

Jan POPCZYK

CO DALEJ Z ELEKTROENERGETYKĄ?

Streszczenie. W artykule przedstawiono w ujęciu historycznym proces zmian warunków funkcjonowania elektroenergetyki na świecie i w Polsce. Uwzględniono przemiany organizacyjne, techniczne i ekonomiczne. W szczególności skoncentrowano się na dokonującej się transformacji elektroenergetyki monopolistycznej w rynkową. Postawiono tezę o obiektywnej nieuchronności utraty tożsamości elektroenergetyki w nadchodzących latach.

WHERE THE POWER INDUSTRY IS GOING TO?

Summary. The paper presents changes occurring in Poland's power industry and around the world, in historical perspective. It covers organisational, technical and economic issues. In particular much emphasis has been put on transformation of the monopolistic power industry into a market-driven one. The author express his view about inevitability of the power industry identity lost in the coming years.

Reforma elektroenergetyki w Anglii i Walii, przeprowadzona pod hasłem prywatyzacji i urynkowania dziesięć lat temu, stała się przedmiotem gwałtownych ataków. Większość elektroenergetyków, duża część polityków, a także ekonomiści na świecie i w Wielkiej Brytanii uznali tę reformę za nieodpowiedzialny eksperyment, który przyniesie ogromne szkody.

Szkody nie nastąpiły. Reforma stała się potężnym impulsem rozwojowym. W Wielkiej Brytanii zyskała elektroenergetyka, odbiorcy i cała gospodarka. Zastąpienie jałowej optymalizacji w ramach monopolu rynkową konkurencją odblokowało na świecie postęp organizacyjny, ekonomiczny i przede wszystkim techniczny i technologiczny w elektroenergetyce.

W rezultacie świat wyprzedził pionierów. Szybciej niż oni, rynki energii elektrycznej dla ludności otworzyły Norwegia, Finlandia, Szwecja, Kalifornia, Niemcy. W 2000 roku pionierzy, aby nie stracić dystansu do świata, zastępują skomplikowany *pool*¹⁾, wprowadzony w 1990

¹⁾ Centralny rynek wytwórców, na którym ubiegają się oni o produkcję w każdej półgodzinie.

roku, prostą giełdą i uzupełniającym ją rynkiem bilansującym, które to rozwiązania stają się standardem na hurtowym rynku konkurencyjnym, obejmującym wytwórców i odbiorców (a nie tylko wytwórców, jak to było w *pool'u*).

Po dziesięciu latach staje na nowo pytanie, co dalej? W gruncie rzeczy jest to obecnie pytanie o możliwość obrony tożsamości elektroenergetyki w nadchodzących latach. Odpowiedź, niestety negatywna, wydaje się przy tym przesądzona. Nie ma bowiem już wątpliwości, że zachodzące zmiany mają w elektroenergetyce strukturalny charakter. Odnoszą się one do zawodu elektroenergetyka, do sektora elektroenergetycznego i do przedsiębiorstwa elektroenergetycznego, do ekonomiki w elektroenergetyce i do finansowania inwestycji elektroenergetycznych. Najważniejsze jednak znaczenie mają zmiany w dziedzinie techniki i technologii. Są to zmiany, które doprowadziły do podważenia obowiązującej dotychczas wszechwładnie doktryny efektu skali i hierarchicznego sterowania systemami elektroenergetycznymi, a także poglądu, że ze względu na specyficzne cechy energii elektrycznej nie da się nią handlować, tak jak innymi towarami i usługami. Z drugiej natomiast strony zmiany te stworzyły już podstawy pod decentralizację techniczno-technologiczną systemów elektroenergetycznych i handel energią elektryczną, w tym najnowszą jego formę, tzn. handel internetowy.

Początki: elektryczne przedsiębiorstwa użyteczności publicznej i długi okres harmonijnego rozwoju

Uruchomienie pierwszych układów przesyłowych i początki elektroenergetyki przypadają na ostatnie dziesięciolecie XIX w. Przez wiele kolejnych dziesięcioleci elektroenergetyka rozwijała się na świecie w postaci przedsiębiorstw elektrycznych, prywatnych lub komunalnych (samorządowych). Harmonijny rozwój, bez wielkich wstrząsów, w Europie trwał do II wojny światowej, a w USA do kryzysów naftowych w latach siedemdziesiątych. Przedsiębiorstwa elektryczne jeszcze w latach dwudziestych miały lokalny charakter i były to przedsiębiorstwa wytwórczo-dostawcze. Ich główną częścią były elektrownie. Bardzo uproszczone sieci otwarte służyły do rozprowadzania energii produkowanej przez te elektrownie do odbiorców. W latach trzydziestych zaczęły powstawać większe systemy ze źródłami o mocach jednostkowych dochodzących do 50 MW, pracującymi równolegle.

Przedsiębiorstwa elektryczne, jak wszystkie przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, miały zapewnioną wyłączność funkcjonowania na danym terenie, gwarantowaną koncesjami samorządowymi lub rządowymi (w przypadku przedsiębiorstw elektrycznych była to wyłączność na wytwarzanie, przesyłanie i dostarczanie energii elektrycznej). Systemy regulacji przedsiębiorstw elektrycznych były w poszczególnych krajach na ogół takie, jak w przypadku innych przedsiębiorstw użyteczności publicznej (gazowniczych, wodociagowych, telekomunikacyjnych). Systemy regulacyjne w różnych krajach mogły się natomiast różnić istotnie, zwłaszcza w związku z różnymi formami własności przedsiębiorstw użyteczności publicznej.

W USA, gdzie przeważająca była (i jest) własność prywatna, a konkurencja zawsze miała znaczenie większe niż gdziekolwiek, przedsiębiorstwa elektryczne miały zapewniony zwrot na kapitale, ze stopą procentową odpowiadającą niskiemu poziomowi ryzyka inwestowania, charakterystycznemu dla monopolu. W tradycji europejskiej, mniej prokonkurencyjnej, regulowana była na ogół rentowność przedsiębiorstw elektrycznych bądź obowiązywała zasada *non-profit* (w przypadku przedsiębiorstw komunalnych, w krajach o rozwiniętym systemie własności komunalnej w ogóle).

Nacjonalizacja elektroenergetyki w Europie po II wojnie światowej

Przełom lat czterdziestych przyniósł w Europie Zachodniej zmianę doktryny dotyczącej funkcjonowania elektroenergetyki. Rządy wielu państw uznały, że wyjątkowe znaczenie elektroenergetyki w ogóle, w tym w odbudowie zniszczeń powojennych i szybkim nowym rozwoju gospodarczym, wymaga specjalnych rozwiązań w elektroenergetyce, w szczególności szerokiego zakresu interwencjonizmu państwowego. Francja, Wielka Brytania i Włochy posunęły się najdalej na tej drodze i dokonały pełnej nacjonalizacji przedsiębiorstw elektrycznych oraz utworzyły scentralizowane państwowe przedsiębiorstwa elektroenergetyczne (we Francji jedno zintegrowane przedsiębiorstwo EdF, we Włoszech również jedno zintegrowane przedsiębiorstwo ENEL, w Wielkiej Brytanii jedno krajowe przedsiębiorstwo wytwórczo-przesyłowe CEBG oraz 12 regionalnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych).

Nacjonalizacja elektroenergetyki we Francji, Wielkiej Brytanii i Włoszech, ranga nadana elektryfikacji Związku Radzieckiego już wcześniej, po rewolucji w 1917 roku, oraz ranga nadana elektroenergetyce przez państwa Europy Środkowej po II wojnie światowej, w ramach gospodarki centralnie planowanej, rozpoczęły w całej Europie ponad 40-letni okres politycznej potęgi elektroenergetyki.

W okresie tym dominujące znaczenie na sposób funkcjonowania elektroenergetyki miał fakt, że zapotrzebowanie na energię elektryczną rosło około dwukrotnie szybciej niż dochód narodowy. To powodowało, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, ograniczając się do działalności podstawowej, miały zapewniony komfort polegający na tym, że rozwijały się dwukrotnie szybciej niż cała gospodarka. Dzięki temu formuła użyteczności publicznej była wygodna dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych, bo tworząc im bezpieczeństwo działania i przywileje nie ograniczała ich perspektyw rozwojowych.

Drugim skutkiem dwukrotnie szybszego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, w porównaniu ze wzrostem dochodu narodowego, było podporządkowanie rozwoju systemów elektroenergetycznych technicznemu efektowi skali. Ten typ rozwoju pozwalał przede wszystkim elektroenergetyce efektywnie wywiązywać się z zadania polegającego na zapewnieniu wzrostu produkcji energii elektrycznej wynoszącego około 8% w każdym kolejnym roku. Ponadto ten typ rozwoju pozwalał obniżać koszty jednostkowe w elektrowniach, wyrównywać krzywe zapotrzebowania w wielkich systemach i obniżać w nich wymagane

rezerwy mocy, a także zaspokajać ambicje zawodowe elektroenergetyków. Nie bez znaczenia była także konkurencja polityczna między blokami wschodnim i zachodnim. Między innymi pod wpływem tej konkurencji rozwijały się wówczas dwa wielkie systemy elektroenergetyczne: MIR (obejmujący systemy Ukrainy i państw Europy Środkowej) oraz UCPTÉ²⁾ (obejmujący systemy państw Europy Zachodniej).

Wykorzystanie efektu skali prowadziło do poważnych konsekwencji w zakresie sposobów finansowania inwestycji, wymagających w przypadku pojedynczych projektów, miliardowych nakładów w USD. Jest oczywiste, że finansowanie to nie mogło się odbywać bez zaangażowania państw, bezpośredniego na wschodzie, pośredniego na zachodzie. Interwencjonizm państwowy na zachodzie polegał głównie na trzech rodzajach działań. Po pierwsze, na udzielaniu przez rządy gwarancji spłaty kredytów zaciąganych przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne na międzynarodowych rynkach kapitałowych (w końcu lat osiemdziesiątych rząd francuski był np. zaangażowany w gwarancje spłaty kredytów zaciągniętych przez EdF w wysokości 40 mld USD). Po drugie, podstawową formą interwencjonizmu państwowego była rządowa regulacja cen, która przybierała skrajnie polityczny charakter (przed wyborami wzrost cen był hamowany, po wyborach ceny rosły szybciej, struktura cen zapewniała subsydiowanie skrośne grup odbiorców silnych politycznie przez grupy słabe itp.). Po trzecie, bardzo ważną formą interwencjonizmu państwowego na zachodzie była rezygnacja państwa, częściowa lub nawet całkowita, z udziału w dywidendzie przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Zatem państwo tolerowało sytuację polegającą na tym, że ogromny kapitał zainwestowany w elektroenergetykę nie podlegał wynagrodzeniu.

Powstanie w USA sektora niezależnych wytwórców po kryzysach naftowych

Kryzysy naftowe w latach siedemdziesiątych doprowadziły do zasadniczej rewizji polityki energetycznej w USA. Trzy kierunki działań rządu (i Kongresu) miały przy tym szczególne znaczenie. Po pierwsze, były to działania zmierzające do poprawy efektywności użytkowania energii w ogóle (wykorzystania ogromnego potencjału możliwości uzasadnionych ekonomicznie). Po drugie, działania zmierzające do otwarcia sektorów energetycznych, w tym przede wszystkim sieciowych (gazowniczego i elektroenergetycznego) na silniejszą konkurencję. Po trzecie, działania zmierzające do zmniejszenia negatywnego oddziaływania sektorów energetycznych na środowisko.

Drugi i trzeci kierunek znalazły swój wyraz w ustawie PURPA uchwalonej przez Kongres w 1978 roku. Ustawa zapewniała niezależnym wytwórcom (spoza sektora zawodowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych, tzw. *utilities*), produkującym energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, sprzedaż energii elektrycznej do zawodowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych po cenach wynikających z zasady kosztów unikniętych. W ten sposób została podjęta próba przełamania monopolu w elektroenergetyce i wprowadzenia konkurencji do

²⁾ Unia ds. Koordynacji Produkcji i Przesyłu Energii Elektrycznej.

wytwarzania energii elektrycznej, w powiązaniu z kogeneracją, czyli technologią prośrodowiskową.

Trzeba przy tym podkreślić, że ustawa PURPA stanowiła pozornie bardzo nieśmiały krok w zakresie ograniczenia *utilities* i w zakresie wprowadzania konkurencji. Wynikało to przede wszystkim stąd, że ustawa PURPA odnosiła się tylko do nowych mocy wytwórczych. Z drugiej strony ustawa zapewniała niezależnym wytwórcom bardzo bezpieczne kontrakty długoterminowe na sprzedaż. Mianowicie, w takich kontraktach podstawą cen obowiązujących przez cały czas trwania kontraktów, aż do pełnego zwrotu kapitału, były koszty w elektrowniach kondensacyjnych (obliczane, oczywiście, w sposób analityczny), które musiałyby zostać wybudowane przez *utilities*, gdyby niezależni wytwórcy nie zaoferowali swojej produkcji.

Jednak *utilities* poczuły się zagrożone i zaskarżyły ustawę PURPA do Sądu Najwyższego. Sąd potrzebował aż cztery lata na zbadanie zgodności ustawy z Konstytucją USA i dopiero w 1982 roku ostatecznie ogłosił, że ustawa jest ważna. Natychmiast rozpoczął się szybki rozwój sektora niezależnych wytwórców: na początku 40%, a pod koniec lat osiemdziesiątych nawet 60% nowych mocy wytwórczych w USA budowano w tym sektorze. Ustawa PURPA okazała się natomiast najważniejszą ustawą w historii gospodarki energetycznej na świecie, bo zapoczątkowała w tej gospodarce zmiany jakościowe (konkurencję w sektorach sieciowych, rynkową zasadę kosztów unikniętych, promocję ochrony środowiska).

TPA - rewolucyjna koncepcja na miarę potrzeb lat dziewięćdziesiątych

TPA (*Third Part Access*) jest koncepcją, której historia sięga lat siedemdziesiątych i która została sformułowana z myślą o potrzebie wdrożenia konkurencji do takich sieciowych sektorów infrastrukturalnych, jak kolej i komunikacja. Wykorzystanie koncepcji w elektroenergetyce wydawało się szczególnie trudne ze względu na stopień skomplikowania procesu technologicznego (jego dynamikę, złożoność sterowania hierarchicznego, moce źródeł niewspółmierne do mocy odbiorców itp.).

Okazało się jednak, że również w elektroenergetyce jest możliwe zastosowanie TPA. Oczywiście, zasada ta w poszczególnych wdrożeniach znacznie się różni, szczególnie dlatego, że po wdrożeniu TPA opłata przesyłowa staje się, w mniejszym lub większym stopniu, narzędziem przenoszenia różnorodnych rodzajów kosztów, których na otwartym rynku nie da się pokryć.

Za najbardziej modelowe wdrożenie można przyjąć rozwiązanie według ustawy *Energy Act* uchwalonej przez Kongres USA w 1992 roku. Zgodnie z właściwością Kongresu, zasada TPA zapisana w ustawie *Energy Act* odnosi się tylko do sieci przesyłowej. W rezultacie ustawa stała się podstawą rozwoju konkurencji na rynku hurtowym energii elektrycznej w USA, z udziałem *utilities*, wytwórców (nie posiadających kontraktów długoterminowych), a także nowych podmiotów - przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną. Oczywiście,

zastosowanie TPA do sieci przesyłowej w USA nie pociągnęło za sobą zwiększenia opłat za usługi przesyłowe tymi sieciami o dodatkowy składnik w postaci *stranded costs*³⁾, bo w szczególności nie łączyło się z otwarciem rynku energii elektrycznej dla odbiorców.

Dwoma reprezentatywnymi, chociaż różniącymi się przypadkami zastosowania zasady TPA do sieci rozdzielczych są Wielka Brytania i Kalifornia. Różnica między tymi przypadkami wynika stąd, że w Wielkiej Brytanii otwarcie rynku energii elektrycznej dla odbiorców połączone było z prywatyzacją. W Kalifornii otwarcie następowało w warunkach istniejącej już prywatnej własności w elektroenergetyce.

Zgodnie ze strategią rządu, wycena prywatyzowanych przedsiębiorstw elektroenergetycznych w Wielkiej Brytanii została przeprowadzona przy założeniu, że będą one działały na otwartym rynku. Dzięki temu *stranded costs* nie pojawiły się przy otwieraniu rynku w postaci odrębnego problemu. (Inną natomiast sprawą było ustanowienie specjalnego podatku na energię elektryczną, przeznaczanego na okresowe wspomaganie na konkurencyjnym rynku przedsiębiorstwa wytwórczego *Nuclear Electric*, które na początkowym etapie reformy zostało wyłączone z prywatyzacji). W Kalifornii problem pokrycia *stranded costs* i ich włączenia do opłaty przesyłowej przy otwieraniu w końcu lat dziewięćdziesiątych rynku energii elektrycznej dla odbiorców urósł natomiast do pierwszoplanowej rangi.

Konkurencja stymulatorem postępu techniczno-technologicznego w elektroenergetyce

Analiza szkodliwości monopolu w elektroenergetyce (oczywiście nie tylko) prowadzi do zaskakujących wniosków. Okazuje się, że najgroźniejsze działanie monopolu polega na hamowaniu, na długą metę, postępu technicznego i technologicznego. Pozornie wniosek ten trudno pogodzić z wielkimi nakładami na optymalizację techniczno-technologiczną urządzeń i przede wszystkim scentralizowanych systemów elektroenergetycznych, ponoszonymi przez monopolistyczne elektroenergetyki. Trudno wniosek ten pogodzić również ze stosowanymi, bardzo zaawansowanymi modelami i metodami optymalizacyjnymi. Wreszcie największą wątpliwość budzi zestawienie tego wniosku z perfekcyjnie działającymi pod względem technicznym systemami elektroenergetycznymi, np. takimi jak system francuski.

Z drugiej jednak strony ujawnienie niewydolności monopolu (i optymalizacji), które następuje przy otwieraniu rynków energii elektrycznej, jest faktem. Najdobitniejszym empirycznym dowodem są roczne *stranded costs* wynoszące w USA dziesiątki miliardów USD. Europa nie ma nawet jeszcze wyobrażenia o wielkości tych kosztów⁴⁾.

³⁾ Koszty niezamortyzowanych mocy wytwórczych, których nie da się pokryć na otwartym rynku ze względu na niekonkurencyjność tych mocy.

⁴⁾ Chociaż wiadomo już, że rząd włoski podpisał na początku 2000 roku dokument o przyznaniu ENEL-owi rekompensaty za liberalizację rynku wytwarzania i obrotu energią elektryczną w wysokości 7,7 mld euro.

Oczywiście, gdyby otwarcia rynków nie było, eliminacja starych technologii wytwarzania i wprowadzanie nowych byłoby przez lata hamowane. Stare trendy w rozwoju systemów elektroenergetycznych (scentralizowanych) byłyby podtrzymywane. A świat praktycznie w ogóle nie dowiedziałby się o *stranded costs*.

Kogeneracja stała się technologią, która zapoczątkowała konkurencję w elektroenergetyce. Jednak dopiero reformy w gazownictwie (głównie w USA i Wielkiej Brytanii), otwarcie tego sektora na konkurencję i obniżka cen gazu spowodowały zasadniczy postęp w technologiach wytwórczych w elektroenergetyce, opartych właśnie na zastosowaniu gazu. Pod koniec lat osiemdziesiątych i w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych były to technologie *combi* (bloki gazowo-parowe, o mocach jednostkowych na ogół od kilkudziesięciu do 200 MW). W drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych dokonuje się natomiast niezwykle szybki postęp w zakresie małych i bardzo małych agregatów (silników gazowych) produkujących energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu; moce agregatów umożliwiają ich dobór do obciążeń elektrycznych począwszy już od kilku kW, a ciepłych - od kilkunastu kW.

Drugim, oprócz wytwarzania, obszarem jakościowego postępu technicznego stało się sterowanie systemem elektroenergetycznym, szczególnie w zakresie regulacji pierwotnej, regulacji wtórnej, sterowania dyspozytorskiego, a także w zakresie automatyki zabezpieczeniowej. Podstawą tego postępu stał się ogólnie rozwój techniki mikroprocesorowej oraz informatycznych systemów przetwarzania danych. Przede wszystkim jednak podstawą stał się niezwykle szybki rozwój systemów telekomunikacyjnych w elektroenergetyce, opartych na technice światłowodowej.

Te same podstawy, które umożliwiły jakościowy postęp w sterowaniu, przyczyniły się do jakościowego postępu w trzecim obszarze, mianowicie w pomiarach na potrzeby handlu energią elektryczną. W rezultacie tego postępu zakres wyposażenia systemu elektroenergetycznego w układy pomiarowe (liczba punktów pomiarowych), możliwość pomiarów energii czynnej dla celów rozliczeniowych w krótkich przedziałach czasowych (standardem staje się przedział godzinny), a także możliwość przesyłu danych pomiarowych i ich przetwarzania dla celów rozliczeniowych są zupełnie nieporównywalne w stosunku do tego, co było w elektroenergetyce, w Polsce i na świecie, jeszcze w połowie lat dziewięćdziesiątych.

W kolejnym obszarze, którym są linie i stacje elektroenergetyczne, sytuacja jest bardziej skomplikowana. W obszarze tym ostatnie lata nie przyniosły spektakularnego przełomu w zakresie rozwiązań materiałowo-konstrukcyjnych (np. zastosowania nadprzewodnictwa). Nastąpił natomiast ogromny postęp w zakresie jakości materiałów i konstrukcji w rozwiązaniach wcześniej już stosowanych. Ponadto nastąpił ogromny postęp w zakresie eksploatacji linii i stacji, w tym diagnostyki technicznej.

Ekonomika rynkowa w elektroenergetyce

Istotą ekonomiki rynkowej są: zgoda podmiotów rynkowych na konkurencję i ryzyko oraz ceny wyznaczone przez równowagę popytu i podaży, wynikające z wartości towaru/usługi dla odbiorcy oraz kosztu ponoszonego przez dostawcę. Ale ekonomika stosowana w monopolistycznej elektroenergetyce była zaprzeczeniem tej istoty. Po pierwsze, konkurencja nie była dopuszczona. Po drugie, ryzyko nie istniało. Po trzecie, istniała zasada pokrycia przez dostawców każdego chwilowego zapotrzebowania i gwarancja pokrycia dostawcom pełnych kosztów. Elastyczność cenowa popytu odbiorców nie mogła się natomiast ujawnić nawet w strefach obciążeń szczytowych ze względu na ceny przeciętne i duży udział składnika stałego w cenach, związanego z kosztem mocy.

Rynek i konkurencja nie tolerują z kolei cen przeciętnych i dużego udziału składnika stałego cen (przenoszącego koszty stałe). Dlatego generalnie w ostatnich kilku latach nastąpiło w elektroenergetyce przejście od systemu cen przeciętnych do cen krańcowych i od systemu cenotwórstwa dwuskładnikowego do cen jednoskładnikowych. Trzeba przy tym podkreślić, że chociaż początkowo przywiązywano jednakową wagę do cen krańcowych długoterminowych (przenoszących w sposób analityczny koszty rozwoju) i krótkoterminowych, to obecnie podstawowe znaczenie mają ceny krańcowe krótkoterminowe.

Specjalne znaczenie w cenotwórstwie rynkowym energii elektrycznej ma uniwersalna zasada kosztów unikniętych. Zasada ta pozwala w szczególności określać efektywnie cenę sprzedaży/kupna energii elektrycznej ze źródeł rozproszonych, przyłączonych do sieci o różnych poziomach napięciowych. Właściwa cena dla małego źródła jest równa, zgodnie z zasadą kosztów unikniętych, sumie kosztów jednostkowych energii elektrycznej ze źródeł systemowych (które są podstawą cen w przypadku tych źródeł) oraz jednostkowych opłat przesyłowych (do miejsca przyłączenia małego źródła). Zasada kosztów unikniętych zwiększa, oczywiście, konkurencyjność małych źródeł energii elektrycznej. (Zasada kosztów unikniętych jest coraz częściej efektywnie wykorzystywana w złożonych procesach energetycznych. Oprócz kogeneracji są to np. procesy związane z użytkowaniem paliw odpadowych, z uwzględnieniem aspektów ochrony środowiska).

Nowe metody finansowania inwestycji elektroenergetycznych

Bardzo długi okres finansowania inwestycji elektroenergetycznych, kiedy było ono oparte wyłącznie na środkach własnych przedsiębiorstw (i kredytach zaciąganych w bankach) i wspierane mechanizmami interwencjonizmu państwowego/regulacji państwowej, zakończył się praktycznie na początku lat dziewięćdziesiątych.

Rozwój innej formy finansowania projektów elektroenergetycznych, zwłaszcza w podsektorze niezależnych wytwórców, rozpoczął się w latach osiemdziesiątych w USA oraz rozwinął się na świecie (szczególnie w południowo-wschodnim regionie Azji, a także w Polsce)

w pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych. Ten sposób finansowania, znany pod nazwą *project finance*, w gruncie rzeczy jest również bardzo bezpieczny dla inwestorów, bo zapewnia im zwrot kapitału na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej do monopolistycznego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego względem odbiorców, i jedyne kupującego energię elektryczną od niezależnych wytwórców (formuła *single buyer*). Małe ryzyko i stosunkowo niewielkie projekty wytwórcze (na ogół rzędu kilkudziesięciu do kilkuset MW) pozwalają niezależnym wytwórcom ograniczać udział środków własnych w finansowaniu projektorów do około 10...30%. Pozostałe środki (70...90%) niezależni wytwórcy uzyskują w postaci kredytów bankowych (o stosunkowo niskiej stopie procentowej).

Jeszcze w połowie lat dziewięćdziesiątych wydawało się, że *project finance* przez długie lata nie zostanie zastąpiony nową, bardziej ryzykowną, formą finansowania w elektroenergetyce. Jednak już na przełomie lat dziewięćdziesiątych zaczyna się rozpowszechniać finansowanie oparte na rozpoznaniu własnym ryzyka przez inwestorów. Oczywiście, ryzyko jest ściśle zależne od stopnia otwarcia rynku (trzy stopnie otwarcia są pod tym względem charakterystyczne: stopień pierwszy - dostęp mają tylko wytwórcy, stopień drugi - dostęp mają wytwórcy i dystrybutorzy, stopień trzeci - dostęp mają wytwórcy, dystrybutorzy i odbiorcy). Ponadto ryzyko zależy od szczegółowości, przejrzystości i stabilności regulacji rynku. Im większe jest ryzyko, tym stopa zwrotu kapitału jest, naturalnie, wyższa. Szybkie otwieranie rynków energii elektrycznej, doskonalenie systemów ich regulacji (przede wszystkim ograniczanie zakresu regulacji), a także decentralizacja techniczna wytwarzania powodują, że nowy sposób finansowania inwestycji w elektroenergetyce (w tym inwestycji prywatyzacyjnych), na podstawie ryzyka rynkowego rozpoznanego przez inwestora, staje się normą. Nowy sposób finansowania wzmacnia konkurencję w elektroenergetyce, a konkurencja przyspiesza postęp techniczny i technologiczny.

Kryzys sektorowego podejścia. Przedsiębiorstwo elektroenergetyczne nowego typu

Podejście sektorowe w elektroenergetyce miało najmocniejszą podstawę na świecie w formule użyteczności publicznej, która najwyraźniej była sformułowana w USA. Istotą amerykańskiej formuły użyteczności publicznej była przyznawana przedsiębiorstwu wyłączność na danym terenie na usługi realizowane za pomocą sieci, a z drugiej strony obowiązek świadczenia przez przedsiębiorstwo usługi monopolistycznej, przy tym powszechnej i niezbędnej, na równych prawach wszystkim odbiorcom. Z tak rozumianej istoty użyteczności publicznej wynikał jednolity system regulacji wszystkich przedsiębiorstw elektroenergetycznych (*electric utilities*) w USA.

W krajach z centralnie sterowaną gospodarką (Związek Radziecki, kraje Europy Środkowej) branżowość była charakterystyczna dla gospodarki w ogóle, elektroenergetyka stanowiła zatem jeden z sektorów, wśród wielu innych. Struktury organizacyjne elektroenergetyki w tych krajach zmieniały się często w czasie (tak było w Polsce). Na ogół jednak elektro-

energetyka stanowiła organizację mniej lub bardziej samodzielnych podmiotów gospodarczych zarządzanych koncernowo, z bardzo daleko idącym ingerencyjnym rachunkiem wyrównawczym między podmiotami, zapewniającym im jednakową rentowność.

Ostatnie lata przyniosły jednak ostry kryzys formuły użyteczności publicznej w USA, zwłaszcza w odniesieniu do przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Przyczyną jest trwała stagnacja rynku energii elektrycznej, mierzonego sprzedażą energii elektrycznej. Stagnacja ta stała się barierą rozwoju przedsiębiorstw funkcjonujących według formuły użyteczności publicznej, ograniczającej możliwości ekspansji przedsiębiorstw. Dlatego formuła użyteczności publicznej jest odrzucana, a przedsiębiorstwa rozszerzają swoją działalność na nowe obszary, poza podstawowym. Pod wpływem takiej ekspansji, na nowe obszary, następuje utrata tożsamości sektora elektroenergetycznego i przedsiębiorstw elektroenergetycznych w USA.

W Polsce zaistniał na razie odwrotny mechanizm utraty tożsamości sektora. Mianowicie, ustawa Prawo energetyczne otworzyła przedsiębiorstwom spoza sektora drogę do podjęcia działalności zastrzeżonej wcześniej dla tzw. elektroenergetyki zawodowej, na którą składało się około 70 przedsiębiorstw (33 przedsiębiorstwa dystrybucyjne; PSE SA, jako grupa kapitałowa, z elektrowniami szczytowo-pompowymi; 15 elektrowni systemowych; około 20 elektrociepłowni). Do końca maja 2000 r. ponad 200 przedsiębiorstw spoza elektroenergetyki zawodowej uzyskało koncesje Urzędu Regulacji Energetyki, głównie na obrót energią elektryczną, ale także na przesył i dystrybucję (przedsiębiorstwa spoza elektroenergetyki zawodowej praktycznie nie muszą się starać o koncesję na wytwarzanie; przy wysoko ustanowionej mocy źródeł, powyżej której wymagane jest koncesjonowanie na wytwarzanie, wynoszącej obecnie 50 MW, brak koncesji nie jest przeszkodą w podjęciu przez te przedsiębiorstwa działalności wytwórczej).

Odwrotny niż w USA mechanizm utraty tożsamości sektora elektroenergetycznego musi jednak doprowadzić w Polsce do podobnego mechanizmu utraty tożsamości przez zawodowe przedsiębiorstwa elektroenergetyczne. Jest bowiem jasne, że obecny rynek energii elektrycznej jest za mały dla dotychczasowych zawodowych przedsiębiorstw elektroenergetycznych, jeśli rozpoczną one konkurencję między sobą i wzrosnie ich efektywność. Tym bardziej nie zmieszczą się one na rynku po wejściu na ten rynek 200 nowych przedsiębiorstw (a choćby tylko ich niewielkiej części). Muszą zatem wyjść z działalnością na zewnątrz. Potencjał rozwojowy elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych, przy założeniu ich uczestnictwa w powstających przemysłach usług internetowych i multimedialnych, jest na przykład ogromny. Wynika to z prostego przeliczenia: udział kosztu energii elektrycznej w budżetach domowych wynosi przecież tylko 2,5%, ale marża przedsiębiorstw sieciowych w tych budżetach stanowi mniej niż 0,8%. Kilkakrotne zwiększenie udziału marży elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych w budżetach domowych poprzez rozszerzenie oferowanych usług jest w pełni realne. Jeśli jednak marża za usługi dodane kilkakrotnie przekroczy

marzę za usługi przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, to w Polsce PSE SA i spółki dystrybucyjne przestaną być przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi.

Rynek energii elektrycznej v. rynek energii?

Myślenie kategoriami rynku energii elektrycznej, chociaż stanowi ogromny postęp, jest już niewystarczające. Pojawiają się bardzo silne nowe impulsy rozwojowe w dziedzinie rynku energii w ogóle. Krystalizują się nowe trendy. Odchodzenie od podejścia branżowego w gospodarce energetycznej, kształtowanie się nowego typu przedsiębiorstw energetycznych otwartych na konkurencję w swoich tradycyjnych obszarach działalności i poza tymi obszarami, są podstawą kształtowania się jednego rynku energii.

Widoczne, wielkie skutki otwierania rynków powinny wprawiać w zakłopotanie wszystkich, którzy dotychczas nie pogodzili się z odwróceniem ról i dalej tworzą modele, według których branżowe, centralne rynki mają działać. Jest już oczywiste, że zamiast takiego podejścia konieczne jest obecnie podejście polegające na dostosowywaniu się do mechanizmów, które ogólnie rynek wytwarza. Powiązania między rynkiem energii elektrycznej, rynkami innych nośników energii (ciepła, gazu), a także paliw (węgla, ropy naftowej), łącznie z paliwami odpadowymi, a nawet energii odnawialnej stają się coraz silniejsze. Powiązań tych nie można już bagatelizować. Trzeba je bezwzględnie respektować i umieć wykorzystywać.

Wymuszenia dla polskiej gospodarki energetycznej od strony powiązań ze światowymi rynkami węgla i ropy naftowej już nas nie zaskakują. Wszyscy zaczynamy rozumieć coraz lepiej współzależności między ruchami cen na te paliwa w kraju oraz ruchami cen na świecie. Przedsiębiorstwa energetyczne coraz lepiej rozumieją, że chociaż wzrost cen energii i paliw w kraju istotnie wpływa na ich sytuację ekonomiczno-finansową, to z punktu widzenia tej sytuacji istnieją inne, nie mniej ważne czynniki, takie jak ryzyko związane ze stopami procentowymi NBP, ryzyko kursowe złotego itp., które dotychczas w niewielkim tylko stopniu były w przedsiębiorstwach energetycznych przedmiotem profesjonalnego zarządzania. Coraz silniejsze stają się powiązania rynków/cen energii elektrycznej i gazu, ze względu na rosnące wykorzystanie gazu do produkcji energii elektrycznej. Pośrednio zatem ceny energii elektrycznej stają się zależne od cen ropy naftowej, chociaż wykorzystanie ropy naftowej do produkcji energii elektrycznej szybko maleje. Przyczyną jest powiązanie cen gazu z cenami ropy naftowej na rynkach światowych.

Generalnie można stwierdzić, że rynkowa struktura cen paliw i sieciowych nośników energii po otwarciu rynków gazu i energii elektrycznej zaczyna się dopiero kształtować. Jest przy tym ewidentną sprawą, że procesy rynkowe powodują wyrównywanie się cen energii elektrycznej i gazu na całym świecie. Podobnie, procesy te ograniczają średniookresowe i długookresowe wahania cen paliw i sieciowych nośników energii. Przyczyną jest rosnąca substytucyjność paliw i sieciowych nośników energii między sobą.

Prognozy technologiczne v. założenia polityki energetycznej

Polityka energetyczna była w przeszłości ważnym obszarem działalności rządów na świecie. W USA i w UE polityka energetyczna określała przede wszystkim cele gospodarki energetycznej oraz sposoby/mechanizmy ich osiągnięcia (w tym przede wszystkim mechanizmy interwencjonizmu państwowego). Trzeba jednak podkreślić, że nawet na zachodzie długofalowa polityka energetyczna była wypierana przez doraźne potrzeby i działania rządów i nie przynosiła pożądanych efektów. Jest to jedna z ważnych przyczyn, dla których rządy zachodnie konsekwentnie zastępują politykę energetyczną rynkiem.

W Polsce długofalowa polityka energetyczna, mimo nadania jej ważnej rangi przez ustawę Prawo energetyczne, jeszcze bardziej niż na zachodzie jest wypierana przez bieżące kłopoty. W rezultacie cel w tej polityce jest jasno sformułowany, jest nim urynkowanie gospodarki energetycznej. Jednak narzędzia realizacji nie są adekwatne do tego celu, bo są to raczej narzędzia operacyjnego planowania, a nie rynkowe mechanizmy. Szczególnym wyrazem tego jest wyjątkowe znaczenie, jakie rząd nadaje w założeniach do polityki energetycznej prognozom perspektywicznym (obecnie prognozom do 2020 roku) zapotrzebowania na paliwa (węgiel kamienny, ropa naftowa, węgiel brunatny) oraz na sieciowe nośniki energii (energia elektryczna, gaz, ciepło z dala czynne).

Przy szybkości dokonującego się postępu technicznego i technologicznego prognozowanie na podstawie obecnych wyobrażeń zużycia paliw oraz sieciowych nośników energii, które będzie za 20 lat, jest całkowitym nieporozumieniem. Jedynym rozwiązaniem jest natomiast zastąpienie w polityce energetycznej prognoz ilościowych zużycia paliw oraz sieciowych nośników energii prognozami technologicznymi i pozostawienie rynkowi dostosowania podaży do popytu. Oczywiście, prognozy technologiczne są niezwykle trudne, i poza USA praktycznie żaden kraj samodzielnie nie jest w stanie ich stworzyć (np. prognozy brytyjskie i japońskie raczej weryfikują i uzupełniają prognozy amerykańskie, nie są natomiast na pewno prognozami niezależnymi).

Trzeba podkreślić, że prognozy technologiczne na trzy nadchodzące dziesięciolecia w dziedzinach, które bezpośrednio lub pośrednio będą wpływały na gospodarkę energetyczną (działy: środowisko, materiały, energia, elektronika, informatyka, komunikacja/telekomunikacja, transport, zasoby, konstrukcje/budownictwo) wskazują na możliwość całkowitego załamania się dotychczasowych warunków funkcjonowania tej gospodarki. Przykłady prognoz dotyczące np. domów samowystarczalnych energetycznie, dostępnych już za 10 lat, obniżenia energochłonności przemysłu o około 50% w najbliższym dziesięcioleciu, wykorzystania paliw odpadowych (w tym śmieci) do produkcji 10% energii elektrycznej, również w najbliższym dziesięcioleciu, możliwości produkcji energii elektrycznej w oparciu o reakcje syntezy już za 20 lat, a także wiele innych podobnych prognoz, uzasadniają w pełni tezę o potrzebie rewizji podejścia w zakresie bilansów paliwowo-energetycznych. Z kolei rozwój technologii gazowych w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz rozwój technik sterowania

powinny przyspieszyć wycofywanie się państw z regulacji ukierunkowanych na bezpieczeństwo scentralizowanych systemów elektroenergetycznych, a niekorzystnych dla małych źródeł wytwórczych i dla odbiorców.

Gminne przedsiębiorstwa multienergetyczne i multiprzsiębiorstwa infrastrukturalne - nowa generacja przedsiębiorstw

Reforma administracyjna w Polsce, realizowana równocześnie z reformami we wszystkich sektorach energetycznych, tworzy wyjątkowe uwarunkowanie dla dalszych zmian w elektroenergetyce. Gminy, odpowiedzialne zgodnie z ustawą Prawo energetyczne za zaopatrzenie odbiorców na swoim terenie w ciepło, energię elektryczną i gaz, wprowadzają do polskiej gospodarki energetycznej, w ogóle, nową jakość w postaci orientacji na gospodarkę energetyczną zintegrowaną, obejmującą wszystkie sieciowe nośniki energii, oraz najważniejsze - obejmującą użytkowanie tych nośników i użytkowanie środowiska. Nie ma zatem wątpliwości, że nastaje czas, kiedy energetyka ciepła (rozproszona) staje się podstawowym biznesem, a produkcja energii elektrycznej (w kogeneracji) biznesem dodatkowym. Orientacja gmin na gospodarkę zintegrowaną już prowadzi do powstawania nowego typu przedsiębiorstw energetycznych, mianowicie gminnych przedsiębiorstw multienergetycznych, wchodzących w nisze pozostawione przez branżowe przedsiębiorstwa energetyczne.

Inwestorami strategicznymi w gminnych przedsiębiorstwach multienergetycznych (i przede wszystkim w sieciach tych przedsiębiorstw) będą (oprócz innych inwestorów, także zagranicznych) przedsiębiorstwa energetyczne, ciepłownicze, elektroenergetyczne, gazownicze. Dla przedsiębiorstw tych inwestowanie (kapitałowe i w postaci transferu *know-how*) w gminne przedsiębiorstwa multienergetyczne będzie szansą ekspansji działalności. Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, wytwórcze i szczególnie dystrybucyjne, mają przy tym potencjalną szansę na ekspansję większą niż przedsiębiorstwa ciepłownicze i gazownicze. Wiąże się to zwłaszcza z przewagą *know-how* możliwego do zaoferowania przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne.

Otóż trzeba przyjąć, że rozwiązanie problemów gospodarki energetycznej, zwłaszcza ciepłowniczej, jest bardzo ważne dla gminy. Jednak w gminach istnieją pilniejsze zadania inwestycyjne i problemy do rozwiązania niż te, które są związane z gospodarką energetyczną. Są to zadania i problemy w dziedzinie tradycyjnej infrastruktury gminnej (wodociągi, kanalizacja, drogi i transport itp.). Są to zadania i problemy w dziedzinie ochrony środowiska (utyliczanie śmieci, wykorzystanie paliw odpadowych itp.). Są to także zadania i problemy w dziedzinie nowoczesnej infrastruktury (telekomunikacja, przemysł internetowy, przemysł multimedialny). Ponadto gminy stają się (poprzez swoich mieszkańców, a także obiekty użyteczności publicznej, sklepy, małe przedsiębiorstwa) rynkami popytu na usługi nowego typu, mianowicie usługi charakterystyczne dla „domu inteligentnego”.

Jest zrozumiałe zatem, że przedsiębiorstwa multienergetyczne szybko będą się przekształcać w multiprzsiębiorstwa infrastrukturalne, które mogą się stać jedną z ważnych sił sprawczych rozwoju gmin. W procesie tym obecne przedsiębiorstwa elektroenergetyczne wytwórcze mogą wziąć udział w kreowaniu technologii wytwarzania ciepła i energii elektrycznej na potrzeby gmin, a także w rozwiązywaniu problemów związanych z tradycyjną infrastrukturą gminną i z ochroną środowiska. Z kolei przedsiębiorstwa elektroenergetyczne dystrybucyjne mogą wnieść do przedsiębiorstw multienergetycznych *know-how* w zakresie usług sieciowych (w odniesieniu do sieci elektroenergetycznych, ale także ciepłowniczych i gazowniczych). Przede wszystkim jednak przedsiębiorstwa te mogą wziąć udział w kreowaniu w gminnych multiprzsiębiorstwach infrastrukturalnych nowoczesnej infrastruktury (zapewnienie gminom wiejskim szerokiego dostępu do Internetu jest na przykład sprawą podstawową), a także podaży usług charakterystycznych dla „domu inteligentnego” (na terenie bogatych gmin miejskich).

Powstawanie przedsiębiorstw multienergetycznych (multiprzsiębiorstw infrastrukturalnych) będzie w dużym stopniu zależec od władz samorządowych. Można przyjąć, że przedsiębiorstwa te będą się szybko rozwijały w ramach małej przedsiębiorczości, traktowanej jako sposób na aktywizację gmin. Optimizm jest tu uzasadniony, bowiem w przypadku władz samorządowych zmiana świadomości odnośnie do konieczności zmian w podejściu do gospodarki energetycznej jest już często szybsza niż w przypadku zarządów przedsiębiorstw energetycznych. W szczególności np. prywatyzacja gminnych przedsiębiorstw ciepłowniczych następuje szybciej niż prywatyzacja branżowych przedsiębiorstw energetycznych (elektroenergetycznych, gazowniczego). To oznacza, że samorządy wyzbywają się roli właścicielskiej w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych, a wchodzą w funkcje regulacyjne (chodzi tu o funkcje regulacyjne wypełniane pośrednio, np. w ramach opracowywania założeń do zagospodarowania przestrzennego gminy, opracowywania założeń do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i gaz, a także opracowywania strategii rozwojowej gminy).

Zarysowany rozwój gminnych przedsiębiorstw multienergetycznych i multiprzsiębiorstw infrastrukturalnych (i ich sieci), charakterystyczny dla Polski ze względu na nałożenie się w jednym czasie reformy administracyjnej i reform we wszystkich sektorach paliw i energii, ma także ogólne uzasadnienie w doświadczeniach i trendach światowych. Niezwykle symptomatyczne pod tym względem jest to, że w USA w połowie lat dziewięćdziesiątych pojawiła się, w związku z reformami w elektroenergetyce, nowa generacja przedsiębiorstw, zwanych ESCO (*Energy Services Company*), które były sposobem ekspansji tradycyjnych amerykańskich *electric utilities* na nowe obszary ogólnych usług energetycznych (przemysł internetowy i usługi charakterystyczne dla „domu inteligentnego” jeszcze nie istniały). Pięć lat później w Wielkiej Brytanii pojawia się jeszcze nowsza generacja przedsiębiorstw, mianowicie przedsiębiorstwa HSCO (*Home Services Company*), których domeną są nowoczesne, zintegrowane usługi dla domów/mieszkań (usługi energetyczne, inne usługi infrastrukturalne związane z zasilaniem w wodę, kanalizację, odbiorem śmieci itp., usługi

telekomunikacyjne, internetowe i multimedialne, usługi z zakresu bezpieczeństwa, takie jak monitoring antywłamaniowy i przeciwpożarowy oraz zdalne diagnozy lekarskie dla mieszkańców). Przedsiębiorstwa HSCO powstały w odpowiedzi na reformę gazownictwa polegającą na radykalnej deregulacji rynku gazu w Wielkiej Brytanii w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych i powstaniu na tym rynku ostrej konkurencji oraz, oczywiście, w odpowiedzi na nowe możliwości techniki.

Mechanizm jeszcze jednego nadchodzącego kryzysu

Wyłączenie kosztu wytwarzania energii czynnej z obszaru monopolu i poddanie mechanizmom konkurencji spowodowało jego obniżenie, ale przede wszystkim ujawniło, że koszt ten nie ma wcale dominującego udziału w koszcie dostarczania energii odbiorcom końcowym. Bardzo poważnym kosztem zaczyna się stawać koszt operatorów systemu (systemu przesyłowego oraz systemów rozdzielczych), zwłaszcza ukształtowanych według podejścia przyjętego powszechnie w Europie, polegającego na tym, że funkcje operatorów pełnią przedsiębiorstwa sieciowe. Tak ukształtowani operatorzy zachowali część starego monopolu, mianowicie z wyłączeniem rynku wytwarzania energii czynnej, ale z zachowaniem rynku usług przesyłowych i centralnego rynku technicznego (usług systemowych).

Oczywiście, operatorzy ci, zwłaszcza operatorzy systemów przesyłowych, starają się utrzymać, a nawet rozszerzyć swój monopol. Przy tym próby uzasadnienia obecnych dążeń do zachowania centralnego, czyli monopolistycznego charakteru rynku technicznego są takie same, jak w przypadku dążeń do zachowania monopolistycznego rynku wytwarzania energii czynnej w przeszłości. Podstawowym argumentem jest znowu powoływanie się na konieczność ochrony bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego jako całości oraz odpowiedzialność operatora systemu przesyłowego za to bezpieczeństwo z jednej strony i korzyści, które z tego bezpieczeństwa czerpią wszyscy, bez wyjątku, odbiorcy z drugiej strony.

Centralny rynek techniczny i połączenie składnika cenowego związanego z tym rynkiem z opłatą przesyłową prowadzi jednak w naturalny sposób do przenoszenia na ten rynek wielu kosztów nieefektywności starego monopolu. Widoczne to jest w USA, w Europie i w Polsce. Mianowicie, centralny rynek techniczny prowadzi do nadmiaru różnorodnych usług systemowych opłacanych według reguł kosztowych (albo zbliżonych do reguł kosztowych), w tym do zbyt dużych, wymaganych normatywnie, rezerw mocy (np. zgodnie z UCTE⁵) obowiązujący margines mocy wynosi 24%, a wiadomo, że na otwartym rynku wystarczyłby margines rzędu 10%).

Nowa pozycja monopolistyczna operatorów systemu powoduje generalnie pokusę jej wykorzystania do przeniesienia trzech dalszych składników nieefektywności starego monopolu. Pierwszym składnikiem są *stranded costs*. (W Polsce są to np. koszty kapitałowe zwią-

⁵) Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej (powstała po przekształceniu UCPTe).

zane z inwestycjami modernizacyjnymi i rozwojowymi u wytwórców, zrealizowanymi na podstawie kontraktów długoterminowych z PSE SA. W USA są to koszty zwrotu kapitału gwarantowanego inwestorom przez dotychczasowy system regulacji elektroenergetyki, związane z niezamortyzowanymi mocami, niekonkurencyjnymi na otwartym rynku). Drugim składnikiem są koszty zamortyzowanych, niekonkurencyjnych i niepotrzebnych mocy (tworzących rezerwy ponad margines mocy wymagany normatywnie). Trzecim składnikiem są koszty różnorodnych ograniczeń (sieciowych oraz związanych z wymuszoną pracą bloków wytwórczych). Właśnie te trzy składniki, łącznie ze składnikiem związanym z funkcjonowaniem centralnego rynku technicznego i z opłatami przesyłowymi, zaczynają mieć decydujące znaczenie w koszcie zakupu energii przez odbiorców.

W rezultacie ciągle jeszcze centralnie sterowany system elektroenergetyczny, zarządzany przez nową hierarchiczną strukturę operatorów, obciążony kosztami starego monopolu, zacznie szybko tracić konkurencyjność mimo ostrej konkurencji wielkich wytwórców między sobą na rynku wytwarzania energii czynnej. Szybko będzie natomiast rosła konkurencyjność kogeneracji rozproszonej i rozsianej. Dojdzie do ostrego konfliktu. Operatorzy będą żądać (pod hasłami bezpieczeństwa energetycznego i niezawodności zasilania odbiorców) proporcjonalnego przenoszenia na energię czynną wytwarzaną w małych źródłach kosztów scentralizowanego systemu. Wytwórcy posiadający małe źródła będą się godzić jedynie na proporcjonalne przenoszenie kosztów scentralizowanego systemu wyłącznie na różnice bilansowe w węzłach przyłączeniowych (tzn. na pobór awaryjny, deficyt energii wytwarzanej i nadwyżkę energii wytwarzanej). Jest jasne, że słuszność racji tych ostatnich nie będzie mogła być w żaden sposób podważona, jeśli mechanizmy rynkowe będą respektowane (i będą stosowane krótkookresowe ceny krańcowe).

Rozwiązaniem, które mogłoby złagodzić kryzys, jest dostatecznie wczesna (od zaraz) decentralizacja rynku technicznego i integracja lokalnych rynków technicznych z lokalnymi obszarami bilansowania energii czynnej (w przedziałach godzinnych, a w przyszłości jeszcze krótszych); chodzi tu, oczywiście, nie o bilanse rzeczywiste energii czynnej (produkcja, zużycie, straty), ale o bilanse handlowe, czyli o kontrolę przepływów pozakontraktowych. To, w połączeniu z systemem brutto rozliczeń, zapewniającym rozłożenie kosztów związanych z rynkami technicznymi na przepływy pozakontraktowe energii czynnej, spowodowałoby szybciej nowe, proefektywnościowe tendencje w rozwoju systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza techniczną decentralizację w zakresie wytwarzania.

Technika i technologia, a także koszty, nie są już w żadnym razie barierą w odejściu od hierarchicznej struktury sterowania systemami elektroenergetycznymi i od centralnego rynku energii elektrycznej, nie są także barierą w powrocie do małych źródeł wytwórczych.

Co wynika z przemijania elitarnych grup zawodowych w elektroenergetyce

Niewątpliwie pierwszą elitarną grupą zawodową w elektroenergetyce byli sieciowcy, z dużą wiedzą z dziedziny mechaniki (w zakresie zagadnień konstrukcyjnych liniowych, stacyjnych itp.), a także elektrowniarze, z dużą wiedzą z dziedziny termodynamiki (niezbędną w eksploatacji elektrowni ciepłych). Drugą w kolejności elitarną grupą byli zabezpieczeniowcy. Specjalne znaczenie w elektroenergetyce zyskała kolejna grupa, którą byli systemowcy, łączący wiedzę w dziedzinie sterowania technicznego i zagadnień ekonomicznych w wielkich systemach elektroenergetycznych pracujących równolegle. Czwartą elitarną grupą byli specjaliści w zakresie łączności i telemechaniki (telesygnalizacji, telepomiarów, telesterowania). Piątą elitarną grupą, ostatnią przed urynkowaniem, byli specjaliści w dziedzinie techniki mikroprocesorowej, umożliwiającej integrację różnorodnych funkcji technologicznych w systemach elektroenergetycznych (w zakresie automatyki przeciwzakłóceńowej, monitorowania, sterowania), w tym funkcji dyspozytorskich. W latach dziewięćdziesiątych, wraz z urynkowaniem elektroenergetyki, zaczęło szybko rosnąć znaczenie ekonomistów i finansistów, specjalistów w dziedzinie zarządzania oraz prawników. Oczywiście, zawsze elitarne grupy zawodowe przekładały swoje znaczenie na bezpośredni udział w zarządzaniu sektorem i przedsiębiorstwami (to z tych właśnie grup rekrutowały się, we właściwym czasie, w dużym stopniu kadry kierownicze sektora i przedsiębiorstw).

Odrębną grupę stanowią informatycy. Jest to grupa zawodowa o dużym znaczeniu w elektroenergetyce już od wielu lat. Jednak dotychczas pełnili oni (a w każdym razie powinni pełnić) rolę usługową wobec działalności podstawowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Nadchodzi natomiast czas, kiedy rola informatyki (i informatyków) może ulec zasadniczemu wzmocnieniu i może przyczynić się, obok innych ważnych przyczyn, do utraty tożsamości elektroenergetyki. W multiprzsiębiorstwach infrastrukturalnych (które będą obszarem ekspansji obecnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych zawodowych), o dużym zakresie usług dodanych, wzrost znaczenia informatyków będzie szczególnie istotny, aż do ich dominacji nad innymi grupami zawodowymi, w tym nad elektroenergetykami i ogólnie energetykami. Trzeba przy tym w szczególności pamiętać, że procesy w elektroenergetyce są, wyraźniej niż w innych sektorach paliwowo-energetycznych, opóźnioną kopia procesów w całej gospodarce, a nawet szerzej, procesów społeczno-gospodarczych. Jeśli ogólnie mamy do czynienia z przekształcaniem się społeczeństwa energetycznego/przemysłowego w społeczeństwo informacyjne, to podobnie głębokie przekształcenie, i o podobnym charakterze, będzie następować w elektroenergetyce.

Zakończenie

Utrata tożsamości elektroenergetyki jest obiektywną nieuchronnością. Nie ma większego znaczenia, przez ile lat elektroenergetycy nie będą się chcieli z nią pogodzić. Oczywiście,

byłoby dobrze, aby we właściwym momencie przyjęli ją godnie, i podjęli wysiłek dostosowania się do niej, zamiast bronić stanu posiadania. A właściwy moment jest tuż.

LITERATURA

1. An energy policy for the European Union. White Paper. European Commission 1995.
2. Hyman L. S.: America's electric utilities: past, present and future.. Arlington, Virginia 1992.
3. Henney A.: A study of the privatisation of the electricity supply industry in England and Wales. London 1994.
4. Hunt S., Shuttleworth G.: Competition and choice in electricity. J. Wiley, Chichester, New York, Brisbane, Toronto, Singapore 1996.
5. Electricity from renewable energy sources and the internal electricity market. Working Paper of the European Commission, 1999.
6. Electricity Supply Industry - Structure and organisation in Unipede member countries. Dokumentacja Unipede, 1993.
7. Cross E.D.: Electric Utility Regulation in the European Union - A Country by Country Guide. John Wiley & Sons, Chichester, New York, Brisbane, Toronto, Singapore 1996.
8. Energy for Tomorrow's World - the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement. World Energy Council, 1995.
9. The Congress conclusions and recommendations. 16th World Energy Council Congress, Tokyo 1995.
10. Popczyk J.: Perspektywy elektroenergetyki w Europie Środkowej i Wschodniej. ZN Pol. Śląskiej, ser. Elektryka, z. 140, Gliwice 1994.
11. Kasprzak W., Pelc K.: Wyzwania technologiczne - prognozy i strategie. Wydawnictwo Profesjonalnej Szkoły Biznesu. Kraków 1999.
12. Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (z późniejszymi zmianami).
13. Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku. Dokument przyjęty przez rząd RP w dniu 22 lutego 2000 r.
14. Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 19 grudnia 1996 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej.
15. Dyrektywa 98/30/EC Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z 22 czerwca 1998 r. w sprawie jednolitych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

Wpłynęło do Redakcji dnia 20 maja 2000 r.