających konsolidacji. Flagowym hasłem Programu było natomiast rozwiązanie polegające na obniżce kosztów likwidacji kontraktów KDT poprzez odejście od zasady solidarnego uczestnictwa odbiorców (wszystkich) w pokrywaniu przez najbliższe kilkanaście lat kosztów osieroconych w skonsolidowanych przedsiębiorstwach. Zatem już po roku widać, że rządowy Program to rzeczywista konsolidacja i hasła, dla niezorientowanych, dotyczące poprawy efektywności elektroenergetyki.

4. Zakup przez PGNiG dostępu do złóż gazu na Morzu Norweskim należących do ExxonMobil

Chodzi o zakup 15% złoża zawierającego około 36 mld m³ gazu (i 15 mln ton ropy), którego eksploatacja ma się rozpocząć w 2011 roku. Cena, którą PGNiG zapłaci za dostęp do złoża już w 2007 roku, gwarantującego Polsce łącznie około 5,4 mld m³ gazu po 2011 roku, wyniesie 360 mln USD, a koszty uruchomienia i prowadzenia eksploatacji złoża oraz podatki na rzecz Norwegii przekroczą 600 mln USD. Czyli koszt gazu w miejscu wydobycia wyniesie około 180 USD za 1000 m³ gazu (przy koszcie wydobycia gazu ze złóż krajowych wynoszącym około 70 USD za 1000 m³ gazu). Dopóki PGNiG jest monopolistą (rząd i korporacja mówi: „czempionem” w Europie Środkowej) ryzyko zakupu udziału w złożu ponoszą całkowicie odbiorcy gazu, ale także energii elektrycznej (i w niewielkim stopniu giełdowi udziałowcy PGNiG). Zresztą, transakcja PGNiG oficjalnie

wpisuje się w rządową doktrynę, że bezpieczeństwo energetyczne musi kosztować. Z drugiej strony rząd nic nie robi, aby zdywersyfikować dostawę gazu dla Polski na przykład poprzez produkcję biometanu, z wykorzystaniem krajowych zasobów: należy pamiętać, że wykorzystanie 1 mln ha gruntów umożliwi roczną produkcję biometanu na poziomie 5 mld m³. Przy tym, 1 mld USD wydany przez PGNiG na realizację transakcji z ExxonMobile praktycznie nic nie zmienia. Ten sam miliard zainwestowany do 2011 roku w agroenergetykę (w rolnictwo energetyczne) w Polsce, wzmocniony funduszami unijnymi, spowodowałby zmiany strukturalne (zmiany w podejściu do bezpieczeństwa energetycznego, korzystną alokację ryzyka na rynku paliw i sieciowych nośników energii, modernizację wsi, restrukturyzację rolnictwa, rozwój przemysłu urządzeń dla potrzeb agroenergetyki).

5. Budowa Elektrowni Ignalina i inne plany dotyczące energetyki atomowej

Zgodnie z dokonanymi już oszacowaniami koszt dwóch bloków atomowych w Elektrowni Ignalina (1600 MW każdy) wyniesie 3,5 do 4 mld euro (marzec 2007 rok). Elektrownia zostanie sfinansowana przez Litwę (34%) oraz Polskę, Łotwę i Estonię (po 22%), stąd moc dostępna dla Polski wyniesie około 700 MW. Koszt mostu energetycznego Polska (Ełk) – Litwa (Olita) wyniesie około 550 mln euro. Zatem koszt dostępności 700 MW z elektrowni Ignalina dla polskich odbiorców wyniesie około 1,3 mld euro, na poziomie sieci 400 kV. Energia będzie dostępna (rocznie około 5 TWh) dla odbiorców po 2015 roku (uruchomienie elektrowni jest prognozowa-

ne na 2015 rok). Koszt prostej amortyzacji w przypadku tej energii wyniesie, na poziomie sieci 400 kV w Polsce, około 10 euro/MWh. Zatem energia ta na pewno nie będzie tania u odbiorców regionu północno-wschodniego, małych, przyłączonych do sieci niskiego i średniego napięcia, o dużej zmienności obciążenia (powodujących konieczność budowy elektrowni szczytowych gazowych w tym regionie). Działaniem zmniejszającym ryzyko polityczno-atomowo-energetycznej inwestycji polsko-litewskiej powinno być jej zintegrowanie (rynkowe) z budową małych (o mocy kilku, kilkunastu MW_e) źródeł kogeneracyjnych w Ełku, Suwałkach, Augustowie, Grajewie, Olecku), których konkurencyjność w pełni uzasadniają ceny węglowe. Jednak ten kierunek w strategii PGE (Polskiej Grupy Energetycznej) w ogóle nie znajduje jeszcze miejsca. Za to podkreśla się w oficjalnych wypowiedziach rządowych, że inwestycja w Elektrownię Ignalina będzie początkiem polskich inwestycji w elektrownie atomowe na dużą skalę. Wspiera te wypowiedzi Zarząd PGE, według którego w 2020 roku rozpocznie pracę pierwsza elektrownia atomowa na terenie Polski. Będzie to blok 1600 MW, zbudowany za 13... 14 mld zł (środki inwestycyjne będą pochodzić, zgodnie z wypowiedziami Zarządu PGE, z zysku PGE, z prywatyzacji PGE, z podwyższenia kapitału PGE, z Unii Europejskiej). W ogóle natomiast nie bierze się pod uwagę w tych wypowiedziach ryzyka związanego z faktem, że w 2015 roku świat uzyska wyniki z globalnego projektu demonstracyjnego termojądrowego, realizowanego w Nicei, rozpoczętego w 2005 roku, które mogą zdecydować o wyparciu tradycyjnych elektrowni atomowych z rynku w długim horyzoncie czasowym.

6. Restrukturyzacja PGE

Coraz bardziej widoczny kształt Grupy PGE jest typowym produktem socjalistyczno-państwowej tradycji w zakresie zarządzania i organizacji. Rząd w tym przypadku stał się narzędziem lobby korporacyjnego oraz związków zawodowych. Konieczność pogodzenia interesów tych grup z wymaganiami Dyrektywy 2003/54/WE (wydzielenie operatorów dystrybucyjnych do 1 lipca 2007 roku) daje fatalny skutek w postaci czterech biznesów polegających na: wydobywaniu węgla i produkcji energii elektrycznej (BOT, ESP, ZE Dolna Odra, Ec Gorzów, Ec Wrotków, Ec Rzeszów), centralizacji obrotu hurtowego, centralizacji obrotu detalicznego, oraz utworzeniu z dotychczasowych zakładów energetycznych odrębnych operatorów dystrybucyjnych (Warszawa Teren, ZEORK-Starachowice, Białystok, Lublin, Zamość, Rzeszów, Łódź Miasto, Łódź Teren). Jeśli ktoś miał nadzieję w marcu 2006 roku, kiedy rząd ogłaszał cele programu, że rozpoczną się działania na rzecz poprawy efektywności elektroenergetyki, to w połowie 2007 roku widzi rzecz następującą. Prawdziwym celem konsolidacji jest zbudowanie ciężkiego wytworzenia, o ogromnych przepływach finansowych, matecznika dla lobby korporacyjnego, związków zawodowych, banków, zagranicznych firm konsultingowych, w tym prawniczych. Celem uzupełniającym, integralnie związanym z celem głównym, jest zawłaszczenie rynku (centralizacja obrotu, pełna kontrola właścicielska operatorstwa dystrybucyjnego). Przy tym animatorzy programu konsolidacji, którzy wszystko wygrali nie widzą już potrzeby maskowania swoich intencji i przechodzą do następnego etapu. Mia-

nowicie, ogłaszają programy inwestycyjne do 2025 roku o wartości około 120 mld zł, a do 2016 roku o wartości około 40 mld zł. Ten ostatni program obrazuje rzeczywiste intencje: 30... 35 mld zł (75... 88%) będzie zainwestowane w wytwarzanie (pozostałe resztki w dystrybucję).

7. Kilka najprostszych testów na wiarygodność programów inwestycyjnych w elektroenergetyce

W skonsolidowanej elektroenergetyce programy inwestycyjne mnożą się z zadziwiającą prędkością. Z „nieznośną lekkością” mówi się o źródłach finansowania tych inwestycji. Mia nowicie, mają to być: wzrost rynku, wzrost rentowności biznesu, środki z prywatyzacji, środki z podwyższania kapitału przedsiębiorstw, środki z emisji obligacji, kredyty bankowe. Rozpatrując źródła finansowania nie dokonuje się żadnych wielopłaszczyznowych analiz. Nie rozpatruje się możliwości zmniejszenia rynku skonsolidowanych przedsiębiorstw z powodu przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw dystrybucyjnych już sprywatyzowanych (Vattenfall, RWE), przedsiębiorstwa PKP Energetyka, sprywatyzowanych przedsiębiorstw wytwórczych (Rybnik, Połaniec, Vattenfall i innych), przedsiębiorstw ciepłowniczych, niezależnych wytwórców. Projekcje wzrostu rentowności biznesu buduje się na wzroście cen dla odbiorców. Zakłada się pełne wykorzystanie środków z prywatyzacji na inwestycje, a narasta przecież świadomość społeczna, że środki te (z prywatyzacji elektroenergetyki, i gazownictwa) lepiej byłoby wykorzystać na zasilenie funduszu

emerytalnego i/lub funduszu innowacyjnego. W tym kontekście warto na przykład poddać najprostszemu testowi wiarygodności program inwestycyjny PGE do 2016 roku, p. 6. Mianowicie, obecne przychody roczne PGE, to 18 mld zł, rentowność około 5%. Zysk netto w okresie 2008.–2016 (możliwy do przeznaczenia na inwestycje) wynosi zatem według najprostszego oszacowania: $9 \text{ lat} \times 18 \text{ mld zł/rok} \times 0,05 \text{ (rentowność brutto)} \times 0,79 \text{ (współczynnik przeliczeniowy zysku brutto na zysk netto)} = 6,4 \text{ mld zł}$. Zakładając bardzo optymistycznie, że zysk wyniesie nawet 10 mld zł (zostanie zwiększona rentowność, czyli zwiększone zostaną ceny dla odbiorców, oraz zwiększony zostanie rynek), konieczne jest uzyskanie dodatkowego kapitału 30 mld zł. Pozyskanie tego kapitału z prywatyzacji aktywów PEG wynoszących 38 mld zł jest absolutnie niemożliwe (w planach prywatyzacyjnych zakłada się udostępnienie inwestorom tylko 35% akcji PGE). Rozpatrując z kolei inwestycje PGE w horyzoncie 2025 (120 mld zł) łatwo oszacować, że w cenach stałych musiałyby one skutkować wzrostem kosztów wytwarzania wynoszącym przynajmniej 100 zł/MWh. (Oczywiście, trudno będzie znaleźć banki, które udzielił kredytów wystarczających na sfinansowanie 80%, czy chociażby tylko 60% takich inwestycji). Inwestycje w wytwarzanie zapowiadane do 2020 roku przez Południową Grupę Energetyczną (przez Południowy Koncern Energetyczny) musiałyby skutkować wzrostem kosztów wytwarzania wynoszącym przynajmniej 50 zł/MWh. (Są to inwestycje w nowe bloki o mocy 2260 MW, kosztujące 11 mld zł, pozwalające utrzymać przez PKE rynek produkcji wynoszący 14%.

8. Inwestycje w skonsolidowanej elektroenergetyce w świetle internalizacji kosztów zewnętrznych

Wielkie plany inwestycyjne skonsolidowanych przedsiębiorstw, oparte na kontynuacji technologicznej, mające za podstawę względy bilansowe, w ogóle nie uwzględniają strukturalnej zmiany celów i działania mechanizmów rynkowych. Mianowicie, planowane współcześnie inwestycje w elektroenergetyce muszą przede wszystkim być poddane wszechstronnym testom obejmującym badanie wpływu internalizacji kosztów zewnętrznych na ceny energii elektrycznej u odbiorców. Do zarysowania problemu proponuje się tu następującą optykę. Rządy na świecie stają wobec bardzo trudnego wyboru: dalej uważać, że elektroenergetyka odnawialna wymaga preferencji w stosunku do elektroenergetyki tradycyjnej, czy też uznać już, że to elektroenergetyka odnawialna jest konkurencyjna, a elektroenergetyka tradycyjna wymaga ochrony przed gwałtownym załamaniem się. Proste ilustracje liczbowe problemu są następujące. W Polsce roczną wartość certyfikatów zielonych w 2008 roku można wstępnie szacować (przy wymaganym udziale energii odnawialnej wynoszącym około 6%) na około 1,5 mld zł. W obecnym stosowanym języku jest to wsparcie źródeł odnawialnych. Nieopłacone roczne koszty zewnętrzne emisji CO₂ w przypadku elektroenergetycznych źródeł systemowych można oszacować na około 6,6 mld zł (zakłada się limit emisji CO₂ wynoszący około 110 mln ton oraz cenę jednostkową na bieżącym rynku wynoszącą około 15 euro/tonę). W obecnym stosowanym języku tych kosztów nie nazywa się jednak wsparciem elektroenerge-

tycznych źródłach systemowych. W 2020 roku, kiedy rynek energii elektrycznej zwiększy się o 40%, wymagany udział energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej będzie wynosił 33%, a wymagana roczna obniżka emisji CO₂ w elektroenergetycznych źródłach systemowych osiągnie wartość około 22 mln ton charakterystyczne wielkości (w cenach stałych) będą następujące: roczna wartość certyfikatów zielonych wyniesie około 12 mld zł, opłacone roczne koszty zewnętrzne emisji CO₂ wyniosą około 3,5 mld zł, nieopłacone roczne koszty zewnętrzne emisji CO₂ w przypadku elektroenergetycznych źródeł systemowych wyniosą około 14 mld zł. Założono przy tym, że wymagany efekt redukcji emisji CO₂ w 2020 roku można będzie uzyskać za pomocą wcześniejszych inwestycji, dla których w rachunku efektywności przyjęta zostanie (zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej) cena uprawnień do emisji CO₂ wynosząca 40 euro/tonę. Założono także, że w 2020 roku cena uprawnień do emisji CO₂ na rynku bieżącym będzie taka sama, czyli będzie wynosić 40 euro/tonę.

9. Strategia PGNiG i rewolucyjna ekonomika na rynku gazu

Pełna konsolidacja obrotu hurtowego i detalicznego w PGNiG, prawo Zarządu do realizacji nieefektywnych inwestycji w imię bezpieczeństwa energetycznego, prawny obowiązek posiadania magazynów gazu na terenie Polski przez firmy obrotowe, to kilka wybranych przykładów „troski” o odbiorców na rynku gazu w Polsce. Wymienione regulacje i działania są realizowane w sytuacji, kiedy zysk PGNiG (za pierwszy kwartał 2007) przekroczył wszelkie oczekiwania i był

związany z obniżką sprzedaży. Zatem stworzyliśmy w Polsce za pomocą taryf (z udziałem rządu i w szczególności URE) ekonomikę, w której masa zysku rośnie, jeśli sprzedaż maleje. Nowe inwestycje PGNiG, oprócz zakupu udziału w złożach ExxonMobile, takie jak terminal LNG w Świnoujściu, budowa gazociągu Baltic Pipe (środki własne PGNiG potrzebne na sfinansowanie dwóch ostatnich projektów, to około 500 mln euro), będą wymagać oczywiście twórczego rozwinięcia dotychczasowej rewolucyjnej ekonomiki na rynku gazu, zwłaszcza jeśli istniejące ceny gazu na długo zablokowały rozwój elektroenergetyki gazowej. Pierwsze oznaki takiego rozwinięcia już się zresztą pojawiły. Mianowicie, podjęte zostały decyzje o przeznaczeniu około 1 mld euro ze środków unijnych 2007-2013 (Program Operacyjny „Infrastruktura i Środowisko”) właśnie na dywersyfikację dostaw gazu według rządowych planów (natomiast na innowacyjne technologie produkcji biometanu pieniędzy nie ma). W tym kontekście alarmującą wręcz sprawą jest wstępna decyzja biznesowa Zakładów Azotowych Puławy, związana z inwestycją w zgazowanie węgla (razem z kopalnią Bogdanka, i ewentualnie z jednym z przedsięwzięć elektroenergetycznych). Zgodnie z realizowanym harmonogramem jest możliwe, że jeszcze w 2007 roku zakończone zostaną prace nad szczegółową koncepcją przedsięwzięcia. Zakończenie budowy instalacji jest możliwe w ciągu kolejnych 3-4 lat. Przewidywane nakłady inwestycyjne na instalację wynoszą około 2 mld zł (Zarząd ZA Puławy zakłada, że 50% nakładów może być sfinansowane z funduszy unijnych). Instalacja pokryje, w założeniu, 50% obecnego zapotrzebowania ZA Puławy na gaz (tzn. 50%

z 900 mln m³), oprócz tego, że pokryje całe zapotrzebowanie na energię elektryczną i na parę technologiczną.

III. Tezy do rozważań o energetyce rozproszonej i wielki nowy obszar jej integracji

Teza 1. Wyczerpuje się fundamentalny (merytoryczny) potencjał wdrożeniowy zasady TPA jako mechanizmu zwiększania konkurencji na rynku energii elektrycznej (i gazu). Dodatkowo, zmniejszenie w 2006 roku liczby odbiorców korzystających z zasady TPA jest dotkliwą praktyczną porażką polskiego systemu regulacji w elektroenergetyce (systemu regulacji konkurencyjnego rynku energii elektrycznej opartego na zasadzie TPA). Realizacja rządowego programu konsolidacji wytwórczo-dystrybucyjnej elektroenergetyki i stan przygotowań do pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej 1 lipca 2007 roku nie daje żadnych podstaw do prognoz, że negatywna sytuacja ulegnie odwróceniu.

Teza 2. Narasta siła nowych technologii, które uchylają furtkę do konkurencji na rynku energii elektrycznej (i gazu) poza zasadą TPA. Mianowicie, pojawiła się możliwość odwrócenia utrwalonego przez dziesięciolecia schematu, że sieć stanowi podstawowe zasilanie, natomiast lokalne źródło wytwórcze nie ma pełnej wartości z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Obecnie dojrzałość technologiczna małych źródeł wytwórczych często jest wystarczająca do tego, aby je uznać za pełnowartościowe zasilanie podstawowe, a sieć traktować jako zasilanie

nie rezerwowe. Stąd wynika ważna konsekwencja, mianowicie opłata sieciowa powinna wynikać z wartości zasilania sieciowego dla odbiorcy, a nie z potrzeby pokrycia kosztów operatora. Oznacza to pojawienie się *stranded costs* u operatorów.

Teza 3. Zapoczątkowanie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ pokazało całą marność merytoryczną mechanizmu w postaci Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (zarówno KPRU-1 jak i KPRU-2) w odniesieniu do emisji CO₂. Systemy wsparcia energetyki odnawialnej i skojarzonej oparte na certyfikatach (zielonych, czerwonych, żółtych) wprowadzone w Polsce są istotnym postępem w skali UE w aspekcie prawidłowej internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska. Uniwersalizacja technologii energetycznych umożliwia jednak i jednocześnie tworzy presję na zastosowanie dalej idących rozwiązań, mianowicie polegających na jednolitym podejściu (produktowym) do internalizacji tych kosztów. Jedynie takie podejście umożliwi w nadchodzących latach redukcję szarej strefy i ograniczanie nieefektywności interwencjonizmu państwowego (etatystycznego systemu) w obszarze bezpieczeństwa ekologicznego.

Teza 4. Niesymetryczny (historyczny) system podatkowy, w szczególności akcyzowy (np. wysoka akcyza na benzynę i olej napędowy, brak akcyzy na gaz), nieadekwatny do osiągniętego już poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, staje się główną barierą ograniczającą wzrost efektywności dostawy energii i paliw do odbiorców końcowych w Polsce. System ten w warunkach bardzo szybkiego rozwoju technologii ener-

getycznych i ich uniwersalizacji staje się z jednej strony niestabilny (powoduje ryzyko inwestorów), z drugiej natomiast jest przyczyną narastania szarej strefy podatkowej w energetyce. Zatem ujednoczenie podatków na paliwa i energię (w ramach określonych przez UE), adekwatne do osiągniętego poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, jest koniecznością. Skutkiem ujednoczenia podatków w energetyce (ogólnie rozumianej) będzie nowa struktura konkurencyjności paliw (technologii energetycznych).

Teza 5. Strategia Komisji Europejskiej (budowa jednolitej unijnej przestrzeni bezpieczeństwa energetycznego, a nie elektroenergetycznego), kierunek restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki (sektorowa konsolidacja wytwórczo-dystrybucyjna) oraz uniwersalizacja technologiczno-paliwowa (rozwój roz-

proszonej energetyki odnawialno-gazowej) narzucają w Polsce koncepcję ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy BEEO. Mianowicie: BEEO = BEEU + BEEK + BEER. Poszczególne składniki (funkcjonały losowe, mniej dokładnie funkcje losowe, albo w największym uproszczeniu zmienne losowe) odnoszą się w zapisanej sumie do poziomu unijnego, krajowego oraz indywidualnego odbiorcy (udział własny odbiorcy w zagwarantowaniu sobie bezpieczeństwa środkami dostępnymi w segmencie energetyki rozproszonej oraz poprzez obniżanie własnej elektrochłonności). Do zbudowania miary ilościowej tak rozumianego bezpieczeństwa elektroenergetycznego (określenia jego składowych) w warunkach działania konkurencji nadają się dwie mierzalne wielkości, stosunkowo wiarygodne. Są to: (i) współczynnik odporności (obejmujący substytucyjność) techno-

Tabella 2. Regulacje dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej (na rynkach sieciowych nośników energii i paliw silnikowych)

Nośnik energii	Wymagany udział energii odnawialnej	Podstawa prawna
Energia elektryczna	2006 rok – 3,6% 2007 rok – 5,1% od 2010 roku – 10,4% 2020 rok – 33%	Ustawa Prawo energetyczne. Rozp. MG z dnia 19 grudnia 2005 roku. Rozp. MG z dnia 3 listopada 2006 roku. Strategia energetyczna KE – projekt (2007)
Ciepło sieciowe	2020 rok – 50%	Strategia energetyczna KE – projekt (2007)
Gaz sieciowy	Sprawa otwarta	Etap autorskiej (J. Popczyk) koncepcji*
Paliwa płynne	do 31 grudnia 2005 – 2% przed 31 grudnia 2010 – 5,75% 2020 rok – 14%	Dyrektywa 2003/30/WE z 8 maja 2003

* Udział energii odnawialnej w rynku gazu ziemnego jest sprawą otartą. Trzeba jednak pamiętać, że gwałtownie rosną możliwości technologiczne produkcji biometanu. Najbardziej skutecznym sposobem zarządzania wzrostem tej produkcji byłoby określenie wymaganego udziału biometanu w gazie ziemnym i wprowadzenie (obecnie) certyfikatów pochodzenia gazu odnawialnego. Tę koncepcję sygnalizuje się tutaj jako całkowicie nową. (Koncepcją można by objąć także niektóre gazy odpadowe, np. gaz koksowniczy). Podkreśla się, że koncepcja znalazła już zwolenników wśród gazowników (potrz materiały Konferencji nt. „Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój”. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, Pomorska Spółka Gazownictwa, Wielkopolska Spółka Gazownictwa. Bydgoszcz, 29 marca 2007).

Źródło: Strategia energetyczna KE – projekt (2007)

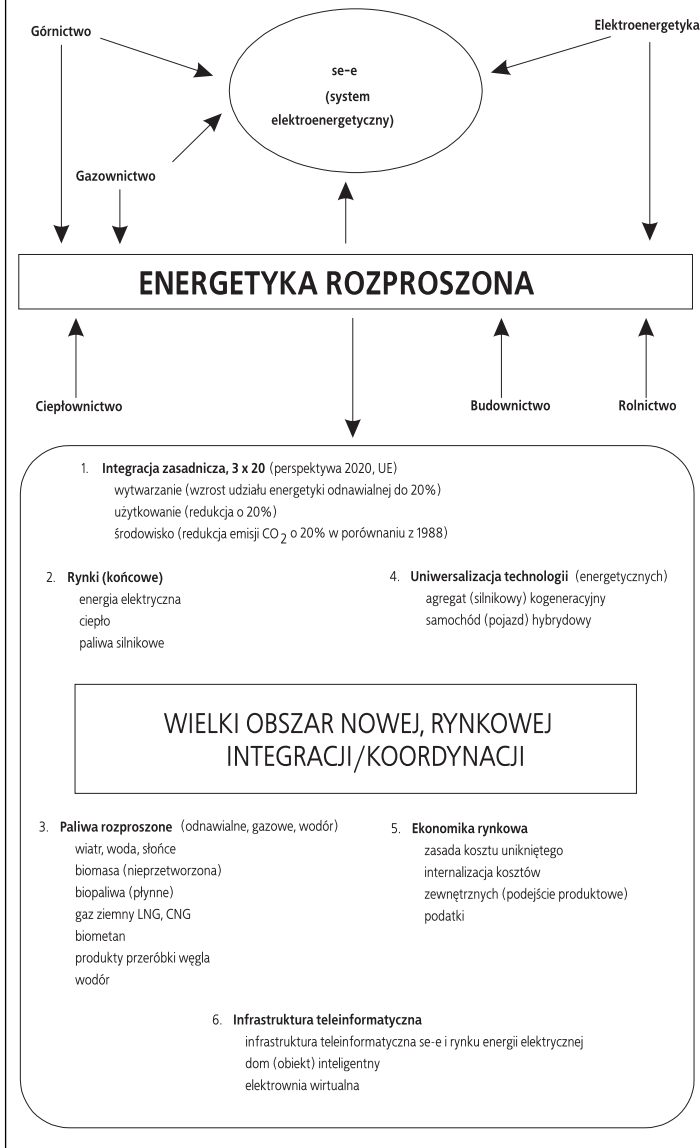
logii na warunki kryzysowe (strajki, terroryzm – w tym terroryzm polityczny państw niedemokratycznych, awarie – obejmujące także *black out*) oraz (ii) osiągalny (na danym etapie) czas (zdolność) odpowiedzi technologii na sygnały rynkowe (zmiany cen, zmiany podatków), zależny głównie od skali technologii (i nakładów inwestycyjnych) oraz od jej dojrzałości (rozwojowej).

Analiza trendów na świecie i strategii w UE pozwala sformułować grubą regułę 3x20, oznaczającą trzy główne cele do osiągnięcia w energetyce (ogólnie, a nie tylko w elektroenergetyce) w horyzoncie 2020. Są to: 20-procentowy udział energii odnawialnej w rynkowych dostawach energii, 20-procentowa redukcja emisji CO₂ (w porównaniu do 1988 roku) i 20-procentowa redukcja zapotrzebowania jednostkowego na energię (na jednostkę dochodu narodowego), uzyskana poprzez poprawę efektywności jej użytkowania. Szczegółowe regulacje dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej przedstawiono w tabl. 2. Podkreśla się, że w tym obszarze bardzo szybko następuje integracja podejścia do trzech głównych rynków energetycznych (energii elektrycznej, ciepła i paliw silnikowych w transporcie).

Integracja podejścia do trzech głównych rynków energetycznych wzmocniana jest obecnie bardzo

silnym trendem polegającym na uniwersalizacji technologii energetycznych. W ramach tego trendu w długim horyzoncie czasowym (np. w horyzoncie polskiej polityki energetycznej, 2025) energetyka odnawialno-gazowa będzie się stopniowo stawać

Rysunek 2. Miejsce i rola energetyki rozproszonej w relacji do systemu elektroenergetycznego i do tradycyjnych sektorów paliwowo-energetycznych oraz do potencjalnych obszarów ekspansji tej energetyki.



pomostem do energetyki wodorowej (z wykorzystaniem ogniwa paliwowego). Na drodze do energetyki wodorowej ważną rolę odegra w szczególności wykorzystanie technologii LNG i CNG do transportu lądowego gazu ziemnego. Ale podstawowe znaczenie będzie miała jednak uniwersalizacja technologiczna bazująca na zbliżeniu dwóch technologii, mianowicie silnikowego agregatu kogeneracyjnego oraz samochodu (pojazdu) hybrydowego.

Rysunek 2 służy do zobrazowania nowego miejsca i nowej roli energetyki rozproszonej w szerokim otoczeniu, w kontekście polskim. Bez wątpienia, sytuacja przedstawiona na rys. 2, polegająca na coraz słabszym powiązaniu małych źródeł odnawialnych z systemem elektroenergetycznym i na coraz silniejszej ich wirtualnej integracji z segmentem energetyki rozproszonej elektryczno-ciepłno-transportowej, będzie miała w nadchodzących latach istotne znaczenie i wpływ na upodmiotowienie wszystkich odbiorców energii i nabywców paliw: ludności, odbiorców w sektorze usług, odbiorców przemysłowych. Upodmiotowienie odbiorców będzie się dokonywać w procesie zmian sytuacji energetycznej gmin, stanowiących najbardziej naturalne środowisko dla rozwoju energetyki rozproszonej.

Kształtowanie się nowego segmentu energetyki rozproszonej elektryczno-ciepłno-transportowej będzie się odbywać z wielkim trudem. Na przykład, 2006 rok nie przyniósł w Polsce wzrostu liczby gazowych źródeł kogeneracyjnych (stanowiących pomost do energetyki wodorowej). Przeciwnie, liczne źródła istniejące, bardzo dobrze dobrane/zoptymalizowane pod względem energetycznym i ekonomicznym, zarówno średniej wielkości

(na przykład Siedlce – 15 MW_{el}), jak i mikroźródła (na przykład Tuchów – 66 kW_{el}), zostały wyłączono na skutek synergicznego współoddziaływania: regulacji (MG, URE), braku konkurencji w gazownictwie oraz oporu elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych wobec energetyki rozproszonej. To zresztą przyspieszyło postęp w zakresie rozpoznania przez niezależnych inwestorów (spoza elektroenergetyki i gazownictwa) innowacyjnych kierunków rozwojowych w postaci agroenergetyki (biotechnologia środowiskowa i uprawy energetyczne) oraz biometanowych technologii energetycznych (zgazowanie biomasy energetycznej).

IV. Ocena możliwości wypełnienia przez Polskę unijnych celów określonych w pakiecie energetycznym 3x20 przez wykorzystanie potencjału rozwojowego rolnictwa energetycznego

Poniżej przedstawia się uproszczoną koncepcję oceny wystarczalności zasobów rolnych, którymi dysponuje Polska, do wypełnienia (nałożonych na państwa członkowskie) celów obligatoryjnych, sformułowanych w unijnym Pakiecie energetycznym 3x20, w części dotyczącej udziału energii odnawialnej w całym rynku popytowym energii. Dokonane, zgodnie z tą koncepcją, oszacowania liczbowe są w pełni wiarygodne, pomimo zastosowanych uproszczeń metodycznych, i są bardzo optymistyczne. Oczywiście, badania pogłębiające tematykę są niezbędne. Jednak zasadnicze znaczenie ma obecnie wykorzystanie uzyskanych już wyników do sformułowania polskiej strategii konwergencji energetyki i rolnictwa

i zaproponowanie innowacyjnego programu rozwojowego w obszarze o niezwyklej wadze gospodarczej oraz niezwyklej wrażliwości politycznej, adresowanego do tysięcy przedsiębiorców, do setek tysięcy rolników oraz do milionów mieszkańców wsi i do milionów użytkowników energii.

1. Wielkość polskich rynków końcowych energii w 2007 roku

1. Energia elektryczna, zużycie/produkcja: 106/140 TWh (około 350 TWh w paliwie pierwotnym)

2. Ciepło ogółem, zużycie/produkcja: 750/850 PJ (około 350 TWh w paliwie pierwotnym):

2.1. Systemy sieciowe: 350/450 PJ

2.2. Ogrzewanie indywidualne: 400/400 PJ

3. Transport, zużycie paliw płynnych (około 150 TWh w paliwie pierwotnym):

3.1. Benzyna: 4,2 mln ton

3.2. Olej napędowy: 6,4 mln ton

3.3. LPG: 1,5 mln ton

2. Założenia dotyczące wielkości polskich rynków końcowych energii w 2020 roku

1. Energia elektryczna. Zakłada się 2 proc. roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wynosi 26 proc. Wielkość rynku końcowego (zużycie) wynosi około 135 TWh.

2. Ciepło. Zakłada się stabilizację rynku, czyli wielkość rynku końcowego wyniesie około 210 TWh

3. Transport. Zakłada się 3 proc. roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wynosi 43 proc. Wielkość rynku końcowego (zużycie) wynosi około 210 TWh.

3. Udziały energii odnawialnej w końcowych rynkach energii (cele obligatoryjne) w Pakiecie w 2020 roku

1. Energia elektryczna: 33%, około 45 TWh

2. Ciepło: 50%, około 105 TWh

3. Paliwa transportowe: 14%, około 30 TWh

4. Struktura energii odnawialnej na końcowym rynku energii elektrycznej w 2020 roku

1. Energia elektryczna poza energią z upraw energetycznych (wiatrowa, wodna, z biomasy odpadowej): 10 TWh, czyli około 22 proc.

2. Energia elektryczna z upraw energetycznych: 35 TWh, czyli około 78 proc.

5. Założenia dotyczące sposobu wykorzystania biomasy uprawianej w 2020 roku

1. Do dalszych oszacowań zakłada się zastosowanie najefektywniejszej obecnie biotechnologii, mianowicie zgazowania fermentacyjnego roślin energetycznych, ewentualnie z dodat-

kiem substratów w postaci biomasy odpadowej z produkcji rolnej oraz z przetwórstwa rolno-spożywczego, i wykorzystanie biogazu lub biometanu (uzyskiwanego po oczyszczeniu biogazu). To założenie jest bardzo ostrożne (bez wątplenia do 2020 roku nastąpi komercyjne wdrożenie znacznie bardziej efektywnych biotechnologii, mianowicie zgazowania zielonej celulozy oraz bezpośredniej produkcji wodoru z biomasy).

2. Do dalszych oszacowań zakłada się, dla zwiększenia ich przejrzystości, zastosowanie tylko wybranych technologii energetycznych, mianowicie w postaci: (i) wykorzystania bezpośredniego biogazu uzyskiwanego z upraw energetycznych, (ii) zatłaczania biometanu do sieci gazu ziemnego, (iii) zastosowania, aż do pełnego wykorzystania potencjału produkcji ciepła i energii elektrycznej, agregatów kogeneracyjnych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na energię końcową u odbiorców energii elektrycznej i ciepła, wynoszącą 85 proc., (iv) zastosowania, poza potencjałem produkcji skojarzonej, kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na ciepło u odbiorcy, wynoszącą 95 proc., (v) zastosowania samochodów CNG, w miejsce samochodów zasilanych mieszankami paliw tradycyjnych i biopaliw płynnych, przy uwzględnieniu zmniejszonej sprawności wykorzystania paliwa transportowego, czyli biometanu w stosunku do mieszanek płynnych, o 20 proc.
3. Krajowy potencjał ciepła produkowanego z biometanu w skojarzeniu określa się na pod-

stawie struktury produkcji charakterystycznej dla gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocy poniżej 1 MW_e. Mianowicie, przyjmuje się, że energia elektryczna stanowi 35 proc. w bilansie paliwa pierwotnego, a ciepło 50 proc. (Straty stanowią 15 proc. w paliwie pierwotnym). Dalej zakłada się, że cała roczna energia elektryczna produkowana z biometanu jest produkowana w skojarzeniu (w 2020 roku będzie to 35 TWh). Wówczas ciepło wyprodukowane w 2020 roku w Polsce z biometanu w skojarzeniu wyniesie 50 TWh. Produkcja ciepła z energii odnawialnej poza produkcją skojarzoną będzie w takim przypadku w 2020 roku wynosić 55 TWh.

6. Założenia do oceny potencjału rozwojowego polskiego rolnictwa energetycznego

1. Zakłada się graniczną strukturę wykorzystania całego areálu ziem uprawnych (około 16 mln ha), którym dysponuje Polska w następującej postaci: 75 proc. dla potrzeb rolnictwa żywnościowego (12 mln ha) oraz 25 proc. dla potrzeb rolnictwa energetycznego (4 mln ha). Jest to struktura, która może być wynikiem alokacji fundamentalnej (polegającej na częściowej transformacji rolnictwa żywnościowego w równoprawne rolnictwo energetyczne) i może pociągać za sobą zmianę relacji cen żywności i energii. Przy tym transformację rolnictwa żywnościowego w energetyczne łączy się ze stopniowym wygaszaniem Wspólnej Polityki Rolnej w UE po 2013 roku oraz z otwarciem unijnego rynku żywności na dostawy z krajów opóźnionych w rozwoju

(w szczególności z Afryki). To oznacza, że Polska może zapewnić sobie istotny wzrost efektywności ekonomicznej rolnictwa, istotny wzrost bezpieczeństwa energetycznego, a także stabilizację cen energii, bez istotnego wzrostu cen żywności.

2. Zakłada się, dla uproszczenia dalszych oszacowań, produkcję biomasy w postaci kukurydzy. Współczesna wydajność produkcji kukurydzy wynosi około 50 ton/ha, co w przeliczeniu na biometan daje 5 tys. m³/ha. Zakłada się ostrożnie, że na skutek postępu biotechnologicznego wydajność produkcji kukurydzy w 2020 roku wyniesie około 80 ton/ha. Będzie to oznaczać poziom produkcji biometanu wynoszący 8 tys. m³/ha. Na tej podstawie można wyliczyć wydajność energetyczną z hektara, wyrażoną w MWh/ha, w następujący sposób:

$$\begin{aligned} \text{wydajność} &= 8 \text{ tys. [m}^3\text{/ha]} \frac{36 \text{ [GJ/tys. m}^3\text{]}}{3,6 \text{ [GJ/MWh]}} = \\ &= 80 \text{ MWh/ha} \end{aligned}$$

7. Oszacowanie zasobów rolnych niezbędnych do realizacji przez Polskę celów Pakietu energetycznego 3x20

1. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku paliw transportowych konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{30 \text{ TWh: } 80 \text{ MWh/ha}\}: 0,8 = \text{ok. } 0,5 \text{ mln ha.}$$

2. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej i na rynku ciepła (35 TWh i 50 TWh, odpowied-

nie) produkowanych w skojarzeniu konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\begin{aligned} \{(35 \text{ TWh} + 50 \text{ TWh}): 80 \text{ MWh/ha}\}: 0,85 = \\ = \text{ok. } 1,3 \text{ mln ha.} \end{aligned}$$

3. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku ciepła produkowanego w kotłowniach (55 TWh), poza źródłami kogeneracyjnymi, konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\begin{aligned} \{55 \text{ TWh}: 80 \text{ MWh/ha}\}: 0,95 = \\ = \text{ok. } 0,7 \text{ mln ha.} \end{aligned}$$

8. Wniosek

Łączna powierzchnia gruntów, konieczna dla wypełnienia przez Polskę celów obligatoryjnych unijnego Pakietu energetycznego 3x20, jest istotnie mniejsza od założonej granicznej powierzchni gruntów możliwych do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne (25 proc., 4 mln ha). Podkreśla się, że dokonane oszacowanie uwzględnia postęp biotechnologiczny, co jest całkowicie uprawnione. Bez postępu biotechnologicznego wypełnienie celów byłoby obciążone pewnym ryzykiem (łączna powierzchnia gruntów, konieczna do wypełnienia celów, byłaby wówczas równa granicznej powierzchni możliwej do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne). W tym miejscu warto podkreślić bardzo korzystną cechę rolnictwa energetycznego jako jednego z głównych filarów bezpieczeństwa energetycznego. Mianowicie, wzrost zapotrzebowania na energię może mieć w tym przypadku zawsze adekwatną odpowiedź w postaci wzrostu wydajności energetycznej

z hektara. Podobna cecha nie występuje w przypadku takich wyczerpywalnych paliw jak ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel (oczywiście, w tym przypadku występuje mechanizm postępu technicznego w sferze wydobycia, który w ostatnich latach bardzo wyraźnie zwiększał zasoby ekonomiczne wymienionych paliw na świecie).

V. Agroenergetyka: wielki wspólny interes polskiej wsi, rolnictwa i energetyki

Światowy i unijny kontekst energetyczny i ekologiczny: Pierwszą silną podstawą rozpoczynającej się rewolucji energetycznej na świecie jest stanowisko Stanów Zjednoczonych, które mówią, że nie wolno dłużej finansować niedemokratycznych państw naftowych (i gazowych) – Iranu, Arabii Saudyjskiej, Wenezueli i Rosji – za pomocą wysokich cen ropy naftowej (i gazu). Rezultatem jest gwałtowny rozwój produkcji biopaliw w Stanach Zjednoczonych, i wzrost cen ziemi (w niektórych stanach ziemia zdrożała w 2006 roku o ponad 30%). Drugą silną podstawą tej rewolucji jest projekt strategii UE, ogłoszony na początku 2007 roku, który z rozproszonej energetyki odnawialnej czyni jeden z najważniejszych filarów rozwojowych bezpieczeństwa energetycznego Unii, a jednocześnie główne narzędzie zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. W rezultacie Wielka Brytania zaproponowała już obniżkę emisji CO₂ do 2050 roku o 60%, a Niemcy o 80%. Trzecią podstawą, fundamentalną, jest światowy wybuch innowacyjnych technologii energetycznych, prowadzący do uniwersalizacji tych technologii, czyli zwiększa-

jący skokowo ich podatność na konkurencję. W rezultacie technologie energetyczne w postaci agregatu kogeneracyjnego i samochodu hybrydowego, które obecnie mogą być bez istotnych ograniczeń technicznych zasilane bardzo różnorodnymi paliwami, są w stanie obsługiwać już wszystkie trzy podstawowe rynki użytkowania energii, tzn. rynek energii elektrycznej, rynek ciepła i rynek transportowy.

Potencjał agroenergetyki: Z jednego hektara kukurydzy jesteśmy w stanie wyprodukować rocznie 5 tys. m³ biometanu, z półtora miliona hektarów 7,5 mld m³, czyli nieznacznie mniej niż obecnie wynosi cały polski import gazu ziemnego, a więcej niż import tego paliwa z Rosji. Zatem należy poświęcić rozwojowi agroenergetyki przynajmniej tyle wysiłku i tyle pieniędzy ile poświęcamy ostatnio dywersyfikacji zasilania Polski w gaz ziemny, bo to jest problem o tej samej wadze z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, a dodatkowo jest to problem o kluczowej wadze z punktu widzenia bezpieczeństwa ekologicznego oraz z punktu widzenia sytuacji wsi i rolnictwa.

Bezpieczeństwo energetyczne: Odpowiedzmy na pytanie, co nam daje produkcja biometanu z jednego hektara współcześnie, kiedy może on być, na skutek uniwersalizacji technologii energetycznych wykorzystany, z jednakową skutecznością, w transporcie samochodowym, jak i w agregatach kogeneracyjnych małej i bardzo małej mocy, produkujących energię elektryczną i ciepło? Otóż, 5 tys. m³ biometanu z hektara można porównać z rocznym zużyciem gazu ziemnego na mieszkańca Polski wynoszącym około 0,3 tys. m³. Jeden

hektar wystarcza więc do pokrycia ponad 15-krotnego zapotrzebowania na gaz ziemny w całej gospodarce, przypadającego na statystycznego Polaka. Ponadto, z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego ważne jest inne porównanie. Z jednego hektara uzyskujemy ilość biometanu wystarczającą do produkcji skojarzonej około 17 MWh energii elektrycznej i około 90 GJ ciepła. Są to ilości wystarczające do pokrycia około 7-krotnego zapotrzebowania na energię elektryczną i około 6-krotnego zapotrzebowania na ciepło w całej gospodarce, przypadającego na statystycznego Polaka. (Dla porównania, jeden hektar obecnie zapewnia żywność dla około 3 Polaków).

Impuls do rozwoju innowacyjnych technologii ośrołolniczych, ośrołenergetycznych i ośrołekologicznych: Agroenergetyka będzie w kolejnych latach obszarem bardzo intensywnego rozwoju biotechnologii środowiskowej (ukierunkowanej na użycie biomasy odpadowej), biotechnologii w obszarze upraw roślin energetycznych, wyspecjalizowanej teleinformatyki dla potrzeb energetyki rozproszonej oraz nowoczesnych rozproszonych technologii energetycznych (w postaci biogazowni, agregatów kogeneracyjnych, samochodów hybrydowych, ogniw paliwowych). Należy przy tym podkreślić, że bariera wejścia na większość z rynków wymienionych innowacyjnych technologii (ale nie na wszystkie te rynki) jest jeszcze stosunkowo niska i jest ona całkowicie pokonana przez polską naukę, polski przemysł, polskie rolnictwo, polską wieś i polską energetykę.

Korzyści wsi (krótkofalowe i długofalowe): Krótkofalowo agroenergetyka skompensuje

skutecznie brak reelektryfikacji wsi, czyli programu zapowiadanego od lat przez kolejne rządy, ale w ogóle nie realizowanego (przede wszystkim dlatego, że w warunkach rynkowych reelektryfikacja wsi jest praktycznie nierealistyczna). Zatem krótkofalowo agroenergetyka ograniczy pogłębiającą się barierę rozwojową wsi w postaci nieadekwatności (do szybko rosnących potrzeb) infrastruktury w postaci wiejskich sieci elektroenergetycznych. Ponadto, agroenergetyka umożliwi milionom mieszkańców wsi uczestnictwo w korzyściach z przebudowy energetyki, w szczególności z elektroenergetyki, na bardziej konkurencyjną. Długofalowo agroenergetyka zapewni wsi polskiej włączenie się w jeden z wielkich obszarów innowacyjności gospodarki w ogóle. Będzie to wynikać między innymi stąd, że skala inwestycji jednostkowych w agroenergetyce jest stosunkowo niewielka (nakłady na takie inwestycje są rzędu kilku, najczęściej blisko dziesięciu, milionów złotych). Zatem w początkowej fazie rozwoju agroenergetyki będzie możliwe podmiotowe uczestnictwo w jej rozwoju małych inwestorów, na skalę pojedynczych wsi. (Jest to oczywiście niemożliwe w energetyce dużej skali). Szacuje się, że rozwój energetyki rozproszonej (biogazowni i systemów kogeneracyjnych) w gminach rolniczych może spowodować napływ komercyjnych inwestycji z tego tytułu na obszary wiejskie rzędu 50 mld zł w horyzoncie 2020. To upodmiotowi na trwałe wieś w obszarze elektroenergetyki i ciepłownictwa. Oczywiście, agroenergetyka, w części stanowiącej bazę surowcową dla przemysłu biopaliw, umożliwi dodatkowo mieszkańcom wsi uczestnictwo w korzyściach ze zmiany struktury rynku paliw dla potrzeb transportu.

Korzyści rolnictwa (krótkofalowe i długofalowe): Krótkofalowo rozwój agroenergetyki zapewnia polskiemu rolnictwu opłacalne ekonomicznie wykorzystanie dwóch do trzech mln hektarów gruntów odłogowanych (wyłączonych z upraw) oraz ugorów i nieużytków. Jest to około 10 do 15 procent użytków rolnych w Polsce. Długofalowo rozwój agroenergetyki tworzy natomiast fundamentalną podstawę pod trwałą opłacalność produkcji rolnej, polegającą na rozszerzeniu możliwości zbytu produkcji rolnej na dwa wielkie i niewralgiczne rynki: żywnościowy i energetyczny. Restrukturyzacja polskiego rolnictwa realizowana w takiej perspektywie, mianowicie masowego rozwoju bardzo opłacalnych upraw energetycznych, może w przyszłości doprowadzić do przeznaczenia na te uprawy od 4 do 6 mln hektarów gruntów ornych i gruntów odłogowanych (obecnie) oraz ugorów i nieużytków i wykreowanie z tego tytułu rocznych przychodów rolników na poziomie od 10 do 15 mld zł (według obecnego poziomu cen). W perspektywie długofalowej bardzo ważne jest także to, że rozwój agroenergetyki może być wykorzystany przez Polskę do aktywnego włączenia się w nieuchronny proces wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej w Unii, z korzyścią dla Polski i dla Unii.

Potrzeba odwrócenia rządowego kierunku działań w szeroko rozumianej energetyce, a zwłaszcza w elektroenergetyce: Realizowany program konsolidacji sektorowej w elektroenergetyce, polegający na kontynuacji technologicznej, czyli na budowie wielkiej elektroenergetyki systemowej, z wielkimi źródłami węglowymi realizowanymi w tradycyjnych technolo-

giach spalania, wymagającymi istotnej rozbudowy sieci przesyłowych, oddalający tę elektroenergetykę od odbiorcy i wyłączający odbiorcę w zdecydowanym stopniu z decydowania o swojej sytuacji, jest obecnie najgorszym rozwiązaniem z możliwych. Ogólnie, specyfika poszczególnych sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego, w szczególności elektroenergetyki, w żadnym wypadku nie może być obecnie wzmacniana, natomiast musi być osłabiana. Odwrócenie programu dla elektroenergetyki i przejście do etapu osłabiania sektorowości w całym kompleksie paliwowo-energetycznym wymaga na poziomie rządu daleko idącej współpracy między ministerstwami. To pociąga za sobą bardzo poważną konsekwencję. Mianowicie, w krótkim czasie musi się ukształtować w rządzie nowy podmiotowy układ kompetencji. W szczególności chodzi tu o nowy typ powiązania kompetencji Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki z kompetencjami ulokowanymi w Ministerstwach: Rolnictwa i Rozwoju Wsi (obszar agroenergetyki), Środowiska (zarządzanie rozdziałem uprawnień do emisji CO₂), Rozwoju Regionalnego (wykorzystanie funduszy unijnych), Finansów (koordynacja podatku akcyzowego w obszarze energetyki) oraz Skarbu Państwa (nadzór właścicielski nad przedsiębiorstwami energetycznymi). Podkreśla się, że o ile w istniejącym rządzie niezbędna współpraca między ministerstwami jest już nie do osiągnięcia, to na etapie tworzenia programu PO uzgodnienie takiej współpracy jest znacznie łatwiejsze (na etapie tworzenia programu w każdej partii troska o dobro wspólne ma większe szanse wybitcia się nad partykularne interesy poszczególnych ministerstw).

VI. Mapa drogowa budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego

Podkreśla się, że potrzebna jest pilnie odpowiedź odnośnie wypełnienia dotkliwej luki, o charakterze fundamentalnym, charakterystycznej obecnie dla problematyki bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Mianowicie, chodzi o odpowiedź nadającą się do zastosowania w nadchodzących latach, dotyczącą wyboru bazy paliwowej dla polskiej elektroenergetyki. Z tego punktu widzenia ważne jest np. stworzenie (w ramach prac rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych) podstaw do określenia (przez agendy rządowe) „Mapy drogowej budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego” uwzględniającej współczesne technologie (w wytwarzaniu i w obszarze infrastruktury sieciowej). Opracowanie mapy powinno nastąpić poprzez poddanie gruntownej weryfikacji licznych scenariuszy (dostępnych w postaci wyników prac wiarygodnych zespołów badawczych zajmujących się w Polsce problematyką bezpieczeństwa energetycznego w całości, a nie tylko bezpieczeństwa elektroenergetycznego). Jeden z tych scenariuszy (przykładowy, realistyczny) ma następującą postać:

1. Wykorzystanie potencjału kogeneracji (rozproszonej) tkwiącego w ciepłownictwie i przemyśle (3000 MW_e), wymagającego około 5,5 mld m³ gazu rocznie, horyzont – 2013 rok.

Rynek energii elektrycznej 2007 15%

Rynek ciepła 2007 15%

2. Zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego (o około 1,5 do 2 mld m³ rocznie), horyzont – 2011 rok.

Rynek energii elektrycznej 2007 5%

Rynek ciepła 2007 5%

3. Wykorzystanie 1 mln ha gruntów pod uprawy energetyczne przeznaczone do produkcji biometanu (np. 50 mln ton kukurydzy, 5 mld m³ biometanu w roku), horyzont – 2013 rok.

Rynek energii elektrycznej 2007 15%

Rynek ciepła 2007 15%

4. Wybór kierunków inwestowania w obszarze wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego (wykorzystania czystych technologii węglowych, synergicznych technologii węglowo-jądrowych) w aspekcie potrzeby minimalizacji inwestycji nietrafionych, realizacja instalacji demonstracyjnych, horyzont – 2013 rok.

5. Uzgodnienie (na poziomie regulacji prawnych) systemu podatkowego (skoordynowanych poziomów akcyzy i zasad odpisów amortyzacyjnych) dla inwestycji energetycznych. Określenie przez rząd (URE) referencyjnych stóp dyskontowych dla operatorów sieciowych oraz cen dla poszczególnych technologii wytwórczych (tradycyjnych węglowych, gazowych, odnawialnych, atomowych), horyzont – 2013 rok

6. Wprowadzenie produktowego (na kWh, GJ, litr paliwa silnikowego, kupowanych przez od-

biorcą końcowego) przydziału uprawnień do emisji CO₂, horyzont – 2012 rok (koniec obowiązywania KPRU-2).

7. Stworzenie sieci źródeł rozproszonych odnawialno-gazowych (10 tys. źródeł, w tym ogniw paliwowych, w części zależnej od rozwoju światowego rynku tych ogniw), horyzont – 2020 rok.

VII. Program „Innowacyjność technologiczna, odwołanie się do własnych zasobów i konkurencja podstawą bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców w Polsce w perspektywie 2020”

Na zakończenie przedstawia się działania i cele do osiągnięcia, które mogłyby stanowić program energetyczny dla Polski, warunkowany wspólnymi globalnymi uwarunkowaniami. Są to:

1. Ostrożna kontynuacja procesu włączania Polski w unijną przestrzeń bezpieczeństwa energetycznego na poziomie europejskich systemów sieciowych (elektroenergetycznego, gazowego i naftowego), oparta na podstawach komercyjnych. Odwrócenie procesu realizowanego przez rząd, polegającego na korporatyzowaniu (utrwalaniu sektorowości) kompleksu paliwowo-energetycznego, zwłaszcza poprzez konsolidację elektroenergetyki i brak liberalizacji gazownictwa. Wejście w proces konwergencji sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego: elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa, agroenergetyki.

2. Odejście od strategii kontynuacji technologicznej realizowanej przez rząd, zwłaszcza w elektroenergetyce i gazownictwie. Wejście w bieżącym dziesięcioleciu w proces ewolucyjnego przeorientowania energetyki (kompleksu paliwowo-energetycznego) na coraz bardziej uniwersalizujące się (innovacyjne) technologie energetyczne (obejmujące rozproszoną energetykę odnawialną i w szczególności agroenergetykę, kogenerację gazową, infrastrukturę dla samochodów hybrydowych, infrastrukturę transportu lądowego LNG i CNG), czyli technologie o dużej zdolności do szybkiej odpowiedzi na sygnały rynkowe (zmiany cen, kryzysy bilansowe), na *black out* oraz na potrzeby ochrony środowiska (na ograniczenia w użytkowaniu środowiska), dające możliwość efektywnego zarządzania bezpieczeństwem energetycznym za pomocą mechanizmów rynkowych.

3. Wykorzystanie przez Polskę drugiego... trzeciego w UE potencjału rozwoju agroenergetyki (osiągnięcie w perspektywie 2020 produkcji biopaliw płynnych pokrywającej 20% potrzeb rynku transportowego, produkcji biometanu zapewniającej jego udział w rynku paliw gazowych na poziomie 40% oraz rozwój energetyki rozproszonej w gminach wiejskich/rolniczych pokrywających 50% ich zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło). Zagwarantowanie sobie przez Polskę wyjścia na pozycję lidera (w sojuszu z Wielką Brytanią) w zakresie nieuchronnego wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej, w sposób najkorzystniejszy dla polskich rolników i dla polskiej wsi. (Cel całkowicie nieobecny w strategii rządowej).

4. Zbudowanie w najbliższych 10 latach krajowej infrastruktury w postaci energetyki rozproszonej odnawialno-gazowej, umożliwiającej w perspektywie 2025 absorpcję efektów rozwoju przyszłościowych czystych technologii węglowych (technologii zgazowania/upłynnienia węgla, technologii węglowo-jądrowych), tzn. zbudowanie w najbliższych 10 latach segmentu kogeneracji małej skali i mikrokogeneracji stanowiącego 30... 40% krajowego rynku energii elektrycznej oraz ciepła. (Cel całkowicie zmarginalizowany w strategii rządowej).
5. Wykorzystanie przez Polskę historycznej szansy zdobycia pozycji jednego z europejskich liderów w zakresie realizacji strategii energetycznej 3x20 proponowanej przez Komisję Europejską. (Cel odrzucany przez rząd).
6. Wysłanie do Rosji sygnału, że Polska dokonuje konwersji zasobów w rolnictwie polegającej na przejściu od produkcji mięsa przeznaczonego na eksport do Rosji do produkcji biometanu równoważącego zależność Polski od importu gazu z Rosji. Wysłanie sygnału do USA, że Polska podejmuje działania mające na celu ich wsparcie w stopniowym ograniczaniu finansowania nie-demokratycznych państw (Rosja, Iran, Wenezuela, Arabia Saudyjska, Katar, Algieria) wysokimi cenami ropy naftowej i gazu. (Cel na rzecz wyzwolenia się Polski z nieefektywnej strategii rządowej na kierunku rosyjskim, w szczególności zmniejszenie siły rosyjskiego szantażu energetycznego i wzmocnienie działań amerykańskich).
7. Rrestrukturyzacja polskiego rolnictwa i modernizacja polskiej wsi poprzez masowy rozwój bardzo opłacalnych upraw energetycznych (przeznaczenie na uprawy od 4 do 6 mln hektarów nieużytków, łąk i gruntów omych) i wykreowanie z tego tytułu rocznych przychodów rolników na poziomie od 10 do 15 mld zł. Rozwój energetyki rozproszonej w gminach rolniczych i spowodowanie napływu inwestycji z tego tytułu na obszary wiejskie rzędu 50 mld zł w horyzoncie 2020. (Cel całkowicie zmarginalizowany w strategii rządowej).
8. Stworzenie impulsu do rozwoju innowacyjnych technologii wokół energetycznych, mianowicie: (i) biotechnologii środowiskowej (utyliczacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle) oraz biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy), (ii) technologii teleinformatycznych dla potrzeb technicznych i rynkowych usieciowanej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla elektrowni wirtualnych.
9. Zbudowanie w Polsce nowoczesnego przemysłu dostaw urządzeń, w tym segmentu dostawców urządzeń sterowania i infrastruktury teleinformatycznej dla potrzeb rozproszonej energetyki odnawialno-gazowej (na przykład: Zakłady Cegielskiego i inne przedsiębiorstwa – budowa agregatów kogeneracyjnych, polskie stocznie – produkcja zbiorników dla biogazowni).
10. Realizacja (szczegółowej) mapy drogowej budowy bezpieczeństwa energetycznego Polski (przedstawionej w części referatu poprzedzającej niniejszy Program).

n o t a t k i

Dylematy: konsumenci – gospodarka – rząd

1. Stan spraw po 18 latach reform

W Polsce ustaje stopniowo zastosowanie środków reformatorskich i pomysłów, które towarzyszyły pierwszym reformom gospodarczym w odniesieniu do sektora energetycznego. Przyczyny tkwią nie tylko w zmianie kierunku polityki wewnętrznej, która w odniesieniu do sektora energetycznego – inaczej niż to ma miejsce w telekomunikacji – nie jest skoncentrowana na ochronie konsumenta przed monopolem, ale na zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, które rozumiane jest przede wszystkim, jako zapewnienie dywersyfikacji geograficznej i politycznej dostaw paliw węglowodorowych.

Przypomnijmy, że na przełomie lat 80. i 90. reformatorzy zakładali wprowadzenie mechanizmów rynkowych do praktycznie całkowicie państwo-

wej i zmonopolizowanej energetyki, przez taki podział wielkich podmiotów państwowych tak, aby w przypadku systemów sieciowych oddzielić produkcję, przesył i dystrybucję. W ten sposób powstać miały warunki do prywatyzacji producentów i dystrybutorów oraz działania mechanizmu rynkowego ograniczonego przez istnienie technicznych monopolii wynikających z istnienia jednej sieci elektrycznej, gazowej czy rurociąkowej. Dlatego reformom towarzyszyło powołanie Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Ten kierunek zmian częściowo wdrożono w elektroenergetyce, ale obecnie następuje powrót do integracji pionowej – tyle, że w formie kilku podmiotów poddanych prawu energetycznemu i regulacji. Gazownictwo skutecznie oparło się jakimkolwiek przekształceniom i doczekało częściowej prywatyzacji monopolu. W okrojonym

zakresie funkcjonuje konkurencja w sektorze paliw płynnych. Proponowany kilkanaście lat temu kierunek zmian ulega erozji, której przyczyną tkwią nie tylko w wewnętrznym oporze poszczególnych branż. Na odejście od pierwotnie wybranych priorytetów w polityce gospodarczej wpływ mają także inne okoliczności, z których niektóre zasługują na uwzględnienie, a w każdym razie tworzą otoczenie mniej lub bardziej odmienne od tego, z jakim mieliśmy do czynienia w pierwszej dekadzie przemian w Polsce.

2. Kłopoty prywatyzacyjne

Z prywatyzacją zawsze wiąże się ten sam dylemat: czy rząd, w roli właściciela, prywatyzując swój majątek ma dbać o duże wpłaty do budżetu państwa, a wtedy najlepiej jest sprzedać monopol państwowy i mniej lub bardziej jawnie zarysować perspektywę trwania dominacji podmiotu prywatnego, czy też powinien dokonać podziału, demonopolizacji, a potem prywatyzować poszczególne segmenty, co w skrajnym przypadku może oznaczać, że nie będzie zainteresowanych prywatyzacją. Zwłaszcza gdy kraje ościenne oferują sprzedaż monopolu, a firmy krajowe potrzebują restrukturyzacji technicznej i nowych inwestycji. Umiarkowane zainteresowanie prywatyzacją producentów energii elektrycznej, koncentracja zainteresowań na dystrybutorach, a więc naturalnych monopolach, które nawet po wdrożeniu wszelkich regulacji prokonkurencyjnych, a zwłaszcza prawa wyboru dostawcy przez każdego indywidualnego odbiorcę zachowują dobrą pozycję oraz – być może przesadzone, ale trudne do zweryfikowania zapotrze-

bowanie na modernizację techniczną – to czasem nadużywane, ale realne przeszkody. W rezultacie dzisiaj jesteśmy świadkami popieranej przez Rząd integracji pionowej w elektroenergetyce. Podstawowy dylemat prywatyzacji był co najmniej jedną z przyczyn zaniechania zmian nie tylko w omawianym sektorze. Klasycznym przykładem jest Telekomunikacja Polska.

W elektroenergetyce czynnikiem dodatkowo komplikującym sytuację są kontrakty długoterminowe.

3. Asymetria prawa w teorii i/lub w praktyce

Czynnikiem, który pomniejsza wiarygodność postulatów prywatyzacyjnych i demonopolizacyjnych jest asymetria prawa i/lub jego realizacji zarówno w krajach UE jak i w relacjach zewnętrznych. W UE swobodny przepływ kapitału i otwarcie rynków jest zadekretowane, ale próby nawet płytkich zmian w strukturze państwowych organizacji elektroenergetyki i gazownictwa we Francji natrafiły na dość skuteczny opór. Nie przeszkadza to francuskiemu EDF uczestniczyć w prywatyzacji w innych krajach, np. w Polsce, gdzie córki EDF występują jako podmioty prywatne i są właścicielami producentów energii. Przeciętny londyńczyk toleruje zapłatę rachunku za prąd firmie, która ostatnio nazywa się EDF Energy, przedtem London Energy, a jest spółką-córką państwowej firmy francuskiej Électricité de France (EDF). Jednak odwrotna sytuacja jest w zasadzie niemożliwa. W tym przypadku na szczęście wspomnienia bitwy pod Waterloo

i wojen napoleońskich nie stanowią problemu politycznego. Są nim raczej opory związków zawodowych we Francji. Jednolite prawo dyrektyw nie oznacza jednolitego stanu faktycznego.

Inne oblicze ma analogiczna, ale głęboka asymetria prawna wzmocniona realnymi problemami politycznymi w relacjach nie tylko krajów UE, ale także USA z Rosją, która dotyczy paliw węglowodorowych w tym gazu ziemnego.

W Rosji wprowadzono ustawy monopol Gazpromu na sprzedaż gazu za granicę, ceny wewnętrzne dalece odbiegają od światowych, ceny dla krajów WNP są zróżnicowane wedle kryteriów uznaniowych. Kontrakty inwestycyjne zawarte w epoce Jelcyna, w których firmy europejskie lub amerykańskie miały udziały większościowe podlegały ostatnimi laty wymuszonej re-negocjacji i bodaj w tych dniach akcja redukcji udziałów firm zachodnich została dokończona, dopełniając dzieła zapoczątkowanego upadłością Jukosu.

Z drugiej strony Gazprom i kompanie Rosyjskie kupują przedsiębiorstwa w UE, także infrastrukturalne, czasem w obrocie „wrotnym”, kupując firmę od europejskiego koncernu, który nie tak dawno pozyskał te aktywa w ramach prywatyzacji. Tak więc tam, gdzie dokonała się prywatyzacja gazownictwa, np. na Węgrzech, u jej kresu jest integracja z Gazpromem, który oczywiście oczekuje, że będzie taktowny jak każda inna firma na rynku UE. Podobnie stało się w Belgii, a więc w kraju o trochę innej historii i przeszłości, gdzie także sieć dystrybucji zachodnioeuropejskiego koncernu została sprzedana firmie rosyjskiej.

W istocie następuje integracja pionowa i to z wyraźnym kontekstem politycznym.

Jest to czynnik, który – w moim przekonaniu – w bardzo poważnym stopniu ogranicza dalszą ewolucję systemów energetycznych w krajach UE. Ewolucja sytuacji wewnętrznej w Rosji przemawia za zachowaniem dużej ostrożności, zwłaszcza w obliczu traktowania Rosji i państwowych firm w tym kraju na ogólnych zasadach przez część krajów i firm z UE oraz USA i to pomimo istniejącej asymetrii prawnej oraz odmowie podpisania karty energetycznej. Decydent państwowy musi więc przewidywać, że końcowym skutkiem demonopolizacji i prywatyzacji z udziałem inwestorów z UE lub USA może być integracja i monopolizacja pod egidą Rosji. Z drugiej strony możliwość oddziaływania przez państwa i firmy zagraniczne na ewolucję sytuacji w Rosji uległa ograniczeniu. Rosja dzięki wysokim cenom ropy ma nadwyżkę kapitału i nie jest zmuszona korzystać z zewnętrznego wsparcia kredytowego lub kapitałowego. Przeciwnie, jest sama gotowa do inwestycji zagranicznych zwłaszcza, gdy partner akceptuje sprzedaż aktywów w zamian za przyszłe dostawy gazu. Towarzyszy temu jawnie deklarowana niechęć polityczna do implementacji wypróbowanego wielokrotnie kontraktu – zgoda reżimu na prawa człowieka, rynek i demokrację w zamian za wsparcie ekonomiczne krajów rozwiniętych.

Jednocześnie zapotrzebowanie na paliwa, konkurencja pomiędzy firmami oraz państwami – w tym pomiędzy USA i UE – o dostęp do rosyjskiego rynku (nie tylko energetycznego) i możliwości inwestowania pomimo wprowa-

dzonych ograniczeń nie zapowiada skonsolidowanego nacisku krajów rozwiniętych na zmianę istniejącego stanu rzeczy. Za to zapewni to, czego Rosji brakuje, to jest dopływ technologii dostarczanych przez mniejszościowych udziałowców. Wypracowanie wspólnego stanowiska jest dodatkowo utrudnione, gdyż kilka firm już na tyle zaangażowało się, że wycofanie oznaczałoby niemałe straty, a więc chcą jakoś ułożyć swoje relacje w nowych okolicznościach. Przykładem może być projekt Sachalin II, którego dokończeniem zainteresowana jest Japonia ze względu na swój interes energetyczny oraz inwestorzy – ze względu na dotychczasowe zaangażowanie.

Chociaż należałoby optować, aby zaistniała jednoznaczna postawa krajów UE odnośnie dostępu strony trzeciej do rurociągów w Rosji i wprowadzenia pozostałych regulacji rynkowych, to trzeba sobie zdawać sprawę, że takie rozwiązanie jest mało realne w najbliższej przyszłości.

Jeżeli jednak nie pojawi się międzynarodowe rozwiązanie, które zagwarantowałoby symetrię praw i ich implementacji zarówno wewnątrz UE jak i w relacjach z partnerami zewnętrznymi, zwłaszcza Rosją, to niektóre idee, które rządziły reformą energetyki, nie będą mogły być implementowane, gdyż niewymierne ryzyko polityczne zablokuje wiele decyzji. Z drugiej strony indywidualne podejście poszczególnych krajów do kwestii bezpieczeństwa i ponoszenie z tego tytułu kosztów, na przykład w postaci wyższej ceny gazu, także niesie pewne zagrożenia dla rozwoju gospodarczego, do czego jeszcze powrócę.

4. Warunkiem sprawnego rynku są możliwości przesyłowe

Zagadnieniem, które rzutuje na rynek energetyki jest problem realnej integracji sieci służącej do przesyłania (transportu) energii oraz możliwości substytucji. Integracja poszczególnych producentów i dystrybutorów nie byłaby tak groźnym monopolem z punktu widzenia przyszłych konsumentów, gdyby sytuacja była chociaż w części porównywalna np. z telekomunikacją. Niestety, postęp na rynku energetyki jest umiarkowany. Kraje Grupy Wyszehradzkiej stosunkowo wcześniej – bo jeszcze przed wejściem do Unii Europejskiej – zintegrowały system elektroenergetyczny z Europą Zachodnią. Stworzono teoretyczną możliwość transmisji energii elektrycznej do krajów UE15 (co prawda, niecałej, bo nie wszystkie kraje U15 miały zintegrowane systemy energetyczne) z Czech, Polski, Węgier i Słowacji. Prace te nie postępują, kraje bałtyckie nie zintegrowały swoich sieci z resztą UE. Jednak ważniejszym problemem jest faktyczne ograniczenie możliwości przesyłowych, o czym świadczy poziom połączenia między Polską a Niemcami, a także między Włochami a Francją. Dowodem wydarzenia z 4 listopada 2004 r. Doszło wtedy do prawdopodobnie największej awarii elektryczności w historii kontynentu: o godzinie 22.10 ponad 15 milionów Francuzów, Belgów, Niemców, Holendrów, Włochów i Hiszpanów zostało odciętych od prądu. Awaria trwała ponad 38 minut, a na niektórych obszarach – nawet dwie godziny. Badająca przyczyny awarii UCTE (europejska organizacja zajmująca się koordynacją przesyłu prądu) podkreślała, że skalę awarii potęgowało to, że w zachodniej Europie

brakuje alternatywnych linii przesyłowych. W praktyce ograniczone możliwości transmisyjne uniemożliwiają polskiemu producentowi realną konkurencję z francuskim producentem energii elektrycznej, bo nie ma technicznej możliwości wymiany energii na większą skalę. Zresztą w Stanach Zjednoczonych jedną z przyczyn wielkich awarii również były słabości połączeń międzystanowych, czyli słabości federalnej regulacji w zakresie niezawodności. Przykłady europejskich i amerykańskich awarii energetycznych świadczą, że ani na poziomie regulacyjnym, ani na poziomie technicznym, nie osiągnięto takiego poziomu integracji, aby można było mówić o rynku w takim sensie jak na przykład w zakresie telekomunikacji.

5. Koszty bezpieczeństwa

Kolejny problem: na ile możemy w tej chwili pozwolić sobie na sfinansowanie niektórych zagadnień związanych z bezpieczeństwem energetycznym bez związku z innymi działami gospodarki. Jednym z czynników, który wzmocniłby sytuację w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, a jednocześnie uczyniłby ją bardziej rynkową byłaby dywersyfikacja kierunków zaopatrzenia. Wiadomo, że dywersyfikacja musi kosztować, bo „inne kierunki zaopatrzenia”, zwłaszcza w przypadku gazownictwa, rodzą dodatkowe koszty i potrzebę dodatkowych inwestycji. Ale... Jeżeli polskie przedsiębiorstwo państwowe, aby zabezpieczyć bezpieczeństwo gazowe będzie zmuszone sfinansować inwestycje ceną gazu, to manewr się nie uda. Po pierwsze – i tak nastąpi zmniejszenie konsumpcji gospodarstw domowych. Na-

wiasem mówiąc już teraz jest ono istotnie mniejsze od przewidywanego na początku lat 90. Urealnienie cen doprowadziło do poważnego osłabienia gazyfikacyjnego entuzjazmu, w wielu przypadkach nowe domy i całe osiedla wznoszone są przy założeniu korzystania z innych nośników energii, a w dodatku niespełnianie przez stare budynki norm bezpieczeństwa powoduje zamykanie instalacji gazowych i zastępowanie gazu energią elektryczną.

Po drugie – gaz wykorzystywany jest w przemyśle, jako surowiec. Margines elastyczności ceny gazu (opłacalności przedsięwzięcia w porównaniu z ceną gazu) jest bardzo niski. W przypadku niektórych produktów ciężkiej chemii cena gazu już dzisiaj stanowi około 40% kosztów. Nawet więc niewielki wzrost ceny gazu oznacza zanik opłacalności niektórych gałęzi przemysłu chemicznego. Dodatkowo trzeba również wziąć pod uwagę fakt, że ceny gazu na wschód od Polski mają charakter polityczny. Niektóre kraje WNP mają niższe ceny i pomimo spektakularnych sporów ceny np. na Białorusi pozostają na niższym poziomie niż w Polsce, przy czym różnica jest większa niż wynikająca z mniejszych kosztów transportu. To oznacza, że np. białoruskie nawozy sztuczne muszą być tańsze niż polskie. Jeśli więc wspólnota międzynarodowa chciałaby rozwiązać problem rzetelności i uczciwości konkurencji w tym zakresie, to on nie może dotyczyć jedynie energetyki. Jeśli pogodzimy się ze znacznie niższymi niż w Unii Europejskiej wewnętrznymi cenami gazu dla przemysłu w innych krajach, to niektóre gałęzie przemysłu staną się niekonkurencyjne i to w wyniku konkurencji ewidentnie nieuczciwej. Problemu ceny gazu nie da

się odizolować od generalnych reguł traktatów handlowych, od rozmów w sprawie WTO.

6. Substytucja i oszczędzanie

Najpoważniejszym problemem jest jednak kwestia substytucji nośników, źródeł i konkurencji między nimi. Nieprawda, że substytucji nie ma. Dzisiaj gazownictwo jest wystawione na konkurencję np. centralnego ogrzewania w zakresie komunalnej dostawy ciepła. Dostawcy gazu, a także ciepła poprzez system centralnego ogrzewania nie mają pełnej swobody cenowej. Wykorzystywane jest np. ogrzewanie olejem opałowym, pomimo tak wysokich cen paliw węglowodorowych. Jednak jak długo nie przekroczymy pewnych progów technologicznych, tak długo będziemy mieć ciągle pewną trudność w substytuowaniu poszczególnych źródeł energii i tym samym utrzymywaniu się absurdalnego wpływu anomalii geologicznych na gospodarkę i politykę. Największym reżyserem polityki energetycznej jest przypadkowość rozłożenia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie, pozostająca bez związku z kapitałem i pracą. Czynniki ten decyduje o sile wielu państw oraz możliwościach wzrostu gospodarczego na świecie.

O przyszłości energetycznej powinniśmy myśleć w kontekście szans na stworzenie rozwiązań kreujących realistyczną alternatywę dla źródeł obciążonych specyficznym ryzykiem – nie tylko, ale przede wszystkim – na skutek wspomnianej anomalii geologicznej, na którą wpływu przecież nie mamy. Okres przejściowy rodzi zawsze pewne wątpliwości, ale pamiętajmy, że początkowo

benzyna bezołowiowa była nieekonomiczna. Trzeba było wprowadzić sztuczne wsparcie popytu poprzez system podatkowy. Dzisiaj nikt tego nie kwestionuje, a innej benzyny nie ma. Te kontrowersyjne mechanizmy były rozwiązaniem lepszym, niż zaniechanie i lepszym niż administracyjny zakaz używania benzyny ołowiowej bez dania czasu na dostosowanie. Wydaje się, że taki kierunek myślenia jest potrzebny w odniesieniu do paliw wytwarzanych i dostarczanych w sposób wolny od ryzyka geograficzno-politycznego.

Rządy i międzynarodowe instytucje finansowe angażują się w poszukiwanie alternatywnych źródeł energii. Niewiele natomiast debatuje się o poszanowaniu i oszczędzaniu energii. Kłopot polega na tym, że problem nie sprowadza się do wybudowania jednego generatora czy kilkudziesięciu wiatraków, ale polega na wymianie kilkunastu czy kilkudziesięciu milionów żarówek. Dostarcie z bodźcem ekonomicznym do użytkowników żarówek jest nieco trudniejsze. Przy tak rozproszonym rynku nie udało się, jak na razie, znaleźć efektywnego mechanizmu zachęcającego do wymiany milionów urządzeń domowych na energooszczędne. Jedynym, jak się wydaje, miejscem, w którym samochód hybrydowy o niskim zużyciu paliwa ma wsparcie poprzez mechanizmy ekonomiczne jest Londyn, gdzie nie płaci się za wjazd samochodów z napędem hybrydowym do centrum miasta, co zapewne jest poważnym bodźcem ekonomicznym.

Gdyby udało się środki przyznane na wsparcie badań kosmicznych czy poszukiwanie nowych technologii przeznaczyć na wsparcie substytucji

różnych nośników energii, technologii ich wytwarzania a także przemyślanego sposobu pozyskiwania energii, to zapewne można by osiągnąć poważne efekty ekonomiczne w dłuższej perspektywie a jednocześnie uwolnić się od wielu ryzyk ekologicznych i politycznych towarzyszących współczesnej gospodarce energetycznej. Problem, jak się wydaje, polega na tym, że chociaż mamy pomysły technologiczne zmierzające do innowacji w energetyce, to komercyjne struktury organizacyjne sektora energetycznego oraz rozwiązania systemowe ciągle bazują na tradycyjnych nośnikach energii i są nastawione na rozwiązanie problemów w obrębie tych nośników, bez próby wyjścia poza klasyczny sposób rozumowania i myślenia.

Nie pomniejszając znaczenia tych aspektów polityki i regulacji w obszarze energetyki, które mają chronić konsumenta i zapobiegać nadużywaniu monopolistycznej pozycji klasycznych dostawców energii i paliw, nie rezygnując z antymonopolowego ostrza polityki państwowej względem tego sektora oraz przewycięzania większej niż w innych sektorach siły branżowych lobbies, trzeba odważnie pomyśleć o nowej polityce energetycznej. Polityce, która uwzględni aktualne realia oraz potrzebę przewycięzania raczej przyczyn niż skutków. Takich jak nadmierna nieprzewidywalność wzrostów cen paliw płynnych lub niewymierne ryzyka polityczne w dostawach gazu.

Z e s z y t y B R E - C A S E

- 1 Absorpcja kredytów i pomocy zagranicznej w Polsce w latach 1989-1992
- 2 Absorpcja zagranicznych kredytów inwestycyjnych w Polsce z perspektywy pożyczkodawców i pożyczkobiorców
- 3 Rozliczenia dewizowe z Rosją i innymi republikami b. ZSRR. Stan obecny i perspektywy
- 4 Rynkowe mechanizmy racjonalizacji użytkowania energii
- 5 Restrukturyzacja finansowa polskich przedsiębiorstw i banków
- 6 Sposoby finansowania inwestycji w telekomunikacji
- 7 Informacje o bankach. Możliwości zastosowania ratingu
- 8 Gospodarka Polski w latach 1990 – 92. Pomiary a rzeczywistość
- 9 Restrukturyzacja finansowa przedsiębiorstw i banków
- 10 Wycena ryzyka finansowego
- 11 Majątek trwały jako zabezpieczenie kredytowe
- 12 Polska droga restrukturyzacji złych kredytów
- 13 Prywatyzacja sektora bankowego w Polsce - stan obecny i perspektywy
- 14 Etyka biznesu
- 15 Perspektywy bankowości inwestycyjnej w Polsce
- 16 Restrukturyzacja finansowa przedsiębiorstw i portfeli trudnych kredytów banków komercyjnych (podsumowanie skutków ustawy o restrukturyzacji)
- 17 Fundusze inwestycyjne jako instrument kreowania rynku finansowego w Polsce
- 18 Dług publiczny
- 19 Papiery wartościowe i derywaty. Procesy sekurytyzacji
- 20 Obrót wierzytelnościami
- 21 Rynek finansowy i kapitałowy w Polsce a regulacje Unii Europejskiej
- 22 Nadzór właścicielski i nadzór bankowy
- 23 Sanacja banków
- 24 Banki zagraniczne w Polsce a konkurencja w sektorze finansowym
- 25 Finansowanie projektów ekologicznych
- 26 Instrumenty dłużne na polskim rynku
- 27 Obligacje gmin
- 28 Sposoby zabezpieczania się przed ryzykiem niewypłacalności kontrahentów
- 29 Wydanie specjalne Jak dokończyć prywatyzację banków w Polsce
- 30 Jak rozwiązać problem finansowania budownictwa mieszkaniowego
- 31 Scenariusze rozwoju sektora bankowego w Polsce
- 32 Mieszkalnictwo jako problem lokalny
- 33 Doświadczenia w restrukturyzacji i prywatyzacji przedsiębiorstw w krajach Europy Środkowej
- 34 (nie ukazał się)
- 35 Rynek inwestycji energooszczędnych
- 36 Globalizacja rynków finansowych
- 37 Kryzysy na rynkach finansowych – skutki dla gospodarki polskiej
- 38 Przygotowanie polskiego systemu bankowego do liberalizacji rynków kapitałowych
- 39 Docelowy model bankowości spółdzielczej
- 40 Czy komercyjna instytucja finansowa może skutecznie realizować politykę gospodarczą państwa?
- 41 Perspektywy gospodarki światowej i polskiej po kryzysie rosyjskim
- 42 Jaka reforma podatkowa jest potrzebna dla szybkiego wzrostu gospodarczego?
- 43 Fundusze inwestycyjne na polskim rynku – znaczenie i tendencje rozwoju
- 44 Strategia walki z korupcją – teoria i praktyka
- 45 Kiedy koniec złotego?
- 46 Fuzje i przejęcia bankowe
- 47 Budżet 2000

Z e s z y t y B R E - C A S E

- 47 Perspektywy gospodarki rosyjskiej po kryzysie i wyborach
- 48 Znaczenie kapitału zagranicznego dla polskiej gospodarki
- 49 Pierwszy rok sfery euro – doświadczenia i perspektywy
- 50 Finansowanie dużych przedsięwzięć o strategicznym znaczeniu dla polskiej gospodarki
- 51 Finansowanie budownictwa mieszkaniowego
- 52 Rozwój i restrukturyzacja sektora bankowego w Polsce – doświadczenia 11 lat
- 53 Dlaczego Niemcy boją się rozszerzenia strefy euro?
- 54 Doświadczenia i perspektywy rozwoju sektora finansowego w Europie Środkowo-Wschodniej
- 55 Portugalskie doświadczenia w restrukturyzacji i prywatyzacji banków
- 56 Czy warto liczyć inflację bazową?
- 57 Nowy system emerytalny w Polsce – wpływ na krótko- i długoterminowe perspektywy gospodarki i rynków finansowych
- 58 Wpływ światowej recesji na polską gospodarkę
- 59 Strategia bezpośrednich celów inflacyjnych w Ameryce Łacińskiej
- 59/a Reformy gospodarcze w Ameryce Łacińskiej
- 60 (nie ukazał się)
- 61 Stan sektora bankowego w gospodarkach wschodzących – znaczenie prywatyzacji
- 62 Rola inwestycji zagranicznych w gospodarce
- 63 Rola sektora nieruchomości w wydajnej realokacji zasobów przestrzennych
- 64 Przyszłość warszawskiej Giełdy Papierów Wartościowych
- 65 Stan finansów publicznych w Polsce – konieczność reformy
- 66 Polska w Unii Europejskiej. Jaki wzrost gospodarczy?
- 67 Wpływ sytuacji gospodarczej Niemiec na polską gospodarkę
- 68 Konkurencyjność reform podatkowych – Polska na tle innych krajów
- 69 Konsekwencje przystąpienia Chin do WTO dla krajów sąsiednich
- 70 Koszty spowolnienia prywatyzacji w Polsce
- 71 Polski sektor bankowy po wejściu Polski do Unii Europejskiej
- 72 Reforma procesu stanowienia prawa
- 73 Elastyczny rynek pracy w Polsce. Jak sprostać temu wyzwaniu?
- 74 Problem inwestycji zagranicznych w funduszu emerytalnym
- 75 Funkcjonowanie Unii Gospodarczej i Walutowej
- 76 Konkurencyjność sektora bankowego po wejściu Polski do Unii Europejskiej
- 77 Zmiany w systemie polityki monetarnej na drodze do euro
- 78 Elastyczność krajowego sektora bankowego w finansowaniu MSP
- 79 Czy sektor bankowy w Polsce jest innowacyjny?
- 80 Integracja europejskiego rynku finansowego – Zmiana roli banków krajowych
- 81 Absorpcja funduszy strukturalnych
- 82 Sekurytyzacja aktywów bankowych
- 83 Jakie reformy są potrzebne Polsce?
- 84 Obligacje komunalne w Polsce
- 85 Perspektywy wejścia Polski do strefy euro
- 86 Ryzyko inwestycyjne Polski
- 87 Elastyczność i sprawność rynku pracy
- 88 Bułgaria i Rumunia w Unii Europejskiej – Szansa czy konkurencja dla Polski?
- 89 Przedsiębiorstwa sektora prywatnego i publicznego w Polsce (1999–2005)
- 90 SEPA – bankowa rewolucja
- 91 Energetyka-polityka-ekonomia