Akademia Energetyki

Prezentowany referat Profesora Jana Popczyka wygłoszony został jako wprowadzający do tegorocznej konferencji naukowo-technicznej poświęconej problemom eksploatacji transformatorów w Kołobrzegu. O konferencji tej piszemy w innym miejscu niniejszego numeru *Energetyki*.

Obszerny referat Profesora ma charakter wykładu porządkującego opis dotychczasowego przebiegu procesu restrukturyzacji energetyki polskiej, procesu rozpoczętego w 1989 roku i nie zakończonego do dziś. Wspomnieć można, że przekształcenia sektora energetycznego budziły i budzą wiele kontrowersji i to nie tylko co do ocen tego co było, ale przede wszystkim, co do przyszłości. Cechą charakterystyczną jest przy tym emocjonalny charakter podnoszonych argumentów, a także przemieszanie subiektywizmu z próbami bardziej obiektywnego spojrzenia. Niestety zanika u nas autorytet obiektywizmu i często nie zastanawiamy się nad tym, co kto mówi, ale nad tym, kto to mówi i kto za nim stoi.

Nie ulega jednak wątpliwości, że przedstawiany wykład zawiera całościową wizję dalszego procesu restrukturyzacji energetyki polskiej dostosowującego ją nie tylko do przemian i tendencji zachodzących we współczesnym świecie, ale i poszukującego polskiej drogi jej rozwoju.

Konieczność zmniejszenia presji inwestycyjnej w energetyce systemowej wydaje się obiektywną koniecznością, mimo że jest tak mało popularna. Podobnie niezbędne wydaje się poszukiwanie możliwości rozwoju energetyki rozproszonej wykorzystujące w znaczącym stopniu odnawialne zasoby energii.

Redakcja

Sesja 5

Elektroenergetyka polska 2005

Wykładowca:
Profesor Jan Popczyk
Politechnika Śląska w Gliwicach

Wykład siódmy

Przedmiotem niniejszego referatu jest ogólna próba analizy sytuacji polskiej elektroenergetyki w połowie 2005 roku i na tym tle próba odpowiedzi na pytanie o jej przyszłość. Jest zasadne, że w świetle takiego założenia programowego nie czyni się w referacie specjalnego wysiłku na rzecz dopasowania jego treści do tematyki Konferencji „Transformatory w eksploatacji".

Z drugiej strony jest jasne, że bez znajomości kierunków rozwojowych w elektroenergetyce nie da się właściwie kształtować strategii eksploatacyjnych dla transformatorów, zwłaszcza dla wielkich transformatorów. I odwrotnie, nie znając możliwości zarządzania bezpieczeństwem transformatorów w procesie ich eksploatacji nie można w pełni ocenić ryzyka reform w elektroenergetyce, i tym samym właściwie dobrać ich dopuszczalnego zakresu, nie powodującego zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego.

Charakterystyczne, z punktu widzenia ostatniej tezy, jest stwierdzenie zawarte w referacie konferencyjnym prof. Jerzego Słowikowskiego zatytułowanym: „Wyniki badań diagnostycznych stopnia zawilgocenia i zestarzenia izolacji transformatorów o długim okresie eksploatacji". Ze względu na wagę tego stwierdzenia z punktu widzenia związku między urynkowieniem elektroenergetyki i eksploatacją transformatorów przytacza się je poniżej w postaci następującego obszernego cytatu:

„Punktem kulminacyjnym, w którym nastąpiła zmiana poglądów było zapoczątkowanie procesu tworzenia rynku energii, a w ślad za tym dążenie do przedłużania czasu życia eksploatowanych urządzeń oraz zmniejszania ich kosztów utrzymania przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka przerw w dostawie energii do końcowego odbiorcy. (...) obecnie szacuje się, że długość życia transformatora może osiągnąć 50 lat. Podkreślić przy tym należy, że po „skoku" technologicznym, jaki nastąpił z chwilą wprowadzenia zimnowalcowanych blach magnetycznych, dalszy postęp w dziedzinie konstrukcji transformatorów nie wprowadził na tyle istotnych zmian, ażeby z ekonomicznego punktu widzenia zasadne było zastępowanie „starych" transformatorów (np. dwudziestoletnich) nowymi jednostkami."

Wykorzystanie możliwości wydłużenia czasu życia istniejących transformatorów będzie bez wątpienia uzależnione w nadchodzących latach od rozwiązań kształtujących operatora systemowego (*PSE Operator*), które generalnie powinny obniżać presję inwestycyjną w obszarze sieci przesyłowych. Drugą sprawą, która będzie skutkować ograniczeniem zapotrzebowania na nowe transformatory wielkiej mocy, są zmiany strukturalne w elektroenergetyce w części dotyczącej decentralizacji technicznej systemów elektroenergetycznych, związanej z zastępowaniem elektroenergetyki systemowej elektroenergetyką rozproszoną.

Przegląd referatów konferencyjnych upoważnia do dodatkowej, bardziej szczegółowej tezy, mianowicie, że obserwowany rozwój modeli statystyczno-probabilistycznych w badaniach eksploatacyjnych transformatorów może ułatwić włączenie tego obszaru w rozwój zarządzania ryzykiem decyzyjnym w nowej ekonomii elektroenergetyki. Trzeba przy tym podkreślić, że formalne metody analizy ryzyka inwestycyjnego, nadające się do zastosowań praktycznych, są dopiero w początkowej fazie rozwoju w elektroenergetyce. Jedną z koncepcji, którą można wskazać jako obiecującą, jest budowa modelu statystyczno-probabilistycznego nałożonego na analizę przepływów finansowych w biznes planie przedsięwzięcia inwestycyjnego. Punktem wyjścia do budowy modelu statystyczno-probabilistycznego ryzyka w tej koncepcji powinna być analiza wrażliwości stosowana powszechnie w praktyce, a ponadto stosowane w ekonomii modele analityczne wybranych wielkości makroekonomicznych.

Jedną z najważniejszych wielkości makroekonomicznych wykorzystywanych w analizie przepływów finansowych jest stopa dyskontowa. Przytacza się tę wielkość, bo zmiana podejścia do jej określania najdobitniej świadczy o zmianie nastawienia inwestorów w elektroenergetyce w kierunku uniwersalnego podejścia, charakterystycznego dla rynków finansowych.

W tym ujęciu stopa dyskontowa w postaci analitycznej wyraża się wzorem:

$$r = (1+s_a)^{+}(1+s_r) - 1,$$

gdzie: s_a – jest kosztem alternatywnym kapitału (najczęściej równym oprocentowaniu państwowych obligacji długoterminowych), s_r – jest natomiast stopą ryzyka, charakterystyczną dla danej działalności gospodarczej.

Retrospektywne spojrzenie na progu nowego etapu rozwoju sytuacji w elektroenergetyce

Datowanie. Coraz bardziej uprawnione z punktu widzenia metodologicznego i użyteczne z punktu widzenia potrzeby zrozumienia istoty przeszłych zmian strukturalnych w elektroenergetyce (związanych z jej urynkowieniem), które jest niezbędne do sformułowania propozycji działań i prognozowania zmian strukturalnych w kolejnych latach (związanych z postępem technologicznym), staje się wyróżnienie trzech etapów.

Są to:

- etap I (1990–1995), związany z reformą, której podstawą była ustawa z lutego 1990 roku o likwidacji (30 września 1990 roku) *Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego*, a której istotą były zmiany strukturalne, obejmujące także techniczny proces przełączania systemu polskiego (od 1992 roku całego systemu CENTREL) ze wschodu na zachód.
- etap II (1996–2005), związany głównie z realizacją sektorowego programu inwestycyjnego w elektrowniach i elektrociepłowniach wykorzystującego kontrakty KDT, z wdrażaniem regulacji rynkowych na podstawie ustawy *Prawo energetyczne* z 1997 roku oraz z początkami prywatyzacji, zastąpionej jednak pod koniec etapu konsolidacją przedsiębiorstw.
- etap III (rozpoczynający się), związany z akcesją Polski do UE i potrzebą zmodernizowania układu sił w elektroenergetyce na bardziej nowoczesny, odpowiadający interesom polskich odbiorców, a także inwestorów, i adekwatny do nadchodzących nowych zmian strukturalnych, uwarunkowanych amerykańską strategią rozwoju technologii wodorowych.

Beneficjenci i przegrani. W każdym z wymienionych etapów występują charakterystyczni beneficjenci i charakterystyczni przegrani. Ważne jest przy tym, że pierwszy etap był etapem bardzo trudnej rzeczywistej reformy, ale też etapem masowego merytorycznego awansu młodych pracowników elektroenergetyki. Drugi etap był etapem korzystania z wyników pierwszego i bardzo skutecznego, socjotechnicznego marketingu sukcesów. Trzeci etap musi być znowu, tak jak pierwszy, etapem rzeczywistego postępu. Etap ten musi otwierać także nowe możliwości dla młodej kadry, już dobrze wykształconej i chcącej działać w obiektywnym środowisku rynku konkurencyjnego, nie godzącej się natomiast na działanie w patologicznym środowisku korporacyjno-politycznym.

W pierwszym etapie beneficjentami były przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, zakłady energetyczne, *PSE*) szeroko rozumiane (z kadrą, z know-how w dziedzinie zarządzania i ekonomiki, z układem właścicielskim, z wyjściem na świat) i bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, również szeroko rozumiane (oparte na dobrej kondycji ekonomicznej przedsiębiorstw i na powiązaniu polskiego systemu elektroenergetycznego z systemem UCPTE).

Największymi przegranymi były natomiast przedsiębiorstwa tzw. zaplecza energetycznego. Były to: *ELBUD-y, ZWS-y, Energomontaże, Elektromontaże, Elektrobudowa*. Należały do tej grupy także instytucje naukowo-badawcze, takie jak: Instytut Energetyki, IASE, CIE. Grupa ta liczyła prawie 70 przedsiębiorstw.

Przedsiębiorstwa te, wyłączone w kwietniu 1990 roku ze struktur WEiWB, wykorzystane zostały natychmiast i bezwzględnie przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne do obniżenia kosztów zakupu usług zewnętrznych (co było możliwe ze względu na wytworzoną przez rynek wielką nadpodaż usług ze strony przedsiębiorstw zaplecza).

W drugim etapie głównymi beneficjentami stali się politycy i establishment sektorowy (w tym związki zawodowe) oraz środowisko naturalne (głównie powietrze). Największym przegranym tego etapu stał się Skarb Państwa. Nie chodzi w tym przypadku o przegraną w postaci obniżki wartości przedsiębiorstw elektroenergetycznych związanej z przejściowym spadkiem koniunktury gospodarczej na świecie. Chodzi o trwałą obniżkę wartości tych przedsiębiorstw, związaną z dwoma innymi czynnikami. Mianowicie, z odkładaniem na późniejsze lata restrukturyzacji kosztów przedsiębiorstw oraz z opóźnianiem prywatyzacji i brakiem wyobraźni odnośnie do wpływu światowej liberalizacji rynków energii elektrycznej na bezpowrotną utratę wartości przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

W trzecim etapie głównymi beneficjentami staną się odbiorcy i inwestorzy. Głównymi przegranymi będą natomiast (niestety) pracownicy skonsolidowanych, ale niezrestrukturyzowanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych, a dodatkowo establishment sektorowy (w tym związki zawodowe), politycy i Skarb Państwa.

Rozwinięcie charakterystyki dwóch pierwszych etapów. Reforma w pierwszym etapie realizowana była według założeń sformułowanych w Czwartym komunikacie roboczym (z 25 kwietnia 1990 roku) Zespołu powołanego przez Komisję Systemu Gospodarczego, Przemysłu i Budownictwa Sejmu do opracowania koncepcji zmian systemowych w polskiej elektroenergetyce. Odwaga, tempo i skuteczność działań w pierwszym etapie, zobrazowana na procesie odłączania systemu CENTREL od systemu POKÓJ i przyłączaniu do systemu UCPTE wyglądały następująco. Porozumienie w tej sprawie między *PSE SA*, *MVM Rt* (Węgry) oraz *CEZ* i *SEP* (Czechosłowacja) zostało podpisane w grudniu 1990 roku. Po dwóch latach przygotowań została utworzona organizacja CENTREL oraz uzgodniony został i podpisany Katalog Wymagań odnośnie do połączenia systemów CENTREL z UCPTE. Zgodnie z porozumieniem połączenie miało nastąpić w 1997 roku, ale wówczas wielu ekspertów z Europy Zachodniej uznawało ten termin za nierealny. Okazało się, że nie mieli racji. Połączenie nastąpiło w 1995 roku. A więc to bardzo ambitne zadanie zostało zrealizowane szybciej niż wcześniej planowano.

Z kolei tempo i skuteczność działań w okresie 1990–1995 na drodze sektora do standardów europejskich obrazują następujące, bardzo trudne przekształcenia. Utworzono *PSE SA*, skomercjalizowane zostały wszystkie zakłady energetyczne i wszystkie elektrociepłownie, rozpoczęta została komercjalizacja elektrowni, dokonany został transfer majątku sieci przesyłowej z zakładów energetycznych do *PSE* i dokonana została integracja tej sieci w obszarze planowania (i realizacji) rozbudowy oraz zorganizowana

została jej eksploatacja bez zwiększania zatrudnienia (oparta na pionierskim wówczas rozwiązaniu polegającym na kontraktacji usług eksploatacyjnych w zakładach energetycznych), odwrócona została struktura cen dla odbiorców (do takiej, która praktycznie do dzisiaj nie została zmieniona, a trzeba pamiętać, że w 1990 roku ceny dla wielkich odbiorców były wyższe niż ceny dla ludności), rachunek wyrównawczy w sektorze zastąpiony został najprzód systemem cen standardowych dla przedsiębiorstw, a następnie taryfą hurtową, zbudowana została płynność finansowa między usamodzielnionymi przedsiębiorstwami.

Trzeba także pamiętać, że w pierwszym etapie dokonane zostały podstawowe uzgodnienia do konstrukcji ustawy *Prawo energetyczne*, która wówczas była jeszcze wolna od założenia, że niezbędne są w niej szczegółowe regulacje, bo takie dadzą dopiero możliwość pogodzenia sprzecznych interesów i pozwolą przyspieszyć konkurencję na rynku energii elektrycznej (prace nad ustawą zostały zapoczątkowane już w 1991 roku).

Drugi etap, to okres mnożenia kontraktów KDT (podpisano 33 kontrakty, podczas gdy w pierwszym etapie tylko 2) i nieustannie podejmowanych, ale nieskutecznych prób ich likwidacji, okres propagandy wokół ustawy *Prawo energetyczne*, która miała pchnąć elektroenergetykę na ścieżkę konkurencji, ale nie pchnęła. Przy tym nie wolno zapominać, że w 1996 roku rząd polski przyjął ambitny i bardzo dobry program restrukturyzacji i prywatyzacji elektroenergetyki. Był to zresztą bez wątpienia czas najkorzystniejszy w ciągu ostatnich 15 lat z punktu widzenia realizacji takiego programu, zwłaszcza prywatyzacji, i zarazem włączenia się elektroenergetyki w struktury zachodnioeuropejskie jeszcze przed akcesją Polski do UE. Szansa nie została niestety wykorzystana.

Podstawową przyczyną było to, że rzeczywistego rynku, na miarę wymagań, nie wprowadzaliśmy do elektroenergetyki, odkładaliśmy tę sprawę na później. Rozwiązań odważnych nie podejmowaliśmy, a niezłe już – zastępowaliśmy złymi, antyrynkowymi. W ten sposób w 1998 roku nie została podjęta próba rynkowego, zróżnicowanego rozwiązania problemu kontraktów długoterminowych, między innymi poprzez cesję na zainteresowane wówczas spółki dystrybucyjne Grupy Północ oraz poprzez likwidację w procesach prywatyzacyjnych elektrowni i elektrociepłowni. W 1999 roku wytwarzanie nie zostało uznane za obszar konkurencji, za to zostało wprowadzone kontyngentowanie produkcji dla wytwórców. W 2000 roku popsuta została opłata przesyłowa, między innymi poprzez ograniczenie jej wyłącznie do opłaty grupowej i poprzez wyłączenie z niej całkowicie wytwórców, itd.. W rezultacie czas lepiej wykorzystali w drugim etapie ci, co budowali swoje monopolistyczne pozycje. Znacznie gorzej ci, co odpowiadali za wdrożenie konkurencji.

Charakterystyka stanu na początku nowego etapu. W rezultacie działań podjętych w końcówce drugiego etapu odbudowane zostały wielkie (zatrudnieniem) przedsiębiorstwa państwowe i jednocześnie zablokowana została (poprzez pakiety socjalne) możliwość ich restrukturyzacji kosztowej, wzmocniona została monokultura węglowa elektroenergetyki, utworzony został najsłabszy z możliwych (bez majątku) operator systemowy, nie został zapewniony postęp w likwidacji kontraktów KDT, nie zostały wdrożone prokonkurencyjne zasady ekonomiki opartej na krótkookresowych cenach krańcowych węzłowych. To powoduje, że przedsiębiorstwa coraz mniej muszą się liczyć z rządem, o ile ten nie jest im potrzebny do obrony interesów sektorowych. W kontekście sytuacji politycznej kraju syntezę działań z końca drugiego etapu, stanowiących punkt wyjścia do trzeciego etapu, można przedstawić jako zamianę układu sił opartego na establishmencie polityczno-sektorowym przez układ sił oparty na establishmencie sektorowym. W praktyce oznacza to, że każdy nowy układ polityczny, czyli każdy nowy rząd, nie będzie w stanie środkami nadzoru właścicielskiego skutecznie przeciwstawiać się temu układowi i będzie zmuszony godzić się na postępującą dalszą obniżkę wartości przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Pod tym względem sytuacja zacznie przypominać sytuację znaną w szczególności z górnictwa węgla kamiennego i z kolejnictwa.

O pułapce konsolidacyjnej odrębnie. Argumenty o konieczności konsolidacji jako sposobu na przygotowanie polskiej elektroenergetyki do funkcjonowania na otwartym rynku europejskim mają taką samą wartość jak te, które niestety doprowadziły do zablokowania konkurencji przez kontrakty KDT. Takie same będą konsekwencje dla rynku energii elektrycznej (przez wiele lat będziemy poszukiwać sposobu rozwiązania wielkiego problemu, który przez konsolidację został stworzony).

Wiadomo przecież, że to co można obecnie osiągnąć poprzez kosmetykę rynku regulowanego przez URE jest niewspółmierne do strat związanych z hamowaniem restrukturyzacji. Otóż straty roczne związane z hamowaniem restrukturyzacji, zwłaszcza zatrudnienia, można ocenić na ponad 2 mld zł. Wynika to z różnych przesłanek, ale ma także potwierdzenie w tempie obniżki rynkowej wartości przedsiębiorstw oferowanych do sprzedaży, którą są skłonni uznać inwestorzy w procesie prywatyzacyjnym. Zatem obniżenie cen energii elektrycznej, gdyby osiągalne korzyści z restrukturyzacji mieli przejąć odbiorcy końcowi, powinno wynosić prawie 10%.

Ciekawa byłaby odpowiedź URE na pytanie, jak to osiągnąć, w świetle doświadczeń regulacyjnych od 1998 roku? Ciekawa też jest odpowiedź zarządów, jakim sposobem, przy praktycznie stagnacyjnym rynku energii elektrycznej, rozwiążą problem zatrudnienia w skonsolidowanych przedsiębiorstwach, jeśli nie rozwiązały go przez wiele lat, kiedy bariera

wejścia na rynki usług dodanych była znacznie niższa. Trudność nie polega przecież na tym, że przed konsolidacją nie było nadwyżki zatrudnienia, że dopiero konsolidacja daje możliwość obniżenia zatrudnienia, że pracownicy uwolnieni dzięki konsolidacji od ciężkiej pracy w elektroenergetyce przejdą chętnie do innych przedsiębiorstw, które sami sobie znajdą. Trudność polegała przed konsolidacją, i polega jeszcze bardziej po konsolidacji na tym, że pracownicy dopóki mogą, to nie chcą zmieniać pracy w elektroenergetyce na inną.

Jednocześnie przewidywać można, że skonsolidowane przedsiębiorstwa górniczo-wytwórcze, z właścicielem w postaci Skarbu Państwa, z natury rzeczy poddane silnej presji inwestycyjnej i to z wykorzystaniem tradycyjnych technologii, czyli przedsiębiorstwa zagrożone ryzykiem związanym z nowymi technologiami wytwórczymi, zawalą się na otwartym rynku pod własnym ciężarem.

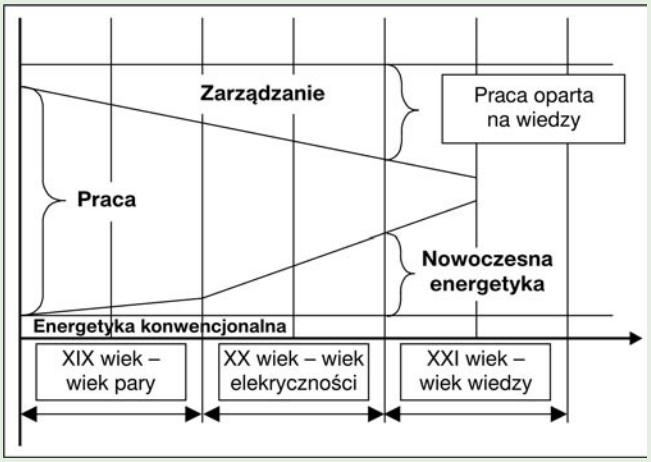
Przewidywany rozwój społeczno-gospodarczy, w którym należy osadzić przyszły rozwój elektroenergetyki

Istotę przemian na świecie w dwóch minionych stuleciach i w stuleciu nadchodzącym dobrze charakteryzuje rysunek 1. Z rysunku tego wynikają dalekosiężne konsekwencje dotyczące dalszych zmian strukturalnych w energetyce (nie tylko w elektroenergetyce) i konieczność ich rozpatrywania w ramach szeroko rozumianego procesu społeczno-gospodarczego (a nie tylko w ograniczonym kontekście techniczno-ekonomicznym).

Ogólna sytuacja przedstawiona na rysunku 1 ma już przełożenie na działania średnioterminowe w postaci strategii, a nawet planów rozwojowych poszczególnych krajów. Z polskiego punktu widzenia najważniejsze znaczenie ma Narodowy Plan Rozwoju, którego głównym celem jest zapewnienie spójności rozwoju gospodarczego, społecznego i przestrzennego Polski z rozwojem Unii. Zakłada się, że oznacza to w szczególności konieczność transformacji gospodarki sektorowej w państwie w nowocześniejszą gospodarkę ściśle powiązaną z polityką regionalną (dla gmin i województw).

Ważna jest też amerykańska strategia energetyczna, która sformułowana została przez G.W. Busha w 2004 roku w ramach kampanii wyborczej. G.W. Bush musiał odwołać się do narodu amerykańskiego, żeby wygrać. W tym celu musiał zaproponować priorytety o wyraźnym wdrożeniowym charakterze, które będzie mógł zrealizować w czasie swojej drugiej kadencji prezydenckiej. Jako pierwszy priorytet G.W. Bush zaproponował stworzenie podstaw społeczeństwa wiedzy, czyli stworzenie każdemu Amerykaninowi do 2007 roku możliwości dostępu do szerokopasmowego Internetu. Jako drugi priorytet zaproponował stworzenie podstaw do przejścia w etap energetyki wodorowej.

Już w bieżącym dziesięcioleciu przedsiębiorstwa amerykańskie mają zacząć realizować strategie inwestycyjne w zakresie nowych technologii wodorowych (widać całkowitą spójność priorytetów Busha z rysunkami 1 i 2).

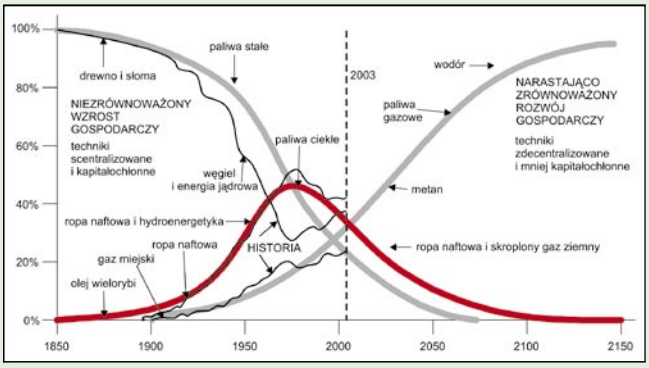


Rys. 1. Zmiana znaczenia pracy (fizycznej), energii oraz wiedzy (pracy opartej na wiedzy) w rozwoju ludzkości [1]

Wybrane uwarunkowania długoterminowe rozwoju energetycznego

Jednym z ostatnich czynników hamujących unowocześnianie energetyki (szeroko rozumianej, a więc elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa, energetyki odnawialnej), czyli utrudniających realizację trendów pokazanych na rysunku 1, jest niejasne pojęcie bezpieczeństwa energetycznego.

Niejasność tego pojęcia powoduje, że elektroenergetyka podlega ciągle niezwykle silnym wpływom politycznym, a to z kolei umożliwia jej skuteczną obronę status quo, czyli kontynuację strategii sektorowej.



Rys. 2. Rozwój systemów zaopatrzenia świata w energię [2] (rozszerzenie własne danych historycznych dla okresu 1998–2003)

Przez unowocześnianie elektroenergetyki należy rozumieć pełne dostosowanie jej funkcjonowania do nowych warunków społeczno-gospodarczych, czyli zapewnienie adekwatności z otoczeniem. Urynkowienie elektroenergetyki w ostatnich kilkunastu latach spowodowało już realne zmiany, przede wszystkim w zakresie transformacji ekonomiki tych sektorów od kosztowej (od dominującego cenotwórstwa taryfowego, opartego na kosztach przeciętnych w długich okresach czasu) do rynkowej (do cenotwórstwa opartego w coraz większym stopniu na krótkookresowych kosztach krańcowych). Zmiany te można traktować jako początek pożądanego unowocześnienia. Jego zasadnicze znaczenie wiąże się z wprowadzeniem możliwości konkurencji, a także stworzeniem podstaw do uznania, że o bezpieczeństwie energetycznym decydują przede wszystkim, przy współczesnych możliwościach technicznych, operatorzy sieciowi i prawidłowo funkcjonujące rynki (bilateralne, grafikowane, giełdowe i podobne oraz bilansujące techniczne), na których podstawową rolę muszą odgrywać odbiorcy, nie państwo.

Zasadnicze zmiany technologiczne dopiero nastąpią. Otóż, tym czym technologie internetowe i telefony komórkowe stały się w sferze wiedzy (pracy opartej na wiedzy, rys. 1) w ostatniej dekadzie minionego stulecia, tym w ciągu nadchodzących kilkunastu lat zaczną stawać się w energetyce (i w transporcie samochodowym) rozproszone technologie wodorowe, zwłaszcza w postaci ogniw paliwowych, których zasada działania jest znana od 1839 roku, kiedy to brytyjski fizyk William R. Grove wykazał, że podczas elektrochemicznej syntezy wodoru i tlenu wyzwolona zostaje energia elektryczna, ale dopiero współcześnie powstały warunki technologiczno-ekonomiczne do ich powszechnego wykorzystania.

Siłą sprawczą rozwoju technologii wodorowych będą nowe technologie transportu gazu ziemnego, mianowicie technologie LNG (*liquified natural gas*) oraz CNG (*compressed natural gas*). Gaz ziemny należy przy tym widzieć jako podstawowy surowiec w pierwszym etapie rozwoju technologii wodorowych, który będzie się dokonywać równolegle z intensywnym rozwojem technologii spalania gazu. (W późniejszych etapach będzie rosło znaczenie technologii zgazowywania węgla oraz zgazowywania biomasy. Wraz z rozwojem biotechnologii będzie rosło znaczenie ogólnie biopaliw, w tym bioetanolu, który będzie zastępował benzynę silnikową). Wielki wzrost znaczenia gazu ziemnego jako paliwa w nadchodzących latach należy łączyć w dużym stopniu z jego potencjalną konkurencyjnością rynkową. Z tego punktu widzenia ważne jest, że rozmieszczenie geopolityczne zasobów gazu ziemnego (tab. 1) chroni świat przed powstaniem kartelu gazowego podobnego do kartelu naftowego OPEC [4]. Ponadto bardzo ważne jest również, że nowe technologie transportu gazu (LNG, CNG) umożliwiają w dużym stopniu „przetworzenie" kosztów stałych przesyłu gazociągami w koszt zmienny transportu realizowanego z wykorzystaniem tych technologii i w rezultacie tworzą zupełnie nowe możliwości zarządzania ryzykiem na rynku gazu ziemnego.

Tabela 1

Udokumentowane złoża gazu ziemnego (stan na 1 stycznia 2003 r.) [3]

Kraj	Zasoby gazu ziemnego (mld m^3_n)	Udział procentowy w zasobach światowych	Eksport LNG
Rosja	47 040,0	30,54	możliwość eksportu LNG
Iran	22 744,4	14,77	możliwość eksportu LNG
Katar	14 238,0	9,24	eksporter LNG
Arabia Saudyjska	6 291,6	4,08	
Zjednoczone Emiraty Arabskie	59 38,8	3,86	eksporter LNG
Stany Zjednoczone	51 38,0	3,34	eksporter LNG
Algieria	4 471,6	2,90	eksporter LNG
Reszta świata	48 179,6	31,28	
Razem	154 042,0	100,00	

Niezwykle burzliwy rozwój transportu gazu skroplonego na świecie przedstawiają tabele 2 i 3. Przy tym brak Rosji (posiadającej największe zasoby gazu ziemnego) wśród krajów wykorzystujących technologię LNG, zwłaszcza nie posiadających czynnych terminali eksportowych, w 2003 roku (tab. 2) jest łatwy do zinterpretowania. Mianowicie, rozwój rynku gazu skroplonego nie jest w interesie Rosji. Dlatego dopiero w 2004 roku, pod wpływem rozwoju rynku gazu skroplonego spowodowanego przez układ sił geopolitycznych znajdujących się poza możliwością oddziaływania przez Rosję, kraj ten rozpoczął realizację nowej strategii.

Tabela 2

Zdolności skraplania gazu ziemnego (mld m^3_n gazu ziemnego/rok), stan na październik 2003 r. [3]

Kraj/region	Terminale istniejące	Terminale w budowie
Afryka	45,3	27,8
Azja i Oceania	85,8	15,3
Środkowy Wschód	38,1	17,3
Europa		12,2
Ameryka Północna i Południowa	15,4	7,1
Razem świat	184,5	79,7

Tabela 3

Zdolności regazyfikacji LNG (mld m^3_n gazu ziemnego/rok), stan na październik 2003 r. [3]

Kraj/region	Terminale istniejące	Terminale w budowie
Razem Azja, Australia i Oceania	322,4	23,9
Razem Europa	62,5	23,3
Razem Ameryka Północna i Południowa	38,3	
Razem świat	423,1	47,3

Jest to przy tym strategia bardzo nowoczesna. Polega ona na przykład na wejściu rosyjskiego koncernu *Gazprom* na rynek amerykański przy współpracy brytyjsko-amerykańskiej grupy naftowej *BP*, która będzie kupowała gaz rosyjski przesyłany gazociągami do Europy, a sprzedawała gaz skroplony w USA (i ogólnie w Ameryce Północnej).

Podstawowe znaczenie w nowej strategii Rosji będzie jednak miała współpraca z brytyjsko-holenderską grupą naftową *Shell*. W ramach tej współpracy konsorcjum kierowane przez *Shella* dostarczy do Meksyku i Kalifornii w ciągu 20 lat (od 2008 roku) 37 mln ton skroplonego gazu, co daje, przy przeliczniku 1350 m^3/tonę, 50 mld m^3 po regazyfikacji (wartość kontraktu ocenia się na 6 mld USD). W celu realizacji kontraktu konsorcjum wybuduje terminale do skraplania gazu ziemnego pochodzącego ze złóż na Sachalinie.

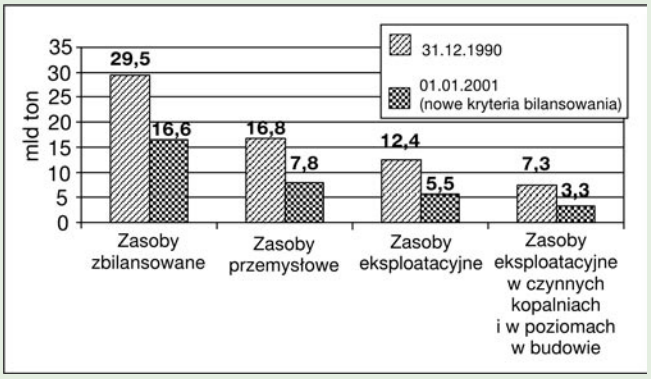
Wyjątkowe znaczenie w rozwoju rynku skroplonego gazu ma największy dotychczas kontrakt na dostawy takiego gazu, i zarazem na dostawy paliw płynnych w ogóle, który został zawarty w grudniu 2004 roku. Jest to kontrakt o wartości 12 mld USD. Zgodnie z tym kontraktem firmy *Qatar Petroleum* i *Exxon Mobil* rozpoczną dostawy skroplonego gazu do Wielkiej Brytanii już w 2007 roku.

W Europie wiodącymi krajami w zastosowaniu technologii transportu skroplonego gazu są Francja i Hiszpania. Przy tym w ostatnich latach dynamika wzrostu wykorzystania nowej technologii jest największa w Hiszpanii, gdzie szybki wzrost importu gazu skroplonego jest związany z jego zastosowaniem w elektroenergetyce. Korzystne uwarunkowania (możliwość wykorzystania statków o dużej ładowności, bliskość złóż w Algierii i na Środkowym Wschodzie) powodują, że skroplony gaz może się stać jednym z głównych sposobów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego całej Unii. (Potwierdzają to kolejne budowane i planowane terminale importowe LNG w Europie, o indywidualnej rocznej zdolności regazyfikacji wynoszącej 3 do 10 mld m^3_n gazu [3]).

Należy podkreślić, że technologia LNG ma już bardzo istotny kontekst polski. Po pierwsze, z punktu widzenia rosnącego rynku światowego budowy statków LNG charakterystyczna jest przyjęta na początku marca 2005 roku przez sejm ustawa o wsparciu polskich stoczni za pomocą ewentualnych dopłat do budowy takich statków. Ustawa ta ma na celu wyrównanie warunków konkurencji i jest odpowiedzią na strategię rządu koreańskiego w zakresie wspomagania przemysłu stoczniowego przestawiającego swoje moce produkcyjne na budowę statków LNG. Po drugie, projekt budowy terminala LNG w Świnoujściu przez firmę *Polimex Cekop*, podjęty w końcu minionej dekady (cechujący się słabością związaną z ograniczeniami transportowymi szlaku wodnego możliwego do wykorzystania), spowodował rozpoczęcie przez przedsiębiorstwo *PGNiG* prac nad alternatywnym rozwiązaniem, opartym na zasadzie dostępu TPA do unijnej sieci gazowej, z wykorzystaniem terminali LNG na obszarze Francji, Włoch czy Belgii. Po trzecie, rośnie w Polsce szybko liczba małych projektów energetycznych, na razie o charakterze niszowym, związanych z wykorzystaniem lokalnych złóż gazu ziemnego (z instalacją przeróbki gazu w Odolanowie, z którą wiąże się transport drogowy gazu LNG i jego regazyfikacja w lokalnych stacjach regazyfikacyjnych, a także z platformą wydobywczą ropy naftowej *PETROBALTIC*, z którą wiąże się transport wodny gazu LNG i jego regazyfikacja, także w lokalnych stacjach regazyfikacyjnych).

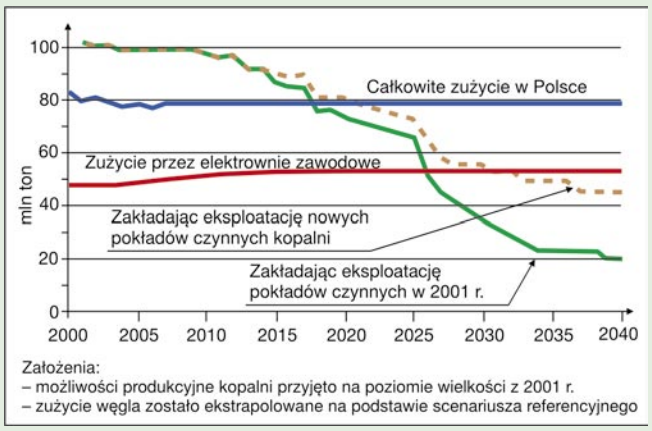
Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i rozwoju technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce jest niezwykle ważne zestawienie perspektyw rozwoju rynku gazu i technologii wodorowych w energetyce z sytuacją w górnictwie węgla kamiennego. Oczywiście, złożoność problemu wynika z faktu, że węgiel kamienny był w Polsce dominującą podstawą bezpieczeństwa energetycznego kraju w całym okresie gospodarki centralnie planowanej i dalej jest prezentowany jako taka podstawa przez silne grupy interesów związane z górnictwem.

Z drugiej strony rynkowa internalizacja kosztów zewnętrznych funkcjonowania górnictwa (niewidocznych w cenach węgla w gospodarce centralnie planowanej), zwłaszcza kosztów ochrony środowiska, spowodowała gwałtowne obniżenie zasobów węgla możliwych do wykorzystania na konkurencyjnym rynku paliw i energii. Widać to bardzo jaskrawo na rysunku 3, zgodnie z którym zasoby czynne w kopalniach czynnych i w budowie zmalały z 7,3 mld ton według kryteriów obowiązujących w 1990 roku do 3,2 mld ton według reguł rynkowych, które zdążyły się ukształtować do 2001 roku.



Rys. 3. Polskie zasoby węgla (mld ton) [6]

Zagrożenia związane z traktowaniem węgla jako podstawy narodowego bezpieczeństwa energetycznego Polski jeszcze wyraźniej widać na rysunku 4. Wynika z niego w szczególności, że pierwsze trudności z pokryciem całkowitego zapotrzebowania na węgiel z zasobów własnych (bez importu) mogą wystąpić w Polsce już w okresie 2015–2020, a w odniesieniu do elektroenergetyki zawodowej w okresie 2025–2030.



Rys. 4. Krajowa zdolność produkcyjna i zużycie węgla kamiennego (mln ton) [6]

Sytuacja przedstawiona na rysunkach 3 i 4 nie przesądza definitywnie o szybkiej marginalizacji węgla kamiennego w elektroenergetyce polskiej. Wskazuje jednak na konieczność nowego podejścia odnośnie do sposobów wykorzystania jego krajowych zasobów. Zwłaszcza, że trzeba uwzględnić dodatkowo efekt, którego w dyskusjach się na ogół jeszcze nie podnosi, wzrostu kosztu jednostkowego węgla związanego z malejącym rynkiem węgla w w Europie, wydobywanego tradycyjnymi metodami.

Można przyjąć natomiast, że technologie zgazowania węgla tworzą nowe perspektywy dla tego paliwa. Nie są to jednak perspektywy dla górnictwa węgla kamiennego w obecnej postaci. Mogą to być tylko perspektywy dla paliwa w postaci węgla (zgazowanego) i tylko w procesie dochodzenia do rozwiniętych technologii wodorowych. W związku z tym konieczna jest mobilizacja sił, która za pomocą jednej z platform technologicznych w unijnych programach badawczych, ukierunkowanej na nowe technologie węglowe, uczyni z Polski czynnik suwerenności energetycznej Unii, na wzór zbliżony do strategii USA i Japonii.

W zakresie energetyki odnawialnej biomasę (produkowaną z wykorzystaniem inżynierii genetycznej) przyjmuje się jako główne realne źródło energii odnawialnej dla Polski.

Działania państwa z zakresu polityki energetycznej powinny się koncentrować nie na protekcjonizmie w tym obszarze, lecz na doprowadzeniu do wzrostu rynku produkcji biomasy oraz jej wykorzystania w energetyce lokalnej (ale także w dużych źródłach poprzez stosowanie współspalania, jednak w odpowiednich do tego celu kotłach), aż do osiągnięcia pełnej konkurencyjności biomasy na otwartym rynku paliw dla potrzeb ciepłownictwa i elektroenergetyki.

Z drugiej strony energetyka odnawialna stała się w Polsce w ostatnich latach najbardziej nieczytelnym obszarem polityki energetycznej i regulacji. Przyczynia się do tego między innymi rywalizacja MGiP oraz URE o wpływy w elektroenergetyce. Jednak sytuacja w tym obszarze jest bardziej skomplikowana, a „przewinienia" rządu są znacznie poważniejsze. Trzeba jednak obiektywnie podkreślić, że utrudnieniem dla rządu jest upolityczniona i przeregulowana unijna polityka dotycząca energetyki odnawialnej, różniąca się od zdecydowanie bardziej liberalnej polityki amerykańskiej.

Działania URE, które ograniczają uznawane w taryfach ceny energii odnawialnej, zwłaszcza wiatrowej, należy uznać za właściwe. Jednak jest już ewidentnie widoczne (również na podstawie niemieckich doświadczeń z energetyką wiatrową), że tworzenie warunków do prawidłowego rozwoju energetyki odnawialnej ogólnie musi polegać na jej liberalizacji, a w mniejszym stopniu na jej preferowaniu. W praktyce oznacza to potrzebę ochrony inwestorów przez system regulacyjny przed dominującą pozycją zakładów energetycznych w zakresie warunków przyłączania źródeł rozproszonych do sieci, ale także w zakresie warunków stosowania opłat przesyłowych. (Niezwykle symptomatyczna z punktu widzenia energetyki odnawialnej jest na świecie zmiana w ostatnim czasie strategii „zielonych". Mianowicie, właśnie oni przestają się koncentrować na walce o preferencje dla energetyki odnawialnej, zaczynają natomiast głównie tropić preferencje antyekologiczne, jawne i niejawne, w systemach regulacji wielkiej elektroenergetyki).

Rozpatrując ryzyka związane z technologiami wytwarzania energii elektrycznej trzeba oprócz elektroenergetyki gazowej, węglowej i odnawialnej uwzględnić także, zwłaszcza w aspekcie znaczenia wielkich transformatorów, energetykę atomową. Otóż, współcześnie ma ona szanse pojawić się w Polsce wtedy, kiedy znajdą się inwestorzy, którzy wybudują elektrownie atomowe (z których każda będzie kosztować nie mniej niż trzy mld euro) za własne, prawdziwe pieniądze. Na podstawie oceny ryzyka musieliby oni najpierw dojść do przekonania, że energię produkowaną w tych elektrowniach sprzedadzą na rynku. Dwóch największych inwestorów obecnych w polskiej elektroenergetyce, *EdF* i *Vattenfall*, ma wysokie kompetencje w zakresie energetyki atomowej i to oni musieliby zdecydować się na inwestycje.

Decyzje łatwiej jednak było podejmować trzydzieści lat temu niż dzisiaj. Obecnie są one obarczone zbyt dużym ryzykiem technologicznym i rynkowym, które będzie trwać do końca dekady. Wcześniej żaden inwestor nie zdecyduje się zainwestować w tradycyjne technologie atomowe, nie tylko w Polsce.

Trzeba pamiętać także o aspekcie społecznym. Trudno wyobrazić sobie obecnie, aby można było gdziekolwiek w Europie wybudować elektrownię atomową bez zgody społeczeństwa. Również w Polsce taka decyzja musiałaby być poprzedzona szeroką dyskusją społeczną, którą zakończyłoby referendum (z małym prawdopodobieństwem pozytywnego wyniku).

Propozycja założeń do programu działań w nadchodzących latach

Natura kryzysu stworzonego w ostatnich latach w elektroenergetyce jest taka sama jak kryzysu w państwie. Polega ona na odbudowie interesów korporacyjno-politycznych, kosztem interesów odbiorców i regionów.

Potrzeba jednakowej miary dla rządu i dla sektora oraz dla regionów i dla niezależnych inwestorów. Jest niezwykle ważne, aby zakończyć z praktyką polegającą na nierównoprawnym traktowaniu nie tylko podmiotów, ale i argumentów, na stosowaniu różnych miar. Aby zerwać z poprawnością polityczną, która sprowadza się do tego, że rząd działa dla dobra społeczeństwa i dlatego działania te są dobre, a regionalne społeczności działają w imię swoich interesów i jako takie nie budzą zaufania. Aby w szczególności zakończyć z praktyką polegającą na tym, że się nie uwzględnia (nie rozlicza się, tak jak tego wymaga każda działalność gospodarcza) rzeczywistej nieskuteczności rządu w realizacji swoich programów, w szczególności we wprowadzaniu konkurencji na rynku energii elektrycznej. Za to z góry przyjmuje się, że regionalne inicjatywy nie mogą być wiarygodne.

Dlatego ci, co konsolidują elektroenergetykę, a z drugiej strony wymagają nadzwyczajnych uzasadnień dla inicjatyw regionalnych, sami muszą najpierw wytłumaczyć, jak jest realizowany program sektorowej restrukturyzacji i ile kosztują sukcesy, a także kto za nie płaci? Zatem dla przykładu, jak są wykorzystywane zdolności nowoczesnego wielkiego systemu ciepłowniczego wytwórczo-przesyłowego *Jaworzno II*, sfinansowanego w ramach kontraktów długoterminowych? Jak w ramach pierwszej wielkiej konsolidacji w postaci *Południowego Koncernu Energetycznego* są rozwiązywane problemy *Elektrociepłowni Halemba* i *Elektrociepłowni Blachownia* Śląska? Dlaczego program rządowy ze stycznia 2003 roku zrealizowano w części dotyczącej utworzenia przedsiębiorstwa *Górnictwo i Energetyka BOT*, a nie udało się osiągnąć z tego programu niczego, co dotyczy rozwiązania problemów przedsiębiorstw wytwórczych o lokalnym charakterze, takich jak: *Elektrownia Stalowa Wola, Elektrociepłownia Tychy, Elektrociepłownia Zabrze, Zespół Elektrociepłowni Bytom, Przedsiębiorstwo Energetyczne „Systemy Ciepłownicze"* (Częstochowa).

Odrębną sprawą jest praktyka regulacyjna. Pierwszą aktualną skrajnością w tym zakresie jest regulacja ekonomiki bloku 833 MW w *Elektrowni Bełchatów II* (prawdopodobnie największego bloku na węgiel brunatny planowanego i budowanego obecnie na świecie). Otóż w tym przypadku jest ciekawe, czy zbadane zostało przez URE to, kto poniesie ryzyko regulacyjne i będzie finansował przez 30 lat różnicę przychodów, która wyniknie po nieuchronnej jednak (obiektywnie) zmianie obecnego systemu stawek w opłacie przesyłowej grupowej i cen na rynku bilansującym (na system rynkowy krańcowych cen węzłowych).

Bardzo ciekawa jest też druga skrajność. Wiąże się ona z potrzebą objaśnienia podstaw merytorycznych najbardziej aktualnego polskiego „wynalazku" z zakresu regulacji, pokazującego jak uwalniając wytwórców produkujących energię elektryczną w skojarzeniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez URE można zablokować systemowo konkurencję w kogeneracji gazowej. „Wynalazek" ten pokazał niezależnym inwestorom, chcącym wejść w przestrzeń rynkową elektroenergetyki z technologiami rozproszonymi, czym jest w Polsce ryzyko polityczne/regulacyjne. Mianowicie, regulacja eliminująca od 1 stycznia 2005 roku taryfy dla elektrociepłowni (decyzja URE z września 2004 roku), przy pozostawieniu kontraktów długoterminowych, w szczególności dla wszystkich dużych elektrociepłowni gazowych (*Gorzów, Nowa Sarzyna, Wrotków, Rzeszów, Zielona Góra*), zmusiła inwestorów w segmencie gazowej kogeneracji rozproszonej (*CEEV-Starachowice, ECO-Opole, Fortum-Świebodzice, OZC-Ostrów Wielkopolski, PE-Siedlce*, i innych) do wstrzymania się z włączeniem do ruchu wybudowanych źródeł lub do wszczęcia działań mających na celu wyłączenie źródeł z ruchu, w przypadku utrzymania w mocy wypowiedzeń przez zakłady energetyczne wcześniej zawartych umów na zakup energii elektrycznej. Nieważne okazało się przy tym, że rozwój gazowej energetyki rozproszonej, oparty na inwestorach prywatnych, inwestujących na własne ryzyko, wpisuje się w oficjalną strategię gospodarczą rządu, tzn. w NPR i politykę energetyczną. Nieważne, że segment niezależnych wytwórców w postaci gazowej energetyki rozproszonej jest jedyną realną alternatywą w ciągu najbliższych lat w stosunku do istniejącej elektroenergetyki zawodowej.

Kierunki działań. Z punktu widzenia programu naprawczego, jeśli ma on być podjęty, uwarunkowania wewnętrzne (krajowe) są w nadchodzącym czasie nie mniej ważne niż uwarunkowania zewnętrzne (unijne). Dlatego niezależnie od tego kto (czyli jaki rząd) będzie tworzył (i następnie realizował) nowy program gospodarczy, poniżej wymienione sprawy są bezdyskusyjne.

1. Nowy program dla elektroenergetyki powinien nawiązywać do wszystkich rozwiązań, które po roku 1990 zostały wprowadzone w życie w celu urynkowienia sektora, polegających na jego demonopolizacji (deregulacji) i prywatyzacji. To oznacza, że nowy program powinien zahamować realizowaną recentralizację i remonopolizację sektora. Działania muszą być zatem ukierunkowane przede wszystkim na osłabienie skutków czterech – wymienionych poniżej – najważniejszych decyzji/rozwiązań spychających elektroenergetykę na drogę recentralizacji i remonopolizacji.

1.1. Utworzenie przedsiębiorstwa *Górnictwo i Energetyka BOT*, z opcją włączenia do przedsiębiorstwa spółek dystrybucyjnych.

1.2. Plan utworzenia spółki *Polska Energia* (według którego spółka miałaby posiadać między innymi 30% akcji koncernu *PKE*, ale byłaby utworzona głównie do „upychania" w niej najbardziej potrzebujących pomocy państwowej elektrowni i elektrociepłowni na węgiel kamienny), również z opcją włączenia do niej spółek dystrybucyjnych.

1.3. Realizacja procesu konsolidacji spółek dystrybucyjnych (utworzenie, po *Grupie Energetycznej Enea*, grup *Enion, EnergiaPro Koncern Energetyczny* oraz *Koncern Energetyczny Energa*, dążenie do utworzenia grupy L-6, a także dążenie do połączenia zakładów energetycznych *Łódź-Miasto* i *Łódź-Teren*).

1.4. Likwidacja kontraktów KDT z zastosowaniem centralnego systemu rekompensat finansowanych za pomocą środków z emisji obligacji o wartości bazowej ok. 12 mld zł, z opcją rozszerzenia o 11 mld zł. Chociaż wiadomo, że w takiej postaci rozwiązanie nie wejdzie prędko w życie, ze względu na brak zdecydowania rządu, to niekorzystny rozwój sytuacji stanowi ciągle duże zagrożenie. Trzeba się nawet liczyć z tym, że likwidacji kontraktów KDT może być skutecznie opóźniana przez siły zainteresowane ich utrzymaniem. Obecnie w ogóle maleje merytoryczne uzasadnienie programu odszkodowawczego, jeśli realizuje się trzy pierwsze rozwiązania.

2. Realizowaną praktykę regulacyjną dotknęła niewydolność (w zakresie tworzenia warunków dla konkurencji). Przy dalszej takiej praktyce nie da się za pomocą rynku (konkurencji) doprowadzić do proefektywnościowej restrukturyzacji sektora. Dlatego sprawę trzeba odwrócić, mianowicie trzeba przyznać na obecnym etapie ponownie (tak jak 15 lat temu) prymat działaniom restrukturyzacyjnym. Wśród tych działań najważniejsze są te, które można jeszcze podjąć w procesie kształtowania operatora systemowego. Mianowicie, mimo że utworzony operator *PSE Operator* formalnie spełnienia wymagania Dyrektywy 2003/54/EC, to konieczne jest dalsze działanie mające na celu stworzenie silnego (z majątkiem), niezależnego operatora systemowego, zdolnego choćby częściowo równoważyć rosnącą monopolistyczną siłę przedsiębiorstw wytwórczych i dystrybucyjnych oraz powrót rachunku wyrównawczego (wynikający właśnie z niewydolności regulacji i wielkiej skali przedsiębiorstw). Istnieje tu podobieństwo pożądanej roli operatora w 2004 roku do roli *PSE* w 1990 roku.

Jest też dodatkowy problem, mianowicie problem relacji krajowych operatorów sieciowych, elektroenergetycznego, gazowego i naftowego. Jest on istotny w tym sensie, że ropa naftowa zaczyna mieć inne znaczenie niż dotychczas. Mianowicie ropa przestaje mieć w długoterminowej strategii znaczenie dominujące. To wynika ze strategii budowy energetyki wodorowej przez USA przede wszystkim. Z tych samych powodów gaz też zaczyna mieć inne znaczenie niż dotychczas, mianowicie zdecydowanie większe, w elektroenergetyce w szczególności. Zmieniają się systemy cenotwórstwa gazu i energii elektrycznej. Dlatego właśnie problem relacji krajowych operatorów sieciowych jest tak ważny. Jest to jednak problem jeszcze całkowicie otwarty (w polityce energetycznej, a także w polityce właścicielskiej państwa i w praktyce regulacyjnej).

3. Należy zahamować konsolidację poziomą (w zakresie, w jakim to jest jeszcze możliwe) i nie dopuścić do konsolidacji pionowej. Jedną z ostatnich szans na zrobienie wyłomu w procesie konsolidacji poziomej jest utworzenie *Energetyki Podkarpackiej* (poprzez wyłączenie *Rzeszowskiego Zakładu Energetycznego SA* z programu L-6), które może i powinno się stać wyłomem w sektorowym programie konsolidacyjnym MSP i powinno zapoczątkować odbudowę wiarygodności działań rządu w zakresie strategii NPR. Należy przy tym podkreślić, że argumentacja przeciw utworzeniu *Energetyki Podkarpackiej* w rodzaju, że grupa ta byłaby zbyt mała i nie wytrzymałaby konkurencji na rynku europejskim jest zakłamaniem, które powinno być obnażone przed opinią publiczną na dwa sposoby. Po pierwsze, ta grupa, jako grupa infrastrukturalna, nie będzie konkurować na rynku europejskim, będzie natomiast działać w regionie (w skali którego będzie wielką grupą). Dlatego, to inwestorzy (głównie europejscy) będą konkurować o tę grupę, zwłaszcza jeśli wcześniej, poprzez konsekwentną pracę, obejmie ona w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego rynki usług dodanych w regionie. Ponadto trzeba pamiętać, że w ostatnich latach to najmniejszy zakład energetyczny, mianowicie *ZE Płock*, miał najlepsze wyniki w zakresie rozszerzania swojego rynku usług infrastrukturalnych (doszedł do tego, że 30% przychodów uzyskał poza biznesem podstawowym, i w ten sposób tworzył warunki do skutecznej ochrony miejsc pracy).

Konsolidacja elektroenergetyki na obecnym etapie ma wiele cech wspólnych z rozwiązaniem polegającym na utworzeniu spółek węglowych w 1993 roku. Trzeba się też liczyć z wszystkimi negatywnymi skutkami tego rozwiązania, tzn. z szybkim spadkiem wartości rynkowej elektroenergetyki.

4. Wielcy odbiorcy w ostatnich trzech latach zrobili większy postęp na drodze zrozumienia rynku niż sektor i rząd. Dla nich Dyrektywa 2003/54/EC jest zatem szansą, a nie zagrożeniem, jak dla sektora. Wielcy odbiorcy mogą też liczyć na wsparcie Komisji Europejskiej, dla której konkurencyjność przemysłu unijnego na globalnym rynku staje się najwyższym priorytetem. Zatem wielcy odbiorcy mogą z większą odwagą w kolejnych latach żądać od URE rozwiązań, które miały na przykład być wdrożone 1 lipca 2004 roku w obszarze rynku bilansującego i opłaty przesyłowej, eliminujących stopniowo ekonomikę cen przeciętnych oraz wzmacniających ekonomikę cen krańcowych w poszczególnych węzłach wytwórczych oraz odbiorczych systemu elektroenergetycznego

(stanowiących podstawę wyboru lokalizacji inwestycji wytwórczych i inwestycji przemysłowych). Wielcy odbiorcy będą ponadto mogli łatwo zaskarżyć kontrakty KDT jako pomoc publiczną niedopuszczalną w UE, jeśli rząd nie będzie wykazywał zdecydowania w rozwiązaniu sprawy.

5. Za podstawowe zadanie dla polskiej elektroenergetyki na rynku europejskim należy uznać obronę rynku wewnętrznego przed importem energii elektrycznej, przy jednoczesnej obronie odbiorców przed cenami wyższymi niż w UE, a w miarę możliwości przed cenami wyższymi również niż w USA (ze względu na globalną konkurencję producentów towarów elektrochłonnych). Warunki do takiej obrony należy tworzyć w Polsce, na obecnym etapie, poprzez właściwe rozwiązania restrukturyzacyjne dotyczące *PSE SA* (tworzone głównie w obszarze charakterystycznym dla funkcji operatora systemu elektroenergetycznego), oraz poprzez rozwój silnej konkurencji w podsektorze wytwórczym (konsolidacja realizowana w tym podsektorze jest przeszkodą dla rozwoju konkurencji) i poprzez ukształtowanie niezależnego podsektora obrotu energią elektryczną.

6. Za podstawowe zadanie dla polskiej elektroenergetyki w dziedzinie wytwarzania należy uznać natychmiastowe rozpoczęcie przygotowań podsektora wytwórczego do nowego etapu konkurencji, wynikającego z dokonującego się skoku technologicznego na świecie, związanego z rozwojem technologii gazowych. W tym zakresie konieczne jest określenie przez państwo dwóch strategii: strategii rozwoju elektroenergetyki gazowej (opartej na wykorzystaniu gazu ziemnego) oraz ewentualnej strategii wykorzystania polskiego węgla kamiennego z zastosowaniem jego gazyfikacji.

W okresie przejściowym (do końca dekady) modernizację elektrowni należy prowadzić w ramach programu ich dostosowania do unijnych norm ochrony środowiska, w szczególności do wymagań Traktatu Akcesyjnego i Dyrektywy LPC (koszt dostosowania, konieczny do poniesienia do końca dekady, ocenia się na około 10 mld euro). W tym okresie należy stworzyć warunki do stopniowego wprowadzania gazu ziemnego do elektroenergetyki poprzez stosowanie technologii hybrydowych węglowo-gazowych.

Należy podkreślić, że o ile ministerstwo MGiP prawidłowo uwzględniło potrzeby rozwojowe w ramach opracowanej polityki energetycznej do 2025 roku, to podejście URE do regulacji rynku gazu oraz konsolidacja (wzmocnienie) elektroenergetyki węglowej przez ministerstwo MSP w żadnym razie nie służą rozwojowi elektroenergetyki gazowej w Polsce. Na szczęście pojawiają się już inwestorzy, którzy w swoich strategiach inwestycyjnych są zdolni ocenić nieuchronność rozwoju elektroenergetyki gazowej również w Polsce. Jest przy tym ważne, że technologie gazowe są proste do wykorzystania przez inwestorów spoza sektora (co w przypadku technologii węglowych jest znacznie trudniejsze).

7. Dalszą restrukturyzację i prywatyzację elektroenergetyki (w okresie dwóch–trzech lat), zwłaszcza spółek dystrybucyjnych, należy powiązać z budową sektora publiczno-prywatnego ukierunkowanego na rynek usług infrastrukturalnych w gminach, bo tylko w ten sposób będą one w stanie zwiększyć przychody, które pozwolą im przetrwać najtrudniejszy okres i zmniejszyć zakres zwolnień pracowników. Działania muszą być przy tym ukierunkowane na trzy – poniżej wymienione – segmenty tego rynku.

7.1. Po pierwsze, powinien to być segment energetyki lokalnej, charakteryzującej się wytwarzaniem rozproszonym ciepła i energii elektrycznej. Podstawą energetyki lokalnej powinna być energetyka odnawialna. Rozwój energetyki odnawialnej, jeśli ma ona odegrać istotną rolę w zdynamizowaniu działalności energetycznej na poziomie gmin, musi się wiązać przede wszystkim z wykorzystaniem biomasy (uzyskiwanej tradycyjnie, ale także modyfikowanej genetycznie) do produkcji energii (ciepła i energii elektrycznej).

7.2. Po drugie, powinien to być segment ochrony środowiska, jednak nie tylko powietrza (jak to głównie było dotychczas w elektroenergetyce), ale również wody i gleby. Znaczenie tego segmentu wynika stąd, że inwestycje związane tylko z kanalizacją i z usługami dotyczącymi utylizacji/zagospodarowania śmieci, ocenia się w okresie do 2016 r. na około 40 mld zł). Należy przy tym podkreślić, że ten segment ma powiązanie (chociaż ograniczone) z produkcją ciepła i energii elektrycznej (wykorzystanie biogazu w oczyszczalniach ścieków, spalarnie śmieci).

7.3. Po trzecie, powinien to być segment infrastruktury dla potrzeb e-gminy. W tym segmencie elektroenergetyczne spółki dystrybucyjne mają do odegrania ważną rolę w budowie potrzebnej infrastruktury teleinformatycznej (powiązanie infrastruktury budowanej dla własnych potrzeb technologicznych z infrastrukturą dla potrzeb urzędów i ludności w gminach), a także w tworzeniu warunków dla rozwoju usług na rynku domów inteligentnych, urzędów inteligentnych i inteligentnych obiektów gminnej infrastruktury rozproszonej.

Tym sposobem, poprzez działania na trzech wymienionych segmentach rynku usług infrastrukturalnych, należy ciągle jeszcze dążyć (jednak przy malejących szansach na sukces) do uczynienia z restrukturyzacji i prywatyzacji elektroenergetyki jednego z silnych impulsów rozwojowych Polski w najbliższych latach, zapewniających między innymi wytworzenie zdolności do właściwego wykorzystania środków unijnych, zwłaszcza w okresie budżetowym UE 2007-2013.

8. Połowa 2005 roku otwiera w Polsce, w związku z akcesją do UE i w związku z koniecznością przezwyciężenia ogólnego kryzysu państwowego, a także w związku z rozczarowaniem stosowaną praktyką regulacyjną i konfliktami w rządzie oraz

w parlamencie wokół polityki energetycznej i polityki właścicielskiej w stosunku do przedsiębiorstw elektroenergetycznych, drogę do ukształtowania nowego (bardziej nowoczesnego, polsko-unijnego) układu sił w elektroenergetyce. Po jednej stronie powinni się znaleźć wielcy odbiorcy (łącznie z przedsiębiorstwami obrotu energią elektryczną) i gminy oraz silny operator systemowy, inwestorzy skłonni inwestować w elektroenergetykę gazową i Komisja Europejska. Taki układ będzie miał szansę coraz skuteczniej radzić sobie z konsolidującymi się (obecnie istniejącymi) przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi i z antyrynkową regulacją oraz szerzej, z niszczącym interwencjonizmem państwowym. Beneficjentami w nowym układzie powinni być z jednej strony przemysł (wielcy odbiorcy energii elektrycznej) i gminy wraz z mieszkańcami (inwestorzy oraz użytkownicy szeroko rozumianej infrastruktury gminnej), a z drugiej na przykład narażeni jeszcze na duże ryzyko inwestorzy inwestujący w elektroenergetykę gazową i nowe pokolenie elektroenergetyków rozumiejących nadchodzące wymagania.

Zarządzanie bezpieczeństwem energetycznym kraju w warunkach rynkowych

Priorytety polityki energetycznej (wg autora referatu). Przedstawia się dziewięć priorytetów z obszaru polityki energetycznej, uznanych za najważniejsze przez autora. Priorytety te są w podstawowej części zgodne z oficjalnym dokumentem „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku". Jednak nie jest to pełna zgodność. W hasłowym ujęciu priorytety te zostały wymienione poniżej.

1. Konieczność rozwiązania problemów związanych z realizacją wymagań unijnych (Traktatu Akcesyjnego, zwłaszcza w zakresie środowiska, w tym dyrektyw LCP i pułapowej, dotyczących emisji, a także przyszłej dyrektywy dotyczącej bezpieczeństwa energetycznego).
2. Konieczność zapewnienia podstaw rozwoju energetyki odnawialnej (stworzenie przemysłu biomasy i biopaliw w gminach, rozwój generacji rozproszonej).
3. Konieczność zmiany podejścia do górnictwa i do węgla (przejście od technologii wydobywania węgla kamiennego do nowych technologii jego wykorzystania, w szczególności do technologii zgazowywania).
4. Konieczność zapewnienia zwiększenia zużycia gazu do celów energetycznych (czyli zapewnienia za pomocą konkurencji niższych cen gazu).
5. Konieczność rozstrzygnięcia roli elektroenergetyki atomowej w Polsce (czyli przeprowadzenie przez rząd, w ramach odpowiedzialności za politykę energetyczną, referendum w sprawie społecznego przyzwolenia na elektroenergetykę atomową).
6. Konieczność ukształtowania systemu operatorskiego dla krajowych systemów sieciowych: elektroenergetycznego, gazowego i naftowego (czyli restrukturyzacja majątkowa, właścicielska i organizacyjna przedsiębiorstw: *PSE Operator, PGNiG Przesył, PERN „Przyjaźń"*). Ponadto zaś konieczność wprowadzenia regulacji prawnych umożliwiających działanie operatorów w stanach kryzysowych, wymagających przejściowego zawieszania mechanizmów rynkowych.
7. Restrukturyzacja/prywatyzacja (w szczególności rewizja realizowanych przez MSP programów konsolidacyjnych w elektroenergetyce, a także przyspieszenie liberalizacji gazownictwa).
8. Podatki/inwestycje/kapitał (czyli ograniczenie ryzyka regulacyjnego, na które nadmiernie są obecnie narażeni inwestorzy oraz stworzenie systemu oddziaływania za pomocą podatków na inwestycje zapewniające bezpieczeństwo energetyczne).
9. Rynek/regulacja (czyli zastąpienie prognoz ilościowych w polityce energetycznej mechanizmami rynkowymi dostosowywania podaży do popytu, z ewentualnym wykorzystaniem mechanizmów regulacji, takich np. jak przetargi na usługi systemowe w postaci nowych mocy wytwórczych, ogłaszane przez URE, jedynie w przypadku, gdyby konkurencja okazała się niewydolna).

Zarządzanie bezpieczeństwem energetycznym w warunkach rynkowych. W dalszej części referatu bezpieczeństwo energetyczne rozpatruje się na poziomie metodologicznym właściwym dla doktryny. Zakłada się, że doktryna bezpieczeństwa energetycznego powinna mieć odniesienie do tworzonych rozwiązań prawnych, w szczególności w postaci projektu unijnej dyrektywy bezpieczeństwa energetycznego (dotyczącej podziału odpowiedzialności, niezawodności urządzeń, działań na wypadek awarii). Z praktycznego punktu widzenia znaczenie mają dwie główne doktryny sektorowe, tj. doktryna elektroenergetyczna i doktryna gazowa. Potrzeba ich wyróżnienia wynika choćby z faktu istnienia Dyrektyw 2003/54/EC i 2003/55/EC, które tworzą warunki do funkcjonowania rynkowego przedsiębiorstw oraz do monitorowanie bezpieczeństwa w elektroenergetyce i w gazownictwie, odpowiednio.

Kluczową sprawą, jeśli chodzi o zarządzanie bezpieczeństwem energetycznym, jest podział odpowiedzialności. W doktrynie bezpieczeństwa energetycznego proponowanej w ciągu ostatnich dwóch lat przez autora referatu proponuje się wyróżnienie czterech aspektów podziału odpowiedzialności: czasowego, przedmiotowego, obszarowego i podmiotowego.

W aspekcie czasowym rozróżnia się trzy horyzonty: krótkoterminowy, średnioterminowy, długoterminowy.

W aspekcie obszarowym bezpieczeństwo dzieli się na: lokalne, regionalne, krajowe oraz europejskie.

W ujęciu podmiotowym odpowiedzialność za bezpieczeństwo ponoszą państwo i władze samorządowe, operatorzy i odbiorcy oraz inwestorzy/przedsiębiorstwa, ale tylko w zakresie wynikającym z systemu ich koncesjonowania (przedsiębiorstwa mają głównie dbać o swoją kondycję ekonomiczną).

Wreszcie aspekt przedmiotowy obejmuje infrastrukturę techniczną, problematykę bilansową (paliw i sieciowych nośników energii), a także ekonomikę/finanse. Trzeba podkreślić, że współcześnie bezpieczeństwo energetyczne ma podstawę w zdrowych ekonomicznie przedsiębiorstwach, które są zdolne przedstawić odbiorcom trafną ofertę biznesową w zakresie dostaw paliw i energii. Jeżeli zamiast tego będą państwowe prognozy i przedsiębiorstwa odpowiedzialne za bezpieczeństwo energetyczne z nadania państwowego, to bezpieczeństwa tego mieć nie będziemy.

W konsekwencji, jako główny filar doktryny energetycznej przyjmuje się mechanizmy rynkowe działające w czterech następujących obszarach:

- krótkoterminowe bezpieczeństwo techniczne infrastruktury (z regulacjami dotyczącymi rozliczeń ex post za okres ewentualnego zawieszenia rynku przez operatora),
- bezpieczeństwo średnioterminowe, przy zadanych zdolnościach podażowych, czyli w warunkach istniejącej infrastruktury (z takimi mechanizmami jak rynkowa wycena paliw i energii oraz rezerw, stosunki umowne odbiorców z dostawcami, itp.),
- bezpieczeństwo inwestycyjne długoterminowe (ze stabilnymi regulacjami podatkowymi jako podstawą redukcji ryzyka inwestycyjnego),
- suwerenność zaopatrzenia kraju w paliwa (z uwzględnieniem dywersyfikacji paliw, ale i możliwości stwarzanych przez rozwój technologiczny).

Z tym się wiąże konieczność radykalnego ograniczania działań pozarynkowych, zwłaszcza dotychczasowych regulacji charakterystycznych dla tradycyjnej, scentralizowanej odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne. Z drugiej strony konieczne jest zapewnienie skuteczniejszej regulacji w obszarach obiektywnego braku możliwości konkurencji. Z tym się wiąże właściwy podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne w określonych horyzontach czasowych.

Państwo powinno tworzyć przepisy prawne, wspomagać rozwój technologii, redukować ryzyko polityczne i regulacyjne inwestorów. Państwo nie dysponuje kapitałem potrzebnym do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego. Państwo nie dysponuje przedsiębiorstwami (poza wyjątkowymi sytuacjami). Państwo dysponuje regulacjami, i w szczególności podatkami. Na przykład, za pomocą regulacji prawnych (bardzo wysokiej rangi) określających uprawnienia operatorów w stanach zagrożeń państwo może realnie wpływać na bezpieczeństwo energetyczne, którego miarą jest prawdopodobieństwo blackoutu.

Dlatego państwo nie może się uchylać od takich regulacji. Za pomocą podatków państwo może natomiast stymulować postęp techniczny i inwestycje długoterminowe.

W horyzoncie średnioterminowym, w warunkach istniejących zdolności podażowych, rola państwa musi być zminimalizowana. Operatorzy powinni zapewniać bezpieczeństwo techniczne infrastruktury, realizację procedur kryzysowych, a zainteresowanym podmiotom równoprawny dostęp do infrastruktury. Zatem operatorzy muszą mieć, zwłaszcza w krótkoterminowym horyzoncie czasowym, władzę nad infrastrukturą techniczną. Ale to nie oznacza, że operatorzy mają zapewnić odbiorcom zasilanie, jeśli odbiorcy nie mają umów handlowych z dostawcami. Uprawnieni odbiorcy (posiadający dostęp do sieci) powinni zapewniać sobie własne bezpieczeństwo, zwłaszcza średnioterminowe, właśnie za pomocą umów handlowych.

W tabelach 4 i 5 przedstawiona została szacunkowa ocena jakościowa istotności bezpieczeństwa energetycznego w aspektach podmiotowo-czasowym i podmiotowo-obszarowym, odpowiednio.

Tabela 4

Istotność bezpieczeństwa w aspekcie podmiotowo-czasowym

Bezpieczeństwo / Odpowiedzialność	Krótko-terminowe (techniczne)	Średnio-terminowe (istniejące zdolności podażowe)	Długo-terminowe (inwestycyjne)
Państwo	***	*	**
Operatorzy	***	**	**
Odbiorcy	*	***	*
Inwestorzy			*

Tabela 5

Istotność bezpieczeństwa w aspekcie podmiotowo-obszarowym

Bezpieczeństwo / Odpowiedzialność	Lokalne	Regionalne	Krajowe	Europejskie
Adm. rządowa	*	*	***	**
Adm. samorządowa	***	*		
Operatorzy (krajowi i regionalni)	**	**	***	**
Odbiorcy	***	*		
Inwestorzy	*	*	**	**

Bezpieczeństwo energetyczne w procesie transformacji energetyki (ogólnie) od monopolu do rynku. W ocenie przedstawionej w tabelach 4 i 5 uwzględniono historyczną analizę charakterystycznych zagrożeń.

Lista tych zagrożeń (użyteczna również przy projektowaniu środków zaradczych, szczególnie w postaci odpowiednich mechanizmów rynkowych, aktualnie i w przyszłości) jest długa. Na świecie obejmuje ona wielkie awarie systemowe w elektroenergetyce (poczynając od *blackoutu* w 1965 r. w monopolistycznej elektroenergetyce USA, kończąc na czarnej serii *blackoutów* w elektroenergetykach, częściowo urynkowionych, w 2003 r. w USA i w Europie).

Ciekawe doświadczenia odnoszące się do zarządzania bezpieczeństwem energetycznym są związane z odłączaniem systemów elektroenergetycznych Europy Środkowej (połączonego systemu CENTREL) od byłego systemu POKÓJ i przyłączeniem do systemów zachodnich (do połączonego systemu UCPTE/UCTE). Ciekawe doświadczenia są związane również ze strajkami w polskiej elektroenergetyce.

Blackout w 1965 roku spowodował wdrożenie nowej wówczas doktryny rozwoju systemów elektroenergetycznych, polegającej na zapewnieniu wzrostu bezpieczeństwa poprzez redundancję, czyli poprzez wzrost rezerw mocy w wytwarzaniu i podwyższenie niezawodności strukturalnej sieci, zwłaszcza sieci przesyłowej, czyli powielanie elementów sieciowych. Po każdym blackoutcie w 2003 roku były wprawdzie deklaracje polityków, że trzeba wzmocnić system elektroenergetyczny przez inwestycje, ale potem, gdy przychodziło do konkretów, okazywało się, że za wzrost nakładów inwestycyjnych wynoszący np. 30% można uzyskać wzrost oczekiwanego czasu do wystąpienia *blackoutu* z np. z 80 lat do 85 lat. Przy tym o wydatkach można powiedzieć, że są pewne. W praktyce są na ogół nawet przekraczane. Efekty po stronie niezawodności są natomiast iluzoryczne. (W złożonych systemach, takich jak elektroenergetyczne, jest problem współzależności uszkodzeń, który słabo się poddaje badaniom modelowym i praktycznie w ogóle się nie poddaje badaniom statystycznym. Wiadomo jednak, że zbyt duża redundancja może powodować nawet obniżenie niezawodności sieci). Z drugiej strony, analiza przyczyn *blackoutów* z 2003 roku ujawniła kluczowe znaczenie braku zdecydowanych działań prewencyjnych operatorów w pierwszych minutach po wystąpieniu zagrożeń. Brak takich działań ma obecnie podłoże w braku adekwatnych regulacji prawnych, umożliwiających operatorom zawieszanie rynku w stanach zagrożenia. Zatem w obszarze regulacji prawnych określających uprawnienia operatorów należy poszukiwać rzeczywistego sposobu na bezpieczeństwo energetyczne w części dotyczącej bezpieczeństwa technicznego infrastruktury sieciowej.

Doświadczenia związane z przełączaniem systemu CENTREL obejmowały takie zagadnienia, jak:

- odbudowę regulacji pierwotnej i wtórnej w systemie polskim (1992–1994),
- kryzys rosyjsko-ukraiński w 1993 roku, który spowodował odłączenie przez Rosję systemu POKÓJ od systemu rosyjskiego,
- opóźnienie o dwa lata przełączenia systemu VEAG (systemu byłego NRD, pracującego w systemie CENTREL), zaplanowanego wcześniej na 1993 rok, spowodowane niemożliwością wybudowania na czas linii przesyłowych NRD-RFN,
- błędne łączenie w 1994 roku wykonane przez dyspozytorów w Berlinie, które spowodowało równoległą pracę systemów POKÓJ i UCPTE przez kilkadziesiąt sekund, ale nie spowodowało przy tym żadnych istotnych negatywnych konsekwencji; z trudnym okresem przełączania związane były silne obawy o obniżenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego (w Polsce, w Republice Czeskiej, na Słowacji i na Węgrzech); nic takiego się nie stało.

Strajki, które wystąpiły w Polsce w latach dziewięćdziesiątych pokazały dobitnie siłę wcześniejszej decentralizacji elektroenergetyki i rynku (nawet jeszcze nie w pełni rozwiniętego). Otóż decentralizacja spowodowała m.in. ujawnienie zróżnicowania interesów elektrowni na węgiel kamienny i na węgiel brunatny (tym samym ujawniła siłę dywersyfikacji paliwowej, oczywiście daleko jeszcze niewystarczającej). W rezultacie, kiedy strajkował segment wytwórczy na węgiel brunatny (*ZE PAK, Kopalnia Bełchatów*) bezpieczeństwo energetyczne było utrzymywane przez elektrownie na węgiel kamienny, zmobilizowane okazją dużego zarobku, możliwego dzięki przejęciu całej potrzebnej produkcji energii elektrycznej. Kiedy strajkowały kopalnie węgla kamiennego, to odwrotnie – elektrownie na węgiel brunatny maksymalizowały swoją produkcję.

Kierunki kształtowania polityki energetycznej. Główne kierunki kształtowania polityki energetycznej przedstawiono w tabeli 6. Wśród wymienionych kierunków ważne są prace naukowo-badawcze. W tym zakresie powinno być mniej optymalizacji, więcej badań nad nowymi technologiami (przynajmniej takimi, które umożliwiałyby wybór technologii właściwych dla Polski).

Tabela 6

Kształtowanie polityki energetycznej

Obszar	Konsekwencje
Bezpieczeństwo paliwowo-energetyczne kraju	mniej bilansów, więcej rynku
Zdolności wytwórcze/wydobywcze /dostawcze źródeł paliw i energii	konkurencja
Zdolności przesyłowe sieci, w tym połączenia transgraniczne	adekwatność (ograniczenie ryzyka wystąpienia *stranded cost)*
Efektywność energetyczna gospodarki	konkurencja
Działania w zakresie ochrony środowiska	źródła odnawialne, handel emisjami
Zapasy paliw	urynkowienie
Restrukturyzacja i przekształcenia własnościowe sektora paliwowo-energetycznego	konkurencja, niskie ceny dla odbiorców
Kierunki prac naukowo-badawczych	mniej optymalizacji, więcej nowych technologii
Współpraca międzynarodowa	obniżanie ryzyka rynkowego

Optymalizacja, która musi być ograniczana, to jest optymalizacja ogólna, ukształtowana przez dziesięciolecia w systemach energetycznych i w całym kompleksie paliwowo-energetycznym. Taką optymalizację bardzo skutecznie dzisiaj zastępuje rynek. Rynek znacznie szybciej sobie radzi z dochodzeniem do rozwiązań optymalnych niż potrafimy to zrobić za pomocą modeli optymalizacyjnych.

Inną sprawą jest finansowanie badań ukierunkowanych na rozwój technologii. Z tego punktu widzenia istotne jest, że przedsiębiorstwa kompleksu paliwowo-energetycznego w Polsce lansują się ciągle jeszcze jako główna siła odpowiadająca za bezpieczeństwo energetyczne kraju i żądają dużych środków na ten cel. Konsekwencją powinno być finansowanie badań naukowych (przynajmniej w zakresie wynikającym ze strategii lizbońskiej) w obszarze nowych technologii służących bezpieczeństwu energetycznemu. Przedsiębiorstwa badań takich jednak nie prowadzą. Więcej, przedsiębiorstwa te nie czują się jeszcze odpowiedzialne nawet za badania rynku, czyli za tworzenie podstaw swojej konkurencyjności i zdolność budowania dobrych ofert dla odbiorców (a wynikiem tej byłoby bez wątpienia bezpieczeństwo energetyczne). Minie zapewne jeszcze wiele czasu, nim przedsiębiorstwa zaczną inwestować w badania rozwojowe po to, żeby zdobywać rynek. Jeśli potrafią zdobywać rynek, to bezpieczeństwo będzie automatycznie zapewnione.

Z punktu widzenia niebezpieczeństw dotyczących badań trzeba w elektroenergetyce polskiej widzieć skutki dominacji węgla (którego udział w produkcji energii elektrycznej wynosi około 96%, jeśli liczyć węgiel kamienny i brunatny łącznie). Wielkie elektrownie węglowe dostrzegają już, że na rynku europejskim są zagrożone i zaczynają zabiegać o to, aby konkurencję na tym rynku zamienić na przejęcie polskich zakładów energetycznych, i uczynić z nich swoje łatwe rynki zbytu, a także podstawę zwiększenia swoich zdolności kredytowych, które umożliwią im zaciągnięcie nowych długów na inwestycje w starym stylu (przy tym chodzi o przejęcie nie za realne pieniądze, ale przejęcie w ramach państwowych przesunięć właścicielskich). Z drugiej strony wiadomo, że droga do technologii wodorowych prowadzi nie przez bardzo wielkie bloki wytwórcze dwieście megawatów, czterysta megawatów, osiemset megawatów, które są preferowane przez konsolidujący się podsektor wytwarzania. Droga prowadzi przez całkiem inne technologie: kogeneracyjne, gazowe, biomasowe, ogólnie rozproszone, o charakterze lokalnym. Jeżeli zrealizowana zostanie konsolidacja pionowa, którą bardzo silnie lansuje MSP, to zamknięta zostanie przestrzeń rozwojowa dla nowych technologii w elektroenergetyce.

Odniesienia do innych sektorów. Jeżeli dyskutuje się problem bezpieczeństwa energetycznego, to nie wolno stracić z pola widzenia bezpieczeństwa w innych obszarach i ogólnie bezpieczeństwa człowieka. Otóż, niezwykle dużo wynika współcześnie z analizy bezpieczeństwa energetycznego dokonywanej przez pryzmat doświadczeń w takich sektorach infrastrukturalnych jak telekomunikacja i lotnictwo.

Telekomunikacja jest ważna, jeśli mówimy o bezpieczeństwie systemów energetycznych, w szczególności systemu elektroenergetycznego, bo punkt ciężkości przenosi się, zwłaszcza w przypadku tego ostatniego, z bezpieczeństwa infrastruktury podstawowej na bezpieczeństwo infrastruktury teleinformatycznej, która zarządza infrastrukturą postawową.

Ataki terrorystyczne na infrastrukturę teleinformatyczną są znacznie łatwiejsze. Dlatego trzeba niezwykle pilnie śledzić doświadczenia w zakresie zarządzania bezpieczeństwem w telekomunikacji (w procesie jej liberalizacji), żeby wykorzystać te doświadczenia w elektroenergetyce. Pewne próby, w elektroenergetyce, są już podejmowane, ale to jest dopiero początek drogi. Jest przy tym widoczne, że droga prowadzi przez decentralizację techniczną i konkurencję, a nie przez techniczny efekt skali i monopolizację.

Lotnictwo jest z kolei ważne w aspekcie dramatycznych regulacji ustawowych dopuszczających zestrzelenie samolotu pasażerskiego wykorzystanego do zamachu terrorystycznego. Ostatnio taką regulację wprowadziły Niemcy. Zgodnie z niemiecką ustawą minister obrony został wyposażony w prawo, niezwykle przygniatające, do wydania rozkazu ewentualnego zestrzelenia samolotu tworzącego zagrożenie dla bezpieczeństwa ludności. Widać zatem, że rząd, jeżeli chce oddziaływać na bezpieczeństwo ludności, to musi podejmować niezwykle trudne rozstrzygnięcia ustawowe.

Przykład z lotnictwem pokazuje, co mamy do zrobienia w elektroenergetyce. Rząd nie powinien się zajmować bezpieczeństwem zasilania w sposób operacyjny. Rząd powinien podjąć rozstrzygnięcia prawne, które pozwolą operatorom działać w sytuacjach kryzysowych. Operator musi mieć, w krytycznych sytuacjach, zdolność podejmowania decyzji zawieszających działanie rynku. Brak regulacji prawnych w tym zakresie jest istotnym zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego.

W lotnictwie istnieje też inny charakterystyczny przykład, związany z zaostrzeniem się konkurencji w ruchu pasażerskim po wejściu na rynek tanich linii lotniczych. (Energetyka rozproszona może być traktowana w energetyce podobnie jak tanie linie lotnicze w pasażerskim ruchu lotniczym).

W nowej sytuacji wielkie linie lotnicze muszą obniżyć koszty. Jedna ze strategii polega na dokonaniu rewizji słuszności zasady, że samolot bierze na pokład 30% zapasu paliwa, który powoduje zwiększenie obciążenia i zużycia paliwa.

Wymagany margines mocy w elektroenergetyce, tworzony pod kątem bezpieczeństwa energetycznego, wynosi 25%.

Jeśli w tak newralgicznej sprawie jak lecący samolot uznajemy, że nie zapas/redundancja, a podwyższenie niezawodności elementów systemów podstawowych powinno być rozwiązaniem, to w elektroenergetyce podejście musi być podobne.

Zakończenie

Wykorzystanie możliwości wydłużenia czasu życia transformatorów ma w nadchodzącym czasie większe znaczenie niż kiedykolwiek w historii elektroenergetyki. Wiąże się to z głównymi ryzykami okresu przejściowego w elektroenergetyce, które dotyczą całej elektroenergetyki, w szczególności zaś elektroenergetyki systemowej, z wielkimi transformatorami.

W ujęciu chronologicznym podano je poniżej.

1. Ryzyko głębokiej zmiany priorytetów w Polsce po akcesji do Unii, nadanie najwyższego priorytetu środowisku i infrastrukturze w gminach. Ryzyko to będzie charakterystyczne przede wszystkim w okresie do 2006 roku (a następnie, chociaż już w mniejszym stopniu, w okresie nowego budżetu Unii, tzn. w latach 2007–2013).

2. Ryzyko związane z przebiegiem deregulacji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu. Ustabilizowanie podstaw prawnych w tym obszarze nastąpi w 2007 roku i będzie związane z formalnym otwarciem rynków dla ludności.

3. Ryzyko związane z nadpodażą w kompleksie paliwowo-energetycznym w Polsce, zróżnicowaną w różnych sektorach. Okres porządkowania rynku w obszarze zdolności wytwórczych w elektroenergetyce i zdolności magazynowych w gazownictwie oraz w sektorze paliw płynnych zakończy się z dużym prawdopodobieństwem do końca dekady. Ujawnienie stranded costs w obszarze sieciowym nastąpi natomiast na dużą skalę w końcu trwającej dekady, a porządkowanie zdolności przesyłowych w elektroenergetyce i w gazownictwie będzie trwać przez całą kolejną dekadę.

4. Ryzyko technologiczne związane z rozwojem technologii wodorowych w elektroenergetyce, w tym z rozwojem nowych technologii transportu gazu ziemnego (technologii LNG i CNG), nowych technologii produkcji biomasy/biopaliw (z wykorzystaniem osiągnięć inżynierii genetycznej) oraz nowych technologii energetycznego wykorzystania węgla (w szczególności jego zgazowywania w złożach). Ryzyko to będzie narastać do końca dekady, a rynkowe „wytwarzanie" nowej struktury technologii w kompleksie paliwowo-energetycznym będzie następować głównie w następnej dekadzie.

5. Ryzyko nowej polityki podatkowej na świecie, w tym głównie akcyzowej, zmieniającej strukturę konkurencyjności paliw i sieciowych nośników energii w skali globalnej, w szczególności zmieniającej konkurencyjność gazu, biomasy/biopaliw, ropy naftowej oraz węgla. Ryzyko to będzie się kształtować w czasie podobnie jak ryzyko technologiczne, tzn. będzie narastać do końca dekady, a porządkowanie podatków będzie następować głównie w następnej dekadzie.

Przy tym zarządzanie eksploatacją transformatorów coraz bardziej powinno być integrowane z koncepcją coraz pełniejszego zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym za pomocą mechanizmów rynkowych [7], ukierunkowaną na obniżenie presji inwestycyjnej w elektroenergetyce systemowej.

LITERATURA

[1] Bernot N.: W kierunku przemian strukturalnych w elektroenergetyce europejskiej. *Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA – Elektroenergetyka* 2004, nr 1

[2] Zhang J.: The Prospect of Hydrogen Economy – A Strategic Decision for Every Nation, a także artykuł: Malko J.: Wodór – perspektywiczny nośnik energii. *Wokół Energetyki* 2004, nr 4

[3] The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook. Energy Information Administration. U.S. Department of Energy, December 2003. (http://www.eia.doe.gov/), a także artykuł opracowany na podstawie tego źródła: Seklecki P.: Europejski rynek LNG. *Biuletyn Regulacji Energetyki*, 2004, nr 4

[4] Piński J., Sadowski G.: Świat dodaje gazu. Tygodnik *Wprost* Nr 1115 z 11 kwietnia 2004

[5] Piwowarski A. J.: Technologia transportu morskiego sprężonego gazu ziemnego w służbie dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Materiały konf. „Gazterm 2004". Międzyzdroje, maj 2004

[6] Polska energetyka do roku 2030. Grupa *EDF Polska. Energetyka.* Zeszyt tematyczny nr IV, wrzesień 2004

[7] Popczyk J.: Zarządzanie bezpieczeństwem energetycznym w warunkach rynkowych. Materiały konf. „Rynek energii elektrycznej". Kazimierz Dolny, kwiecień 2005