

**Wasza Magnificencjo Rektorze
Wysoki Senacie, Szanowni Goście, Drodzy Studenci**

Dziękuję za powierzenie mi zaszczytu wygłoszenia, w imieniu Wydziału Elektrycznego, wykładu inauguracyjnego rok akademicki 2009/2010 w Politechnice Śląskiej. Mam świadomość, że jest to rok akademicki, w którym nasza ponad 30-tysięczna Społeczność wejdzie w nową dekadę. Wielkość i elitarność Uczelni nakłada na nas wszystkich obowiązek zmierzenia się z nadchodzącymi wraz z tą dekadą światowymi przemianami strukturalnymi. Techniczny charakter Uczelni i Jej tradycje, związane zawsze bardzo silnie z energetyką, zobowiązują nas w szczególności – zarówno w dydaktyce jak i w nauce oraz w badaniach dla gospodarki – do otwarcia się na globalny projekt cywilizacyjny przebudowy energetyki.

Projekt ten – zwłaszcza w części związanej z samochodem elektrycznym i w części, którą opisuje się ogólnie nazwą Smart Grid, rozpoznawalną już w całym świecie, przenoszącą w energetyce akcent z produkcji energii na jej zarządzanie – stanowi wyjątkową szansę dla mojego macierzystego Wydziału. W tym projekcie upatruję jednak wielką szansę dla całej naszej Uczelni. Bo w nim będzie się dokonywać nowa synteza energetyki i ochrony środowiska, technologii teleinformatycznych i biotechnologii, ale także techniki, ekonomiki i regulacji prawnych. O tym jest wykład.

Jan Popczyk

POSTPRZEMYSŁOWA ENERGETYKA. PIĄTA FALA INNOWACYJNOŚCI

Jan Popczyk

*Energetyka węglowa (maszyna parowa)
dała początek społeczeństwu przemysłowemu, ukształtowała je.
Transport oparty na ropie naftowej, elektroenergetyka systemowa (w tym atomowa)
i energetyka gazowa (w tym elektroenergetyka gazowa i ciepłownictwo) dopełniły proces
uzależnienia społeczeństwa przemysłowego od sposobu funkcjonowania energetyki.
Na początku XXI wieku przyszedł czas na odwrócenie
porządku: mianowicie, na zbudowanie przez społeczeństwo wiedzy energetyki
zrównoważonej, zapewniającej światu i indywidualnemu człowiekowi bezpieczeństwo
energetyczne i ekologiczne. Energetyki pasującej do właściwości społeczeństwa wiedzy.*

Wszystkie dotychczasowe typy/etapy rozwoju energetyki cechowały się tym, że oprócz wielkich korzyści pozostawiały po sobie wielkie kłopoty do rozwiązania przez następne pokolenia. Energetyka węglowa pozostawia po sobie górnictwo, które trzeba restrukturyzować. Skalę trudności z tym związanych pokazuje Wielka Brytania, kolebka energetyki węglowej. Mianowicie, górnictwo brytyjskie (*British Coal*), które osiągnęło w 1913 roku szczytowe roczne wydobycie wynoszące 290 mln ton węgla, zatrudniało w 1920 roku 1,25 mln pracowników. W 1985 roku, kiedy w brytyjskim górnictwie pracowało jeszcze ponad 220 tys. osób, doszło w nim do najcięższego strajku na świecie, który ostatecznie został przegrany przez górników. Dopiero wtedy nastąpiła skuteczna, chociaż niezwykle bolesna restrukturyzacja, trwająca prawie 10 lat, polegająca na prywatyzacji i pełnym u rynkowieniu górnictwa w Wielkiej Brytanii. (Za Wielką Brytanią poszła cała Europa. Polska dużą część takiej restrukturyzacji ma niestety ciągle przed sobą.)

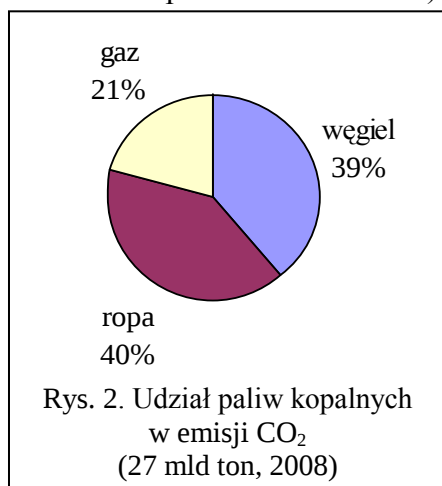
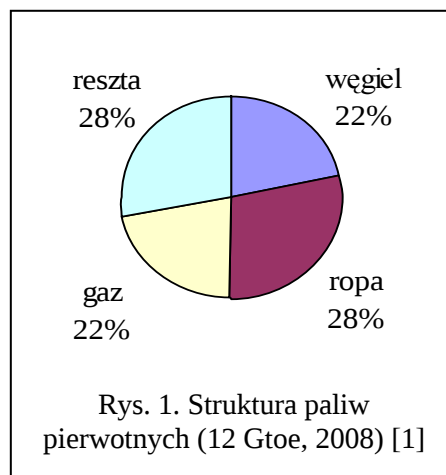
Transport (samochodowy od przełomu wieków XIX i XX, lotniczy od II wojny światowej) korzystający z ropy naftowej, a potem energetyka gazowa, rozwijająca się gwałtownie w ciągu ostatnich dwudziestu lat spowodowały uzależnienie świata demokratycznego od krajów niedemokratycznych i umożliwiły tym ostatnim terroryzm energetyczny na wielką skalę. Kryzysy naftowe w latach 70. ostatniego stulecia i bieżąca sytuacja w zakresie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego, mająca znamiona permanentnego kryzysu energetycznego, obrazują już skalę trudności związanych z terroryzmem energetycznym. Jednak rozwiązanie problemu świat ma dopiero przed sobą. (Trzykrotne od 2004 roku przerwy w dostawie gazu do UE, będące wynikiem rosyjskiej strategii politycznej względem Białorusi i Ukrainy, są sygnałem ostrzegawczym. Jeszcze silniejszym sygnałem są gwałtowne wzrosty cen giełdowych ropy w połowie 2008 roku, które nadały swoistą dynamikę długotrwałemu światowemu kryzysowi finansowo-gospodarczemu.)

Z kolei energetyka atomowa pozostawia po sobie wypalone paliwo jądrowe, którego utylizacja jest ciągle problemem. Skala trudności z tym związanych nie jest jeszcze światu w pełni znana. Wiadomo jednak z całą pewnością, że koszty są ogromne. Najbardziej spektakularnym przykładem ich pełnej (rynkowej) internalizacji jest internalizacja zrealizowana w Wielkiej Brytanii. Jej wynik, to bankructwo przedsiębiorstwa *Nuclear Electric* (2002 rok). Drugim kłopotem, który powoduje energetyka atomowa jest ryzyko jej dyfuzji w obszar zbrojeń i zwiększone ryzyko wykorzystania do celów terrorystycznych. Iran, Korea Północna, Pakistan są w tym przypadku przykładami najwyraźniejszymi, ale nie jedyńymi.

Oczywiście, najbardziej kłopotliwą spuścizną po całej energetyce społeczeństwa przemysłowego są, łącznie traktowane: emisja CO₂ oraz niska efektywność energetyczna konwersji paliw pierwotnych w energię końcową (użyteczną). Technologie węglowe i gazowe wyko-

rzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła, w tym dla potrzeb procesów technologicznych w przemyśle) oraz technologie transportowe są źródłem emisji CO₂ w procesach spalania (paliw kopalnych). Łatwo oszacować, korzystając z podstaw termodynamiki chemicznej procesów spalania, że jedna tona CO₂ powstaje ze spalania 500 m³ gazu ziemnego, 400 l benzyny (0,31 tony oleju napędowego/opałowego) oraz 0,47 tony węgla kamiennego (0,56 tony węgla brunatnego). W obecnej strukturze paliwowej (w energii pierwotnej, której roczne światowe zużycie wynosi około 12 Gtoe¹) węgiel, ropa i gaz mają udział około: 22%, 28% i 22%, odpowiednio. Resztę stanowią: energia odnawialna (tradycyjna biomasa, głównie drewno – 10%, wielkie elektrownie wodne – 7%, pozostała energia odnawialna – 5%) i energia elektryczna z elektrowni atomowych (6%).

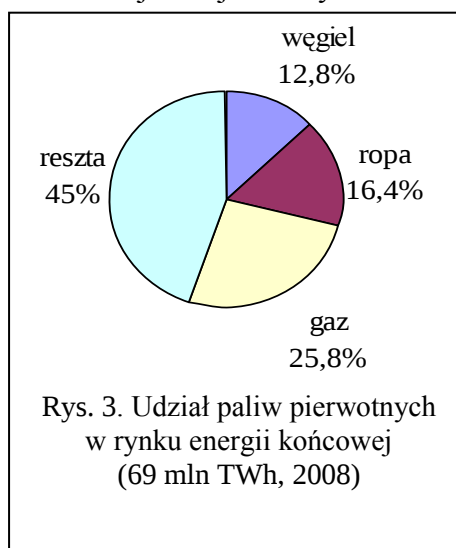
Emisja jednostkowa CO₂ pochodząca ze spalania, odniesiona do 1 GJ energii pierwotnej, wynosi natomiast dla węgla, ropy i gazu, w przybliżeniu: 0,10, 0,075 i 0,056 tony, odpowiednio. Znając zużycie paliw można oszacować, że energetyka (szeroko rozumiana) jest przyczyną rocznej emisji CO₂ wynoszącej około 27 mld ton, z czego na węgiel przypada około 10,4 mld ton, na ropę około 10,7 mld ton i na gaz około 5,9 mld ton (alokację emisji na wielkie kraje/regiony i na mieszkańca przedstawia tabela 2).



bilansu energii pierwotnej. Powodem jest struktura sprawności energetycznych (dla technologii wykorzystujących węgiel i ropę z jednej strony oraz gaz z drugiej) charakterystyczna dla energetyki społeczeństwa przemysłowego.

Emisja jednostkowa CO₂ odniesiona do 1 GJ energii końcowej (u odbiorcy) wynosi: 0,33, 0,28 i 0,09 tony, odpowiednio. Znowu, struktura tych emisji znacznie odbiega od struktury paliw kopalnych w bilansie energii pierwotnej, rys. 1. Ważniejsze jest jednak niezrównoważenie całkowitej alokacji emisji CO₂ (27 mld ton) na poszczególne paliwa kopalne w kon-

Sprawność w całym łańcuchu przemian energetycznych dla poszczególnych paliw, dla dominujących technologii wykorzystujących te paliwa, jest następująca: węgiel (dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych, realizowana z wykorzystaniem wielkoskalowych technologii wytwórczo-sieciowych) – 30%, ropa (samochód z silnikiem spalinowym) – 30%, gaz (dostawa energii elektrycznej i ciepła do odbiorców końcowych z wykorzystaniem technologii combi i kogeneracyjnych) – 60%. Efektem jest struktura udziałów paliw pierwotnych na rynku energii końcowej taka jak na rys. 3. Jest to struktura zupełnie inna niż na rys. 1, odnoszącym się do



¹ Tona oleju ekwiwalentnego (toe) jest równa 40,6 GJ, lub inaczej 11,3 MWh.

tekście (całego) rynku paliw końcowych. To niezrównoważenie jest bardzo głębokie. W szczególności, paliwa kopalne odpowiedzialne (łącznie) za całą emisję CO₂ w energetyce mają udział na rynku energii końcowej wynoszący jedynie 55%.

Monopole i paramilitarna energetyka też jest uciążliwą pozostałością po charakterystycznym dla społeczeństwa przemysłowego modelu funkcjonowania energetyki. Model ten blokuje bardzo silnie innowacyjność. Na przykład energetyka atomowa, ale także górnictwo węglowe oraz biznesy naftowy i gazowy utrwalają porządek polityczno-korporacyjny i różne polityki energetyczne (nadbudowy), które w żadnym wypadku nie pasują do społeczeństwa wiedzy (bazy). Spadkiem po epoce przemysłowej są także nieefektywne przemysły wokół energetyczne, np. nieefektywny amerykański przemysł samochodowy. Dramatycznym dowodem na tę nieefektywność jest fakt, że odchodzą do historii takie firmy samochodowe jak *Chrysler* i *General Motors*. Podobieństwo obecnych kłopotów rządu amerykańskiego związanych z przemysłem samochodowym do kłopotów rządu brytyjskiego związanych z przemysłem węglowym dwie dekady temu jest aż nadto widoczne. Rozwiązania stosowane przez rząd amerykański (szeroko zakrojony program pomocy publicznej, z czym wiąże się powszechne już w mediach podkładanie pod skrót GM nazwy *Government Motors*) są jednak na razie odwrotne do tych, które zastosował rząd brytyjski (prywatyzacja *British Coal*).

CZTERY HISTORYCZNE FALE INNOWACYJNOŚCI (w pigułce)

„Odkrywam, czego świat potrzebuje. A wtedy staram się to wynaleźć”.
Thomas A. Edison

Z punktu widzenia perspektyw energetyki warto prześledzić, choćby w największym zarysie, kolejne historyczne fale innowacyjności. Przy tym bardzo ważne jest uchwycenie w analizie związków między sytuacją technologiczną i ustrojami społecznymi: interwencjonizmem państwowym (charakterystycznym dla okresów rozwoju technologii wielkoskalowych), korporacjonizmem (charakterystycznym w okresach kształtowania się grupowych interesów zawodowych), subsydiarnością (będącą podstawowym ustrojem politycznym UE, obliczoną na wyrównywanie szans regionów) oraz liberalizmem (charakterystycznym dla okresów skokowego wzrostu indywidualnej wydajności pracy człowieka).

Pierwsza fala. Na swój sposób była to fala najważniejsza, bo zapoczątkowała epokę przemysłową i karierę węgla. Jej istotą było wynalezienie maszyny parowej (1705-1712, Thomas Newcomen) i jej ulepszenie (1768-1775, James Watt, Firma *Boulton & Watt*). Maszyna parowa w skokowy sposób zwiększyła indywidualną (i społeczną) wydajność pracy. To było bezpośrednią przyczyną narodzin liberalizmu (indywidualizmu) gospodarczego (druga połowa XVIII wieku, Adam Smith), i zarazem nowoczesnej ekonomii.

Druga fala. Ta fala, motoryzacyjno-elektrotechniczna/elektroenergetyczna, przypadająca na koniec XIX i początek XX wieku, początkująca karierę ropy naftowej i elektryczności, objęła bardzo rozległy obszar i całkowicie zmieniła sposób funkcjonowania człowieka i społeczeństw. Kluczowymi wynalazkami i czynnikami tworzącymi tę falę były:

1. Gazowy silnik spalinowy z zapłonem elektrycznym i związana z tym wynalazkiem rewolucja technologiczno-organizacyjna, 1859-1901 (Jean J. Lenoir, Nikolaus A. Otto, Wilhelm G. Daimler, Karl Benz, Wilhelm Maybach, Ford. Fabryki: Otta, Daimlera, Maybacha. Marki: Mercedes, Ford).
2. Maszyna elektryczna i elektroenergetyka, 1879 – żarówka, 1882 – pierwsza elektrownia (na prąd stały, Manhattan) i komercyjny system dystrybucji energii elektrycznej oraz pierwszy układ przesyłowy prądu stałego (Europa), 1883 – elektryczny silnik indukcyjny, 1891 –

pierwszy układ przesyłowy prądu przemiennego (Laufen – Frankfurt n. Menem). Historyczna konkurencja między gigantami wynalazczości, którymi byli: Thomas A. Edison (1097 patentów) i Nikola Tesla (700 patentów) oraz między firmami *General Electric* i *Westinghouse Electric Company* (wynik konkurencji przesadził o wyborze systemu prądu przemiennego).

3. Telefon, 1876 (Alessander G. Bell, Firma: AT&T), który stworzył podstawy pod rozwój przyszłej telekomunikacji, chociaż twórca telefonu wcale o tym nie myślał.

4. Radio, 1896 (Guglielmo Marconi, Firma *Wireless Telegraph and Signal Company* utworzona w 1898, przekształcona w 1900 w *Marconi Wireless Company*), którego naturalnym następstwem stała się później telewizja (1936 – uruchomienie pierwszego stałego programu telewizyjnego w Wielkiej Brytanii).

5. Samolot silnikowo-śmigłowy, 1903-1908 (Bracia Wright), praktyczny samolot, który umożliwił rozwój transportu powietrznego.

Trzecia fala. Była to fala wojskowo-wojenna (ta właściwość fali jest ważna, jeśli uwzględni się, że obecnie poligon innowacyjności przenosi się z obszaru wojskowego do energetyki). Fala ta (technologie wytworzone przez nią i potrzeby związane z powojenną odbudową gospodarek realizowaną w oparciu o kontynuację technologiczną oraz efekt skali) przyczyniła się po drugiej wojnie światowej w zasadniczy sposób do kariery interwencjonizmu państwowego (John M. Keynes²). Podkreślić trzeba, że interwencjonizm państwowy w skrajnej postaci został zastosowany w elektroenergetyce (nacionalizacja elektroenergetyki i centralizacja we Włoszech, Francji i Wielkiej Brytanii). Na trzecią falę, która stworzyła technologiczne podstawy pod elektroenergetykę atomową, złożyły się przede wszystkim:

1. Samolot odrzutowy, który zrewolucjonizował transport powietrzny i otworzył wrota do rozwoju technologii rakietowych. 1930 – patent na silnik odrzutowy (Frank Whittle), 1941-1944 wdrożenie produkcji i rozpoczęcie użytkowania w warunkach wojennych (Frank Whittle i Firma Power Jets).

2. Bomba atomowa. 1942 – Program Manhattan (Robert Oppenheimer), 1945 – pierwsza próba na pustyni stanu Nowy Meksyk, atak na Hiroszimę i Nagasaki („I stałem się śmiercią, tym, który gruchocze światy”. Cytat z *Bhagawadgita*, użyty przez Roberta Oppenheimera przerażonego skutkami zniszczeń powodowanych przez bombę atomową).

3. Podstawy teoretyczno-praktyczne komputeryzacji, których twórcą był Alan Turing. Podstawy te zostały stworzone na drodze od skonstruowania, z udziałem Biura Szyfrów polskiego wywiadu zorganizowanym przez Jana Kowalewskiego (głównym kryptologiem w Biurze był Marian Rojewski), „bomb” – maszyn-cyklometrów deszyfrujących kod „Enigmy” (1940) do testu Turinga (urządzenia liczące a inteligencja, 1950).

Czwarta fala. Jej istotą była (i ciągle jeszcze jest) innowacyjność komputerowo-internetowa³, ale także rozwój gazowych technologii energetycznych. Czwarta fala stała się fundamentem epoki wiedzy na świecie, a w Europie dokonywała się ona w okresie wzrostu znaczenia subsydiarności (akcesji do Wspólnot Europejskich takich państw jak: Wielka Brytania, Dania, Irlandia, Grecja, Hiszpania, Portugalia, Austria, Finlandia, Szwecja). Na falę tę złożyły się w szczególności:

1. Utworzenie firmy Microsoft, 1975 (założyciele: Bill Gates, Paul Allen; obecnie prezesem jest Steve Ballmer).

2. Wypuszczenie na rynek przez firmę IBM (*International Business Machines Corporation*) komputera osobistego, 1981. IBM jest firmą notowaną na *New York Stock Exchange* od 1915 roku. Liczba rocznych patentów rejestrowanych przez IBM w ostatnich 20 latach

² John M. Keynes stworzył teoretyczne podstawy interwencjonizmu państwowego w okresie międzywojennym. Dzięki temu po II wojnie światowej politycy mieli gotowe narzędzie do wykorzystania.

³ Równoległe do fali innowacyjności komputerowo-internetowej miał miejsce rozwój technologii gazowych mniej spektakularny dla przemian cywilizacyjnych, ale bardzo ważny dla rozwoju energetyki rozproszonej.

wynosiła od około 1000 do około 3500. W 2005 roku IBM sprzedał biznes produkcyjny do Chin (Lenovo) uznając, że produkcja komputerów przestaje być przyszłościowa, przyszłościowe stają się natomiast usługi (w tym wypadku informatyczne).

3. Stworzenie przez Tima Berners-Lee strony World Wide Web (1989) i następnie ewolucyjne poszerzanie jej funkcji, np. takich jak e-mail (geneza: pomysł Internetu pojawił się w 1980 roku w związku z potrzebą polepszenia komunikacji w wielkim projekcie badawczym, angażującym tysiące naukowców, prowadzonym w Europejskim Laboratorium Fizyki Cząstek w Genewie – CERN).

4. Rozwój technologii gazowych, w obszarze, których dwa segmenty mają szczególne znaczenie. Mianowicie, jest to technologia *combi* (gazowo-parowa), która umożliwiła skokowy wzrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej (do około 55%), przy jednoczesnym zmniejszeniu mocy źródeł (tym samym technologia ta umożliwiła zbliżenie wytwarzania energii elektrycznej do odbiorców końcowych i ograniczenie łańcucha technologicznego dostaw energii elektrycznej w części związanej z sieciami elektroenergetycznymi). Drugi segment stanowią rozproszone technologie kogeneracyjne (ogólnie poligeneracyjne), przeznaczone dla prosumentów (aktywnych odbiorców), o łącznej sprawności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (ewentualnie chłodu) przekraczającej nawet 80%.

TRZY ZWIASTUNY ZMIANY PARADYGMATU ROZWOJOWEGO W ELEKTROENERGETYCE (I ENERGETYCE OGÓLNE)

Sytuację we współczesnej energetyce można skutecznie analizować na gruncie teorii Thomasa Kuhna (teorii struktur rewolucji naukowych). Zgodnie z tą teorią nauka (i technika też) nie rozwija się ewolucyjnie, a za pomocą nagłych zwrotów (i przewrotów). Polegają one (zwroty/przewroty) na zmianie paradygmatu (systemu pojęć i procedur, które wyznaczają

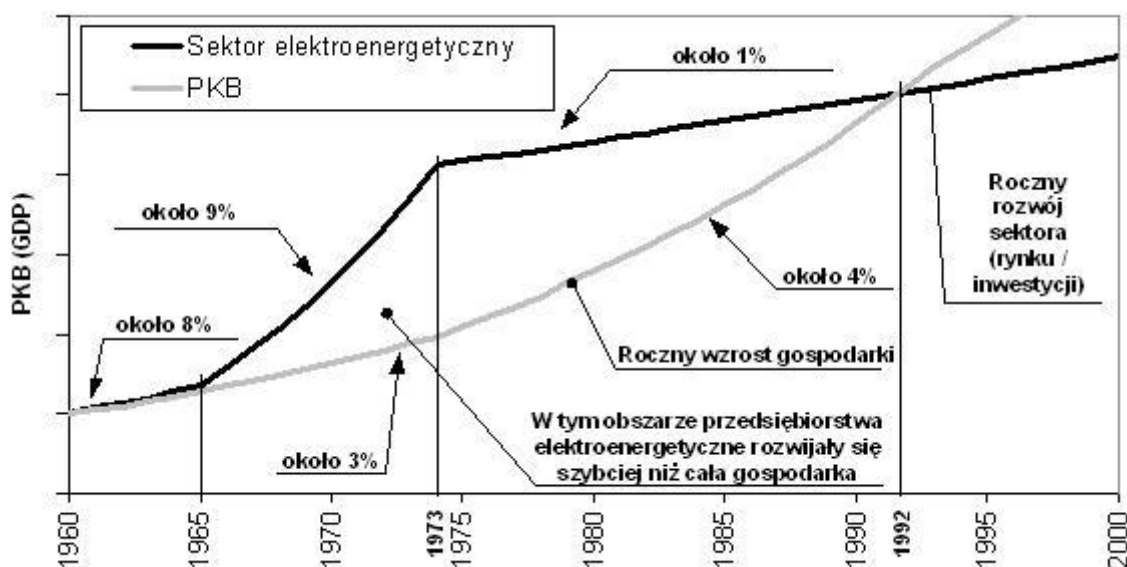


sposób prowadzenia badań naukowych). Do zmiany paradygmatu na nowy dochodzi wtedy, kiedy nie można już do starego dopasować faktów. Taka sytuacja występuje właśnie w energetyce. Przy tym najlepiej można ją zilustrować na przykładzie elektroenergetyki, która w okresie od 1965 roku, czyli od pierwszego wielkiego blackoutu na kontynencie północnoamerykańskim (wschodnie wybrzeża USA i Kanady) przeżyła trzy zmiany strukturalne. **Nagromadzony w tych**

zmianach potencjał niewspółmierności (w sensie takim jak u Kuhna) jest wystarczający do ogłoszenia zmiany paradygmatu rozwojowego w energetyce. (Autor niniejszego wykładu widzi problem tej zmiany przez pryzmat innowacyjności. Nie da się zaprzeczyć, że wielkoskalowe czyste technologie węglowe też mają duży potencjał innowacyjności. I wielu naukowców głównie ten potencjał, a nie ten tkwiący w energetyce rozproszonej, zuniwersalizowanej/konwergentnej, uznaje jako rzeczywisty. Dlatego obecnie, w czasie przewrotu, innowacyjność w energetyce ma podwójną „kaczkowato-króliczą” naturę. To oznacza, że naukowcy widzą jedną albo drugą innowacyjność. I dalej, że proces zmiany paradygmatu rozwojowego w upolitycznionej energetyce trzeba rozpatrywać nie w kategoriach racjonalnego dyskursu, ale w kategoriach zjawiska znanego z psychologii, którego przykładem jest rysunek kaczki-królika. Na rysunku tym dostrzegamy kaczkę albo królika, ale praktycznie nie możemy ich zobaczyć równocześnie.)

Pierwsza zmiana strukturalna (odwrócenie dynamiki wzrostu rynku energii elektrycznej i PKB (GDP) [2]. Zmiana ta była wynikiem czterech traumatycznych wydarzeń w elektroenergetyce amerykańskiej (blackoutu w 1965 roku, kryzysu naftowego w latach 1973-1974, utraty zaufania inwestorów giełdowych do elektroenergetyki w 1974

roku, awarii elektrowni atomowej *Three Mile Island* w 1979 roku) i wynikiem działania ustawy PURPA, od 1982 roku. Mechanizm odwrócenia dynamiki wzrostu rynku energii elektrycznej, czyli jej sprzedaży/zapotrzebowania, oraz inwestycji na tym rynku z jednej strony i PKB (GDP) z drugiej przedstawia, w sposób dydaktyczny, rys. 4. Jest to przy tym mechanizm, który należy traktować jako bardziej uniwersalny, mianowicie jako mechanizm długotrwałej erozji formuły użyteczności publicznej, ogólnie w sektorach infrastrukturalnych.



Rys. 4. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w porównaniu ze wzrostem PKB [2]

Na rys. 4 wyróżniono, uciekając się do dużego uproszczenia, trzy fazy związane z pierwszą zmianą strukturalną. Były to:

1. Pierwsza faza do 1965 roku, charakteryzująca się dynamiką rozwojową elektroenergetyki rzędu 6...8%, przewyższającą rozwój gospodarki wynoszący około 3%.
2. Druga faza od 1965 roku do 1973 roku, charakteryzująca się dynamiką rozwojową elektroenergetyki około 9% (zwiększoną w wyniku realizacji rozszerzonych programów inwestycyjnych po blackoucie w 1965 roku), znacznie przewyższającą rozwój gospodarki, dalej wynoszący około 3%.
3. Trzecia faza, od 1973 roku do końca lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku (do punktu przecięcia się krzywych rozwojowych elektroenergetyki i gospodarki), charakteryzująca się obniżoną dynamiką rozwoju elektroenergetyki wynoszącą około 1% oraz podwyższoną dynamiką rozwoju gospodarki wynoszącą około 4% (będącą między innymi skutkiem alokacji zasobów ekonomicznych ze strony podażowej w elektroenergetyce na stronę popytową reprezentowaną przez odbiorców końcowych).

Mimo, że ilustracja na rys. 4 ma tylko charakter poglądowy (nie zachodzi pełna ciągłość matematyczna w obrębie przedstawionego modelu), to opisuje jednak w sposób bardzo realistyczny zjawiska w najważniejszym sektorze infrastrukturalnym w najpotężniejszej gospodarce świata. Na tym polega znaczenie ilustracji.

Druga zmiana strukturalna (historyczny kres efektu skali technicznej) [2]. Znowu elektroenergetyka jest sektorem, który najdobitniej obrazuje historyczny kres efektu skali technicznej/ekonomicznej. W sektorze tym efekt skali wyraża się koncentracją mocy w pojedynczych blokach, w elektrowniach oraz w systemach, a także wzrostem napięć znamionowych w układach przesyłowych. (Gazownictwo, górnictwo, przemysł naftowy, a także

ciepłownictwo są również obszarami nieracjonalnej współcześnie koncentracji technicznej, ale nie tak spektakularnymi jak elektroenergetyka).

Koncentracja mocy. Doktryna wykorzystania efektu skali w rozwoju systemów elektroenergetycznych doprowadziła w końcu lat 80. ostatniego stulecia do koncentracji mocy w pojedynczych blokach atomowych wynoszącej 1500 MW i około 800 MW w blokach węglowych, gazowych/olejowych oraz wodnych. W tym samym okresie koncentracja mocy w elektrowniach (w zespołach elektrowni) osiągnęła poziom: 20 tys. MW w przypadku elektrowni wodnych (Elektrownia Trzy Przełomy w Chinach), ponad 5 tys. MW w elektrowniach atomowych (Elektrownia Paluel we Francji), około 5 tys. MW w elektrowniach dwupaliwowych gazowo-olejowych (Zespół Elektrowni Chita1 plus Chita 2 w Japonii), ponad 4 tys. MW w elektrowniach węglowych (Elektrownia Kendal na węgiel kamienny w Afryce Południowej oraz Elektrownia Bełchatów na węgiel brunatny w Polsce). Wreszcie, znowu w tym samym okresie, w połączonych systemach elektroenergetycznych (wielkich systemach pracujących synchronicznie, z przyłączonymi mniejszymi systemami za pomocą układów prądu stałego) koncentracja mocy osiągnęła poziom 700 GW (system USA plus system kanadyjski przyłączony do systemu USA za pomocą sprzęgieł prądu stałego, a także europejski system UCTE: kontynentalny łącznie z systemami Wielkiej Brytanii oraz skandynawskim przyłączonymi do systemu UCTE za pomocą kabli podmorskich prądu stałego).

Najwyższe napięcia znamionowe. Najwyższe napięcia znamionowe w obecnie istniejących (eksploatowanych) układach prądu przemiennego wynoszą 735...765 kV (USA i Kanada, Rosja, dawny system elektroenergetyczny MIR, Afryka Południowa).

Przy tym w końcu lat 80. minionego stulecia został zbudowany, w byłym ZSRR, układ przesyłowy 1200 kV, ale układ ten praktycznie nigdy nie pracował (okazał się inwestycją nietrafioną). W USA planowano na kolejną dekadę (na lata 90.) budowę układów przesyłowych prądu przemiennego 1500 kV. Program badań laboratoryjnych niezbędnych do osiągnięcia tego celu został w pełni zrealizowany. A był to program,

którego podstawą było założenie, że roczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynosi 8%, co oznaczało dwukrotny wzrost zapotrzebowania w każdym kolejnym 10-leciu i wymagało dwukrotnego wzrostu napięcia znamionowego w każdym kolejnym 20-leciu. Wynika to w szczególności z zależności (1).

Zakładając stary typ rozwoju elektroenergetyki należałoby przyjąć, że napięcia znamionowe powinny obecnie osiągnąć w USA poziom 3000 kV. Z drugiej strony wiadomo, że maksymalne napięcie znamionowe w napowietrznych układach prądu przemiennego, wynikające z ograniczeń fizycznych, wynosi około 2500 kV. Poważnym problemem okazała się w tym wypadku niezdolność inżynierów (wynikająca z własnego, zawodowego interesu) do przeniesienia do sfery zarządzania rozwojem systemów elektroenergetycznych ograniczenia związanego ze zjawiskami fizycznymi. Mianowicie, chociaż tak silne ograniczenie powinno być w energetyce czynnikiem osłabienia presji na korzystanie z efektu skali, to jednak nigdy nie zostało ono w taki sposób spożytkowane.

$$P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{Z_f} \quad (1)$$

gdzie: P_{nat} – moc naturalna (podstawowe kryterium zdolności przesyłowej układów przesyłowych prądu przemiennego najwyższych napięć), U_n – napięcie znamionowe układu przesyłowego prądu przemiennego, Z_f – impedancja falowa (praktycznie mająca stałą wartość w układach najwyższych napięć, rzędu 250...270 Ω).

Rozważane ograniczenie napięcia znamionowego do poziomu 2500 kV wynika w szczególności z reguły Galeta (2). Jeżeli w tej regule $d \rightarrow \infty$, to $U_{50\%} \rightarrow k \cdot 3400$ kV. Czyli nawet największy odstęp powietrzny w układzie "pręt-płaszczyna" nie zapewnia ochrony przed przeskokiem, jeśli napięcie (amplituda fali udarowej) wzrośnie do 3400 kV.

Dla określenia największego możliwego napięcia znamionowego w układach przesyłowych prądu przemiennego przyjmuje się w tym miejscu model wytrzymałości przerwy międzyfazowej (dla modelu wytrzymałości przerwy doziemnej uzyskuje się praktycznie ten sam wynik odnośnie granicznego napięcia znamionowego). Dla dalszej analizy konieczne jest założenie dotyczące wartości współczynnika przebiegu. Zastosowanie wyłączników synchronicznych pozwala obniżyć współczynnik przebiegu międzyfazowych do około 2,1 (jest to współczynnik około 1,5 razy większy od współczynnika przebiegu doziemnych, który wynosi około 1,4). Przy czym współczynnik przebiegu międzyfazowych s_m definiuje się w postaci wzoru (3).

Na podstawie przedstawionych uwag i danych liczbowych można wyliczyć, że największe możliwe napięcie znamionowe w układzie przesyłowym prądu przemiennego, warunkowane wytrzymałością przerwy powietrznej międzyfazowej, określa wzór (4), z którego łatwo wyliczyć, że $U_n = 2500$ kV.

Zdolności transportowe gazociągów. Bardzo pouczające jest, z punktu widzenia efektu skali technicznej, porównanie zdolności transportowych układów

przesyłowych elektroenergetycznych oraz gazowych. Otóż, roczna zdolność transportowa dwóch nitek gazociągu jamalskiego miała wynosić 70 mld m³ gazu. Takiej zdolności transportowej, wynoszącej 70 mld m³ gazu ziemnego, odpowiada roczna zdolność przesyłu energii w gazie, przy wartości opałowej tego paliwa równej 36 MJ/m³, wynosząca: $70 \cdot 10^9 \cdot 36 \cdot 10^6$ PJ = 700 TWh_g. Równoważna roczna energia elektryczna, obliczona przy założeniu jej produkcji w blokach gazowo-parowych ze sprawnością $\eta = 60\%$, wynosi: $700 \cdot 0,6 = 420$ TWh_{el}. Wymagana zdolność układu elektroenergetycznego do przesyłu tej energii (przy rocznym czasie wykorzystania mocy szczytowej 7000 h) wynosi: $(420 \text{ TWh}_{el}) / (7000 \text{ h}) = 60 \text{ GW}_{el}$. Realizacja takiego układu jest współcześnie niemożliwa ze

$$U_{50\%} = k \frac{3400}{1 + 8/d} \quad (2)$$

gdzie: $U_{50\%}$ – napięcie (amplituda fali udarowej o krytycznej dla danej przerwy długości czoła), przy którym występuje 50-procentowe prawdopodobieństwo przeskoku w przerwie powietrznej [kV]; $U_{50\%}$ jest wyznaczone z błędem standardowym względnym, $\delta = 0,05$, d – długość przerwy powietrznej [m], k – współczynnik zależny od kształtu elektrod (w przypadku linii napowietrznych decydujące znaczenie mają układy elektrod „pręt-płaszczyna” i „przewód-przewód”, dla których współczynnik k równa się 1 i 1,5, odpowiednio).

$$s_m = \frac{U_{pm}}{\frac{U_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}}} \quad (3)$$

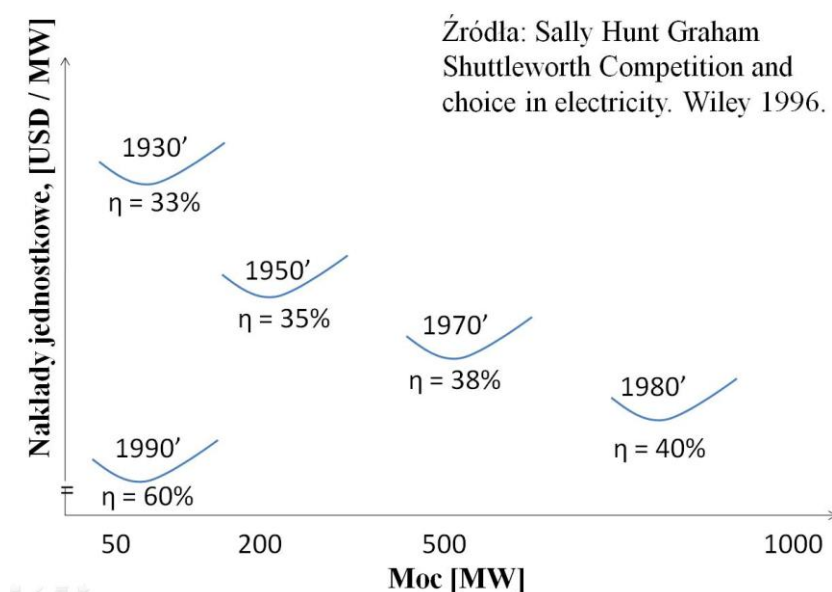
gdzie: U_{pm} – wartość szczytowa przebiegu międzyfazowego (podkreśla się, że w definicji współczynnika przebiegu międzyfazowych stosuje się to samo napięcie odniesienia co w definicji współczynnika przebiegu doziemnych).

$$U_n = \frac{k \cdot 3400 \cdot \sqrt{3}}{s_m \cdot m \cdot \sqrt{2}} \quad (4)$$

Współczynnik k we wzorze przyjmuje wartość 1,5. Współczynnik m uwzględnia natomiast: (1°) rozrzut statystyczny napięcia $U_{50\%}$, (2°) fakt, że wartości współczynników przebiegu są w rzeczywistości 98-procentowymi kwantylami, co jest równoznaczne z 2-procentowym prawdopodobieństwem przekroczenia tych wartości, (3°) pewne dopuszczalne ryzyko przekroczenia. W realnych układach współczynnik m wynosi ok. 1,2.

względów środowiskowych. Ponadto realizacja taka byłaby nieracjonalna technicznie i zupełnie nieuzasadniona ze względów ekonomicznych.

Synteza dotycząca kresu efektu skali. Wykorzystanie efektu skali w transporcie gazu ziemnego przyniosło koniec efektu skali w elektroenergetyce. Przez 50 lat (między latami 30. i 80. XX wieku) moce jednostkowe bloków węglowych wzrosły z 50 MW do 800 MW. Wzrost sprawności netto, któremu podporządkowany był wzrost mocy bloków, wyniósł około 7 punktów procentowych (z 33% do około 40%). Wzrost mocy bloków spowodował konieczność podwyższenia napięć znamionowych sieci ze 110 kV do 400 kV (w niektórych regionach świata nawet do 750 kV). Z tego powodu wzrosły straty sieciowe i korzyść z podwyższenia sprawności wytwarzania została skompensowana nie mniej niż o połowę.



Rys. 5. Optymalne wielkości źródeł wytwórczych. Krzywe kosztów jednostkowych (na MW) i orientacyjne sprawności (w okresie 1930-1990)

Technologie gazowe *combi* umożliwiły w ciągu kolejnych 10 lat (lata 90. XX wieku) wzrost sprawności netto do 55%, przy jednoczesnym obniżeniu mocy jednostkowych bloków najprzód do 50 MW, a następnie nawet do 1 MW, z czym wiąże się obniżka strat sieciowych „przypisanych” tym blokom o 3...5 punktów procentowych. Z kolei pierwsza dekada obecnego wieku, to na świecie czas kogeneracji małej skali (źródła o mocy elektrycznej do 1 MW, przyłączane bezpośrednio do sieci SN, a nawet nN) i przejście do sprawności wytwarzania 85% (łącznie sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, decydująca o oszczędności paliw pierwotnych i redukcji emisji CO₂). Obniżka strat sieciowych dla tej technologii wynosi kolejne 1...2 punkty procentowe.

Jakie wnioski należy wyciągnąć z opisanych historycznych doświadczeń, uwzględniając, że świat czeka doświadczenie podobne jak to związane z podwyższaniem sprawności poprzez wzrost mocy bloków wytwórczych i utratą korzyści z tego tytułu w sieciach, które trzeba rozbudowywać przy wzroście mocy bloków. Tym razem chodzi oczywiście o wzrost sprawności bloków węglowych i nakłady energii na redukcję emisji CO₂. Za 10...20 lat wielki wysiłek inżynierów-naukowców może dać w przypadku nadkrytycznych fluidalnych bloków nowej generacji efekt w postaci sprawności netto, takiej jak obecnie jest ona rozumiana, na poziomie 48%. Instalacje do sekwestracji CO₂ będą powodować jej obniżenie do około 42%, czyli do stanu osiągalnego obecnie. Przetwarzanie paliw kopalnych (węgla na paliwa gazowe

i/lub płynne, gazu ziemnego i ropy na wodór) też nie daje podstaw do optyizmu, bo wiąże się ze stratami energii nawet o połowę.

Trzecia zmiana strukturalna (wykorzystanie zasady TPA do pobudzenia konkurencji) [3]. Zasada dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej (TPA), wdrażana powszechnie na świecie w ostatnich 20 latach, zapoczątkowała schyłek elektroenergetyki starego typu. Pod wpływem liberalizacji i otwierania rynku energii elektrycznej na konkurencję zaczęły się ujawniać w tym okresie na wielką skalę koszty osierocone (*stranded costs*) w wytwarzaniu (w USA w połowie lat 90. były to koszty roczne rzędu 30 mld USD). Koszty te pojawiły się, chociaż wcześniej świat był utrzymywany przez korporacyjną elektroenergetykę w przeświadczeniu, że systemy zaopatrzenia gospodarki w energię elektryczną są optymalne. Poniżej przedstawia się, przez pryzmat rozplywów sieciowych, istotę różnicy rachunku optymalizacyjnego w elektroenergetyce monopolistycznej i rynkowej (konkurencyjnej) w sposób ścisły, a nie tylko lingwistyczny.

Zadanie optymalizacyjne, polegające na wyznaczeniu ekonomicznego rozdziału obciążeń między źródła wytwórcze, zwane w elektroenergetyce monopolistycznej zadaniem optymalizacyjnym ERO, było w tej elektroenergetyce w ciągu kolejnych dziesięcioleci (od lat pięćdziesiątych po osiemdziesiąte XX w.) najbardziej reprezentatywnym przykładem ekonomiki połączonych systemów wytwórczo-przesyłowych. Zadanie to stanowi zarazem punkt wyjścia do współczesnej analizy węzłowych kosztów krańcowych w układach sieciowych w elektroenergetyce rynkowej, z konkurencją kreowaną w oparciu o zasadę TPA.

Zadanie ERO polega ogólnie na minimalizacji funkcji (5). Jeśli pominąć straty przesyłowe, a także ograniczenia wytwarzania mocy w źródłach oraz ograniczenia sieciowe, to zadanie minimalizacji funkcji (5) jest zadaniem z jednym ograniczeniem równościowym, wynikającym z bilansu mocy w połączonym systemie elektroenergetycznym określonym równaniem (6).

$$K(\mathbf{P}_G) = \sum_{i=1}^{n_G} k_i(P_{Gi}) \quad (5)$$

gdzie: $K(\mathbf{P}_G)$ jest całkowitym zmiennym kosztem wytwarzania energii elektrycznej we wszystkich źródłach pracujących w systemie elektroenergetycznym, $k_i(P_{Gi})$ jest nieliniową charakterystyką/funkcją określającą zmienny koszt wytwarzania energii elektrycznej w źródle i , P_{Gi} określa moc generowaną przez źródło i , natomiast n_G jest liczbą źródeł wytwórczych pracujących w systemie. W zadaniu ERO zakłada się, że znany jest skład jednostek wytwórczych. Obliczenia wykonuje się dla ustalonej konfiguracji sieci przy założeniu stałej mocy odbieranej w poszczególnych węzłach.

W rzeczywistości zadanie minimalizacji funkcji (5) ma oprócz ograniczenia równościowego (6), uzupełnionego o straty mocy w sieci, trzy rodzaje ograniczeń nierównościowych. Są to ograniczenia: górne i dolne mocy źródeł wytwórczych, górne przepustowości linii (ograniczenia prądowe lub inaczej gałęziowe, dotyczące linii i transformatorów) oraz górne i dolne napięcie w węzłach sieci elektroenergetycznej (ograniczenia napięciowe lub inaczej węzłowe). Do rozwiązania zadania z ograniczeniami nierównościowymi (metodą iteracyjną) wykorzystuje się twierdzenie Kuhna-Tuckera.

$$\sum_{i=1}^{n_G} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{n_w} P_{Li} = 0 \quad (6)$$

gdzie P_{Li} oznacza moc czynną odbieraną w węźle i , a n_w oznacza liczbę węzłów w sieci. Zadanie to można rozwiązać analitycznie, wykorzystując w tym celu odpowiednio utworzoną funkcję Lagrange'a.

Z ekonomicznego punktu widzenia podstawowe znaczenie w zadaniu minimalizacji funkcji (5) mają charakterystyki/funkcje określające zmienne koszty wytwarzania energii

elektrycznej w poszczególnych źródłach wytwórczych. W praktyce koszty te na ogół określało się w przeszłości dla każdego źródła na podstawie jego technicznej charakterystyki sprawności, wyznaczonej pomiarowo, i przeciętnej ceny jednostkowej paliwa. Jeszcze częściej minimalizację kosztu w równaniu (5) zastępowało się minimalizacją ilości zużytego paliwa. Generalną zasadą w monopolistycznej elektroenergetyce było przy tym stosowanie w rachunku optymalizacyjnym kosztów przeciętnych. Trzeba natomiast pamiętać, że rynek konkurencyjny działa w oparciu o koszty krańcowe.

Według klasycznej definicji krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej w węźle i (*Short Run Marginal Cost – SRMC*), nazywany dalej także krótkookresową ceną węzłową (*Locational Marginal Price – LMP*), jest równy minimalnej zmianie całkowitego zmiennego kosztu wytwarzania energii w systemie spowodowanej zmianą zapotrzebowania w tym węźle. W warunkach polskiego rynku energii elektrycznej przez pojęcie „krótki okres” rozumie się zwykle okres równy jednej godzinie. W związku z tym, w danej godzinie, miarą energii odebranej/wygenerowanej w węźle i może być stała moc czynna. Definicję krótkookresowego kosztu węzłowego można zatem zapisać za pomocą zależności (7).

$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial K(\mathbf{P}_G)}{\partial P_{Li}} \quad (7)$$

Krótkookresowy koszt krańcowy energii elektrycznej (krótkookresowa cena węzłowa) powinien zostać wyznaczony w optymalnym stanie pracy systemu elektroenergetycznego. W celu określenia wartości krótkookresowych kosztów węzłowych należy rozwiązać zadanie optymalizacji rozpyły mocy *OPF* minimalizujące funkcję celu (5) z uwzględnieniem ograniczeń. Po raz pierwszy w literaturze światowej związek między optymalnym rozpyłem mocy a krótkookresowymi kosztami krańcowymi energii elektrycznej w węzłach sieci został opisany przez M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe (*Optimal Spot Pricing: Practice and Theory*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1982).

Wymienieni autorzy przedstawili koncepcję zróżnicowanej czasowo i przestrzennie węzłowej ceny energii elektrycznej nazwanej *spot price of electricity*. W późniejszym okresie za granicą tematyka ta została znacznie rozwinięta w wielu pracach, zaś w Polsce m.in. w pracach prowadzonych na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej (najprzód H. Kocot, następnie R. Korab). Zastosowanie zadania *OPF* na rynku energii funkcjonującym według modelu aktualnie obowiązującego w Polsce wymaga modyfikacji funkcji celu (5) do postaci:

$$KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr}) = \sum_{i=1}^{n_G} \left[\sum_{p=m+1}^{m+n} C_{ip} P_{Gip} - \sum_{r=1}^m C_{ir} (P_{Gir}^o - P_{Gir}) \right] \quad (8)$$

gdzie: $KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr})$ – całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym, P_{Gip} – zaakceptowana do produkcji moc z pasma p oferty przyrostowej jednostki wytwórczej i , $\mathbf{P}_{Gp} = [P_{Gip}; i = 1, 2, \dots, n_G; p = m+1, \dots, m+n]$, P_{Gir}^o – moc oferowana w ramach pasma r oferty redukcyjnej jednostki wytwórczej i , P_{Gir} – zaakceptowana do produkcji moc z pasma r oferty redukcyjnej jednostki wytwórczej i , $\mathbf{P}_{Gr} = [P_{Gir}; i = 1, 2, \dots, n_G; r = 1, 2, \dots, m]$, C_{ip} , C_{ir} – odpowiednio jednostkowa cena energii w paśmie p lub r oferty przyrostowej/redukcyjnej jednostki wytwórczej i , m , n – odpowiednio liczba pasm oferty redukcyjnej/przyrostowej zadeklarowanych przez jednostkę wytwórczą i .

Zmiennymi decyzyjnymi podlegającymi optymalizacji w zadaniu *OPF* w warunkach rynkowych są wielkości mocy deklarowane przez poszczególne jednostki wytwórcze w pasmach ofert bilansujących, natomiast ceny oferowane w tych pasmach są parametrami zadania. Skład jednostek wytwórczych nie ulega zmianie w wyniku przeprowadzenia obliczeń. W zadaniu tym poszukuje się minimum funkcji (8) w obszarze określonym przez techniczne ograniczenia równościowe i nierównościowe.

Uwzględniając funkcję celu (8) oraz klasyczną definicję krótkookresowego kosztu krańcowego (7), w warunkach polskiego rynku energii elektrycznej, krótkookresowy koszt krańcowy w węźle i można zdefiniować za pomocą wzoru (9).

Krótkookresowy koszt węzłowy (9) można rozłożyć na składniki o prostej interpretacji fizycznej. Są to: koszt węzłowy energii elektrycznej

$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial KCZ(\mathbf{P}_{Gr}, \mathbf{P}_{Gr})}{\partial P_{Li}} \quad (9)$$

czynnej w węźle odniesienia, koszt strat sieciowych (od przepływu mocy pozornych), koszt ograniczeń gałęziowych/prądowych i koszt ograniczeń węzłowych/napięciowych. W formie analitycznej składniki te mają postać:

$$LMP_i = \left(1 + \frac{\partial P_{str}}{\partial P_{Li}}\right) LMP_b + \frac{\partial Q_{str}}{\partial P_{Li}} LMP_{qb} + \sum_{g=1}^{n_g} \mu_g^{\max} \frac{\partial S_g}{\partial P_{Li}} + \sum_{j=1}^{n_w} \left(\mu_{Uj}^{\min} + \mu_{Uj}^{\max} \frac{\partial U_j}{\partial P_{Li}} \right) \quad (10)$$

gdzie: LMP_b , LMP_{qb} – cena węzłowa energii czynnej i biernej w węźle odniesienia, P_{str} , Q_{str} – straty mocy czynnej i biernej w sieci, S_g – przepływ mocy pozornej w gałęzi g , U_j – moduł napięcia w węźle j , μ – wektor mnożników Kuhna-Tuckera dla ograniczeń nierównościowych, n_g – liczba gałęzi.

Krótkookresowe koszty/ceny węzłowe, stanowią bardzo silne sygnały lokalizacyjne i znacznie polepszają warunki dla konkurencji w połączonych systemach. W praktyce oznacza to między innymi przenoszenie wytwarzania na niższe poziomy napięciowe, bliżej odbiorców. Trzeba przy tym podkreślić, że koncepcja konkurencji w oparciu o zasadę TPA i rozwój metodyki kosztów/cen węzłowych) na świecie zbiegły się w czasie z gwałtownym rozwojem gazowych technologii kogeneracyjnych (na gaz ziemny). Dzięki temu trend przenoszenia wytwarzania bliżej odbiorców, u których są odbiory ciepła, niezwykle się wzmocnił (kryzys kalifornijski w latach 2000-2001, który można było rozwiązać efektywnie za pomocą szokowego wzrostu kogeneracji gazowej, znacznie się do tego przyczynił).

Obecnie proces przenoszenia wytwarzania bliżej odbiorców wchodzi w drugą fazę, a powodują ją decyzje polityczne dotyczące wykorzystania energetyki odnawialnej⁴, która z natury jest rozproszona. Rozwój zastosowań technologii odnawialnych, widzianych łącznie z systemami ich sterowania technicznego i zarządzania rynkowego, w sposób widoczny prowadzi do nowych zmian jakościowych. Mianowicie, ekonomiczny efekt skali (wielkie bloki wytwórcze, wielkie systemy sieciowe) jest wypierany przez silniejszy efekt lokalnej integracji technologicznej. Przykładami takiej integracji są już, na poziomie komercyjnym, farmy wiatrowe integrowane z istniejącymi elektrowniami szczytowo-pompowymi, biogazownie integrowane ze źródłami kogeneracyjnymi i lokalnymi systemami gazowymi (gazu ziemnego), a także z lokalnymi wytwórniami biopaliw płynnych (obecnie transportowych) i ulepszonych biopaliw stałych (pelety, brykiety) i wiele innych.

FUNDAMENTY POD NOWY TYP ROZWOJU ENERGETYKI

Konferencja Klimatyczna ONZ, która odbyła się w grudniu 2008 roku w Poznaniu uwypukliła bardzo mocno spór o rzeczywisty wpływ CO₂ na efekt cieplarniany. **Konstruktywny wniosek, z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, jest taki, że efekt cieplarniany, jest czy go nie ma, napędza innowacje w energetyce. Te zaś są dobre same w sobie (w perspektywie etyki użyteczności) [3].** Postawienie na innowacyjność w energetyce w istniejących uwarunkowaniach (kryzys gospodarczy, wymagania dotyczące ochrony środo-

⁴ Inaczej, dążenie do obniżenia zużycia paliw pierwotnych i ochrona środowiska (obecnie redukcja emisji CO₂).

wiska) oznacza potrzebę zmiany doktryny bezpieczeństwa energetycznego. Dotychczasowy system bezpieczeństwa ufundowany na imporcie przez rozwinięty świat (demokratyczny) ropy naftowej i gazu ziemnego z krajów niedemokratycznych oraz na wielkoskalowych technologiach węglowych stanowiących jedno z największych antropogenicznych źródeł emisji CO₂ musi być zastąpiony innym systemem. W tym nowym systemie podstawą będą lokalne zasoby energetyczne odnawialne (w Polsce głównie zasoby rolnictwa energetycznego) i innowacyjne technologie służące wykorzystaniu lokalnych zasobów oraz umożliwiające intensyfikację wykorzystania istniejących w energetyce systemów technicznych (w szczególności sieci elektroenergetycznych). Taki kierunek jest bardzo prawdopodobny, bo jest w interesie USA, które są (potencjalnie) liderem w innowacyjnej energetyce. Tylko na tej ścieżce Stany Zjednoczone mogą bronić swojej pozycji, zagrożonej przez Chiny i Indie, a jednocześnie podciąć finansowanie terroryzmu i niedemokratycznego świata.

Ludność i zużycie energii pierwotnej. Globalizacja będzie powodować, w tendencji, wyrównywanie aspiracji, w tym potrzeb energetycznych, wszystkich ludzi, których obecnie jest 6,7 mld (w 2030 roku będzie około 8 mld). Trwający kryzys finansowo-gospodarczy otworzył już drogę do zmiany globalnego układu sił. Oprócz USA, UE, Japonii i Rosji (z liczbą ludności 310, 490, 130 i 140 mln, odpowiednio) do gry wchodzi Chiny, Indie, Indonezja i Brazylia (z obecną liczbą ludności 1,4, 1,2, 0,24, 0,20 mld, odpowiednio).

Z punktu widzenia zużycia energii na mieszkańca świat dzieli się na razie na kraje OECD (zamieszkiwane przez 1,2 mld ludzi) i Rosję, czyli kraje o wysokim zużyciu na mieszkańca oraz resztę. Załóżmy optymistycznie, że dalszy rozwój krajów OECD i Rosji, konsumujących rocznie około 50% energii pierwotnej, będzie się w przyszłości odbywał bez wzrostu zużycia jednostkowego (również bez wzrostu ludności, a to jest praktycznie pewne). Załóżmy dalej, że dotychczasowy model rozwoju energetyki, charakterystyczny dla OECD, będzie rozszerzany na nową wielką czwórkę. Wówczas uprawnione byłoby bardzo grube założenie, że do 2030 roku pozostała ludność zbliży się, głównie za przyczyną nowej czwórki do połowy jednostkowego zużycia energii na mieszkańca w OECD. To oznaczałoby światowe zużycie energii pierwotnej w 2030 roku wynoszące około 25 mld toe.

Taki scenariusz, chociaż zakłada on bardzo silne autoograniczenie w zakresie zużycia energii pierwotnej przez kraje OECD i Rosję, jest oczywiście całkowicie nierealny, i nierozsądny. Ale z drugiej strony, nie jest możliwe ograniczenie dostępu do energii społeczeństwom nowej czwórki, które są coraz bardziej świadome swojego rzeczywistego, znacznie większego od nominalnego, wkładu w globalny produkt brutto. Ponadto, są już zdolne do włączenia się w globalną rewolucję technologiczną w energetyce, na podobnej zasadzie jak Japonia włączyła się w czwartą falę innowacyjności (zwłaszcza w obszarze technologii elektroenergetycznych).

Synteza bezpieczeństwa energetycznego, ekologicznego i żywnościowego: od globalnych rozwiązań do lokalnych działań. Roczną światową emisję CO₂ pochodzącą ze spalania paliw kopalnych (wynoszącą 27 mld ton) warto porównać z emisją „naturalną”, pochodzącą z rozpadu biomasy (leśnej, roślinnej), wynoszącą około 220 mld ton. Ta ostatnia jest emisją stanowiącą część obiegu „zamkniętego” (w obiegu tym emisja w procesach rozpadu i pochłanianie w procesach fotosyntezy bilansują się i dlatego zakładamy, że nie powoduje on zmian klimatycznych). „Idąc” w odwrotną stronę można oszacować, wykorzystując bilans węgla, energię pierwotną w biomase podlegającej rozpadowi. Globalnie (bilansowo) wynosi ona około 40 Gtoe, tzn. prawie 3,5-krotnie więcej od obecnego zużycia, rys. 1. Oczywiście, globalne bilansowe oszacowanie jest ciekawe poznawczo, jednak mało przydatne praktycznie.

Z praktycznego punktu widzenia płodna może być natomiast koncepcja ukierunkowana na wykorzystanie lokalnych zasobów związanych z energią słoneczną. Jest to koncepcja

polegająca na potraktowaniu ogniwa fotowoltaicznego (źródła energii elektrycznej) i kolektora słonecznego (źródła ciepła) oraz biomasy (łącznie z kogeneracją) jako konkurujących ze sobą „przetworników” (fizycznych i biologiczno-technicznych) energii słonecznej. Otóż, jednostkową roczną energię słoneczną, charakterystyczną na przykład dla Polski, można szacować na około 10 GWh/ha. Z kolei osiągalna w procesie zgazowania, z wykorzystaniem fermentacji biologicznej, produkcja energii pierwotnej z roślin energetycznych (np. z kukurydzy, buraka energetycznego) wynosi tylko 80 MWh/ha, czyli jest jeszcze ponad 100 razy mniejsza, ale ma bardzo wielki potencjał wzrostowy (w kontekście technologii GMO⁵, i generalnie zjawiska fotosyntezy, przebiegającej według równania: $6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + \text{energia światłna} \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6\text{O}_2$).

Dalej: efektywność wykorzystania energii słonecznej za pomocą komercyjnych ogniw fotowoltaicznych wynosi około 10% (osiągalna obecnie efektywność technologiczna wynosi już prawie 20%). W przypadku kolektorów słonecznych jest to około 40%. Sprawność energetyczna wykorzystania biometanu w produkcji skojarzonej (energii elektrycznej i ciepła) jest znacznie wyższa i wynosi 85% (35% + 50%). Oczywiście, to zmniejsza przewagę bilansową przetworników fizycznych nad biologiczno-technicznymi na rynku energii końcowej, ale jej nie równoważy. Wybór kierunku rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej, związany z wykorzystaniem (bezpośrednim i pośrednim) energii słonecznej, powinien zależeć za każdym razem od lokalnych zasobów, którymi w jednym przypadku są zasoby rolnicze (także zasoby leśne), a w innym silne promieniowanie słoneczne.

Rolnictwo jako przykład zasobów pod zrównoważony rozwój lokalny w Polsce. Produkcję roślin energetycznych i technologie ich konwersji na paliwa i energię końcową, a przy tym utylizację odpadów biodegradowalnych w rolnictwie i przetwórstwie rolno-spożywczym, należy uznać za jeden z najbardziej obiecujących, nie tylko w Polsce, kierunków zrównoważonego rozwoju lokalnego, syntetyzującego bezpieczeństwo energetyczne, ekologiczne i żywnościowe. Jest to kierunek, który zamienia branżowe wykorzystanie efektu skali w energetyce oraz produkcji wielkotowarowej (przemysłowej) w rolnictwie, w jednym i drugim przypadku powiązane z wielkoskalowym przesyłem/transportem (z globalnymi rynkami: energetycznym i żywnościowym), na wykorzystanie zasobów lokalnych, możliwe dzięki uniwersalizacji/integracji technologii i konwergencji rynków.

Ilościowe oszacowania potencjału rolnictwa energetycznego są na razie niestabilne, i długo jeszcze takie pozostaną. Przyjmując radykalne założenia wychodzi się w przypadku Polski na oszacowanie, które można by nazwać „oszacowaniem w tendencji”, tabela 1. Oszacowanie to, dokonane przez pryzmat technologii paliw biomasowych drugiej generacji, dotyczy obecnego potencjału polskiego rolnictwa energetycznego oraz potencjału po zmianie fundamentalnych uwarunkowań w 2020 roku. Tymi uwarunkowaniami są: liczba ludności, powierzchnia użytków rolnych i przede wszystkim – „naturalny” postęp hodowlany w rolnictwie.

Wyniki mają charakter szokowy i powinny się stać pilnie przedmiotem licznych specjalistycznych analiz weryfikujących zwłaszcza, że nie uwzględniają licznych ograniczeń, ale także i szans. (Jednym z najważniejszych ograniczeń, które nie zostały uwzględnione, jest Program Natura 2000. Jedną z najważniejszych nieuwzględnionych szans są technologie GMO.) Oczywiście, program radykalnego wykorzystania rolnictwa energetycznego ma wagę ogólnospołeczną. Dlatego powinien on pilnie stać się także przedmiotem publicznej debaty o masowym zasięgu.

⁵ Znamienne pod tym względem jest to, że w połowie 2009 roku Europejski Urząd ds. Bezpieczeństwa Żywnościowego (EFSA) wydał pozytywną opinię na temat upraw GMO. Również to, że w okresie 2003-2008 powierzchnia upraw GMO (głównie soi, bawełny, kukurydzy, rzepaku, a ostatnio ryżu i buraków cukrowych) wzrosły na świecie ponad dwukrotnie, do 125 mln ha (w tym w USA do 62,5 mln ha).

Zwłaszcza, że konwergencja energetyki i rolnictwa ma coraz większą siłę [4]. Na świecie i w Polsce może ona pobudzić do rozwoju obszary (społeczności) w dużym stopniu pozbawione udziału w dotychczasowym rozwoju cywilizacyjnym⁶. Na przykład polski rynek biogazowni energetyczno-utylizacyjnych (o mocach 0,5, 1,0, 1,5 MW_{el}), które skokowo przyspieszą postęp w uprawach rolnych oraz zapewnią bezpieczeństwo ekologiczne wielkotowarowych gospodarstw hodowlanych, czyli zwiększą bezpieczeństwo żywnościowe kraju, a także bezpieczeństwo energetyczne gmin wiejskich, można oszacować na około 3 tys. instalacji. Rynek mikrobiogazowni utylizacyjnych (o mocach 10, 25, 50 kW_{el}), które zapewnią bezpieczeństwo ekologiczne i energetyczne produkcyjnych gospodarstw rolnych, na około 100 tys. instalacji.

Tabela 1

Oszacowanie (na 2020 rok) potencjału rolnictwa energetycznego Polski w aspekcie całego rynku paliw i energii [3]

Wielkość	2008	2020
Ludność, mln	38	36,5
Powierzchnia, tys. km ²	314	
Użytki rolne, mln ha	18,6	17,9
Roczne zapotrzebowanie na żywność (na zboże), mln ton	26	26
Wydajność zbóż, ton/ha	3,5	7,0 ¹
Użytki rolne niezbędne do pokrycia potrzeb żywnościowych, mln ha	7,4	3,7
Dostępne zasoby rolnictwa energetycznego, mln ha	11,2	14,2
Wykorzystane zasoby gruntów rolnych do produkcji biopaliw (paliw pierwszej generacji), mln ha	0,2 ²	-
Obliczeniowa wydajność energetyczna gruntów rolnych (produkcja paliw drugiej generacji), pp ³ , MW/ha	50 ⁴	> 80 ⁴
Zredukowana wydajność energetyczna gruntów rolnych (produkcja paliw drugiej generacji), pp, MW/ha	40	> 60
Potencjał rolnictwa energetycznego, pp, TWh/rok	450	> 850
Osiągalna energia końcowa możliwa do pozyskania z rolnictwa energetycznego, TWh/rok	360	> 720
Zapotrzebowanie na energię końcową, TWh	480	640
Zapotrzebowanie energii końcowej z rolnictwa energetycznego do pokrycia polskiego celu z Pakietu 3×20, TWh	-	65

Uwagi do tabeli 1

Uwaga 1. Przyjęto, że przeciętna wydajność zbóż w Polsce w 2020 roku będzie równa obecnej przeciętnej wydajności zbóż w takich krajach jak Francja, Holandia, Irlandia, Niemcy.

Uwaga 2. Do oszacowania wykorzystanych zasobów gruntów przyjęto rzepak będący przedmiotem eksportu oraz zakontraktowany w kraju na cele energetyczne.

Uwaga 3. pp - paliwo pierwotne.

Uwaga 4. Obliczeniowa wydajność energetyczna gruntów rolnych została przyjęta bardzo zachowawczo. Jest to wydajność kukurydzy uprawianej w Polsce, bez modyfikacji genetycznej (w przypadku kukurydzy GMO wydajność rośnie do 150 MWh/ha, dane z Republiki Czeskiej). W przypadku buraków energetycznych (pólcukrowych/pastewnych), uprawianych również bez modyfikacji gene-

⁶ Ponieważ na żywność przypada obecnie zaledwie 1% przyrostu biomasy w całym bilansie biomasowym na ziemi, to uprawniona jest hipoteza, że rolnictwo energetyczne nie narusza bezpieczeństwa żywnościowego. (Przy tym wiadomo, że jeszcze nie wyczerpie się potencjał bezpiecznego rozwoju rolnictwa energetycznego, a już pojawiają się lasy energetyczne, otwierające nową perspektywę dla paliw biomasowych drugiej generacji).

tycznej, wydajność wynosi już obecnie (2009) nie 50, a 80 MWh/ha (trzeba podkreślić dodatkowo, że w przypadku buraków tradycja/kultura uprawy jest w Polsce wyższa niż kukurydzy, ponadto energetyczne wykorzystanie buraków jest sposobem na kłopoty związane z unijnymi ograniczeniami limitu produkcji polskiego cukru w ramach Wspólnej Polityki Rolnej).

Inne fundamenty. Jest wiele dalszych czynników (oprócz potrzeby równoważenia bezpieczeństwa żywnościowego, energetycznego i ekologicznego oraz potrzeby włączenia w nurt cywilizacyjny wielkich nowych obszarów), które mają charakter fundamentów pod nowy typ rozwoju energetyki.

Wykorzystanie nakładów inwestycyjnych w energetyce do rozwiązania problemów, które ma współczesny świat. Energetyka w całej dotychczasowej historii realizowała misję dostawy paliw/energii dla gospodarki. Dopóki zapotrzebowanie na paliwa/energię rosło szybciej od gospodarki taki model funkcjonowania energetyki był społecznie akceptowany. Kiedy jednak sytuacja odwróciła się, korporacyjna energetyka zaczyna popadać w coraz większe własne kłopoty, żądając jednocześnie od gospodarki i społeczeństwa ich rozwiązania (zapewnienia finansowania inwestycji, bez wtrącania się na co pójdą pieniądze: na jakie rozwiązania, na jakie technologie). Oczywiście, żadna gospodarka nie może tego zrobić, bo przegra konkurencję, społeczeństwa nie zechcą tego robić, bo coraz więcej rozumieją.

Dlatego w nowych warunkach model działania trzeba zmienić. Misję energetyki korporacyjnej, w jej dotychczasowym modelu funkcjonowania, trzeba zamienić na odpowiedzialność rządów za proinnowacyjny rozwój swoich krajów i ich ochronę przed scenariuszami, które nie pasują do współczesnego świata. W szczególności, jeśli wielkie inwestycje na rzecz bezpieczeństwa energetycznego są potrzebne, a są potrzebne wszędzie (w USA i UE, w Chinach i Indiach, w Afryce, a także w Polsce), to pieniądze z nimi związane nie powinny iść na rozwiązywanie kłopotów korporacyjnej energetyki, a przeciwnie, należy spróbować za ich pomocą rozwiązać problemy, które ma globalna gospodarka i globalne społeczeństwo.

Z takiej perspektywy w USA trzeba za pomocą innowacyjnej energetyki wzmocnić podstawy przełamania trwającego kryzysu gospodarczego, w UE przygotować podstawy do wygaszenia Wspólnej Polityki Rolnej, w Chinach i Indiach dostarczyć gospodarce energii i pobudzić rozwój obszarów zapóźnionych, w Afryce wykorzystać rolnictwo do przełamania kryzysu cywilizacyjnego, a w Polsce przyspieszyć rozwój zapewniający dojście gospodarki do średniego poziomu unijnego w okresie do 2030 roku.

Aby osiągnąć wymienione cele regionalne trzeba zidentyfikować główne ryzyka inwestorów i ustanowić globalne zasady działania. Do 2030 roku główne ryzyko inwestorów będzie związane z nieprzejrzystością i niestabilnością dwóch odrębnych systemów: (1°) wspomagania rozwoju OZE oraz (2°) internalizacji kosztów zewnętrznych związanych z emisją CO₂. Rozwiązaniem tego wielkiego problemu mogłaby być inkorporacja kosztów zewnętrznych emisji CO₂ do kosztów paliwa [3]. Jest to rozwiązanie radykalne, ale uniwersalne i tym samym obiektywne. Także bardzo proste, tym samym przejrzyste. Uniwersalność rozwiązania polega między innymi na tym, że objęłoby ono emisje w energetyce wielkoskalowej i rozproszonej; w UE w systemie ETS (źródła wielkoskalowe, 40% emisji europejskich), ale także w obszarze nonETS (energetyka rozproszona, 60% emisji europejskich). Ponadto na tym, że jest ono jednakowo użyteczne dla elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu. Ta uniwersalność rozwiązania jest bez wątpienia nową jakością, zbliżającą rynek paliw i energii do zwykłych rynków, z silną konkurencją.

Potencjał redukcji rynków końcowych energii. Praktyczne znaczenie ma potencjał redukcji rynkowej, uwzględniający zastosowanie dostępnych technologii pozyskiwania oraz użytkowania energii/paliw oraz zachowania odbiorców/prosumentów, którzy dążą do maksymalizacji swoich korzyści. Oczywiście, podstawowe znaczenie z tego punktu widzenia ma sytuacja w USA, gdzie coraz częściej stosuje się perspektywę konwergentnego rynku podaży-popytowego, na którym konkurują inwestycje w wielkie bloki węglowe, elek-

rownie atomowe, źródła odnawialne oraz w użytkowanie energii elektrycznej. Zgodnie ze źródłem [5] obecny potencjał redukcji amerykańskich rynków końcowych energii, wynosi 50% w przypadku rynku ciepła, 50% w przypadku rynku transportu oraz 75% w przypadku rynku energii elektrycznej.

Są to oszacowania szokujące. Ale mają już silne uzasadnienie w cenach uwzględniających inwestycje. Na przykład, dla rynku energii elektrycznej ceny te kształtują się następująco:

1. cena energii elektrycznej z elektrowni węglowych, bez instalacji CCS, u odbiorcy końcowego, to około 150 USD/MWh (szacunki własne, koszt uprawnień do emisji CO₂ – 40 euro/tonę),
2. cena energii elektrycznej z elektrowni atomowych, u odbiorcy końcowego, to około 180 do 230 USD/MWh (dane według [6], uzupełnione o szacunki własne),
3. cena energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, u odbiorcy końcowego, to około 150 USD/MWh (szacunki własne),
4. prognozowana w USA „wycena” inwestycji zapewniająca zwiększenie efektywności energetycznej użytkowania energii elektrycznej, to około 10 do 30 USD/MWh [6].

Podkreśla się tu jednak, że porównanie samych cen nie jest wystarczające. Ceny energii elektrycznej z elektrowni węglowych są obciążone wielkim ryzykiem wzrostu związanym z regulacjami dotyczącymi emisji CO₂ i innych regulacji na rzecz ochrony środowiska naturalnego (np. regulacji dotyczących emisji rtęci). Ceny energii elektrycznej z elektrowni atomowych są obciążone wielkim ryzykiem wzrostu związanym z regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa atomowego [6]. Ceny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będą maleć wraz z rozwojem technologii (tu potencjał jest bardzo wielki) oraz ze wzrostem rynku energii odnawialnej. Jeśli chodzi o „wycenę” inwestycji zapewniających zwiększenie efektywności energetycznej użytkowania energii elektrycznej, to można przyjąć opcję „neutralną”, kosztu krańcowego na konwergentnym rynku podażyowo-popytowym, na którym inwestycje te będą konkurować z inwestycjami w energetykę wytwórczą odnawialną.

SYNERGETYKA – PIĄTA FAŁA INNOWACYJNOŚCI

Piąta fala innowacyjności będzie falą energetyczno-środowiskowo-społeczną, a jej istotą będzie przekraczanie granic między segmentami wymienionymi w zastosowanej „zbitce” słownej (i nie tylko tymi). Z przekraczania granic wynikną masowe efekty synergiczne (także oszczędnościowe i koordynacyjne). Dlatego też proponuje się tu wprowadzenie zamiennie, w stosunku do nazwy „energetyka postprzemysłowa” wykorzystanej w tytule wykładu, nazwy „synergetyka”.

W perspektywie synergetyki znaczenie piątej fali polega nie tylko na tym, że stanowi ona fundament epoki wodorowej/bezemisyjnej), ale także na tym, że znacznie rozszerza obszar innowacyjności. W rezultacie na piątą falę będą się składać:

1. Innowacyjność „twarda” i „miękka”. Pierwszą będzie innowacyjność technologiczna (techniczna). Drugą będzie innowacyjność w obszarze ekonomiki, regulacji (prawnych), organizacji/zarządzania i komunikacji ze społeczeństwem. Oczywiście, celem innowacyjności drugiej będzie pobudzanie innowacyjności pierwszej.
2. W obszarze innowacyjności twardej chodzi o masowe zastosowanie „fabrycznych” technologii energetycznych w postaci takich urządzeń, jak pompa ciepła, kolektor słoneczny, ogniwo fotowoltaiczne, samochód elektryczny, ogniwo paliwowe/wodorowe, ogniwo biopaliwowe/biowodorowe i wielu innych. Chodzi także o wykorzystanie technologii energetyczno-utylicacyjnych, takich jak utylizacja odpadów (komunalnych, przemysłowych, rolniczych), i takich jak utylizacja procesowego ciepła odpadowego w przemysłach energochłonnych.

Chodzi o wykorzystanie technologii zintegrowanych funkcjonalnie, wytwórczo-zasobnikowych, takich jak farma wiatrowa i elektrownia szczytowo-pompowa, farma wiatrowa i ogniwo wodorowe i wiele innych. Chodzi o technologie bezpieczeństwa lokalnego i indywidualnego, takie jak wiejska biogazownia zintegrowana ze źródłem kogeneracyjnym, samochód elektryczny wykorzystany w czasie blackoutu, ogniwo paliwowe zasilające urządzenia elektroniczne. Wreszcie chodzi o przeniesienie akcentu z produkcji na zarządzanie energią (Smart Grid, wirtualne źródło poligeneracyjne, pasywny dom).

3. Z punktu widzenia innowacyjności miękkiej reprezentatywne, i zarazem najważniejsze, znaczenie będą miały obszar ekonomiki i regulacji. W pierwszym przypadku chodzi głównie o nowy profil ryzyka finansowania innowacyjności, w szczególności o zamianę ryzyka osobistego na ryzyko biznesu prywatnego i ryzyko partnerstwa publiczno-prywatnego (*Private Equity*, *Venture Capital*, struktura publiczno-prywatna finansowania segmentu R&D typu 1:3). W drugim przypadku chodzi głównie o integrację systemów wspomagania OZE i redukcji emisji CO₂, a także nową koordynacją systemów podatkowych.

4. W ujęciu praktycznym na piątą falę będą się składały działania (i wynalazki) pobudzone przez rozwiązania Pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20, które w UE w założeniu stanowią siłę sprawczą innowacyjności (w szczególności taką siłą może się okazać konwergencja rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i transportu, stanowiąca istotę Pakietu).

5. Piątą falę będzie stanowił rozwój rolnictwa energetycznego (chodzi tu o nową jakość, która zostanie wytworzona w wyniku syntezy reform energetyki i rolnictwa i pobudzi rozwój innowacyjnych technologii około-rolniczych, około-energetycznych i około-ekologicznych, mianowicie: (1°) biotechnologii środowiskowej (utyliczacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle), (2°) biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy) oraz (3°) technologii teleinformatycznych dla potrzeb technicznych i rynkowych usieciowanej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla wirtualnych technologii poligeneracyjnych.

6. Ważnym kierunkiem w obrębie piątej fali będzie wykorzystanie dwóch efektów w energetyce, mianowicie „fabrycznej produkcji” i „inteligentnego obiektu”. Pierwszy dotyczy inwestycji i budowy, drugi eksploatacji i operatorstwa (w przeszłości prowadzenia ruchu). Zastąpienie placów budowy elektrowni (stacji transformatorowo-rozdzielczych, linii elektroenergetycznych) produkcją „źródeł/infrastruktury” w fabrykach oznacza zastąpienie efektu skali efektem produkcji seryjnej i jest zmianą jakościową, o wielkim potencjale innowacyjności. Podobnie, zmianą jakościową o wielkim potencjale jest zastąpienie tradycyjnej eksploatacji serwisowaniem urządzeń, a tradycyjnego prowadzenia ruchu operatorstwem bezobsługowym w formule wirtualnego źródła poligeneracyjnego i obiektu inteligentnego.

Teza. Problem jaki stoi przed światem na przełomie 1. i 2. dekady XXI wieku już nie polega na tym, aby zapewnić stały wzrost podaży czystej energii końcowej z paliw kopalnych, zwłaszcza z węgla, dla zaspokojenia aspiracji całego globalnego społeczeństwa, kształtowanych według dotychczasowego konsumpcyjnego modelu. Problem polega na wyborze modelu funkcjonowania energetyki. W takim ujęciu stawia się tu tezę, że współcześnie potrzebne jest odwrócenie porządku. Mianowicie porządek polegający na kontynuowaniu rozwoju technologii wielkoskalowych według korporacyjnych propozycji i następnie dopasowywanie regulacji do takiego rozwoju trzeba zamienić na wprowadzenie fundamentalnych regulacji i za ich pomocą wyzwolić rozwój nowych technologii.

Oczywiście, odwrócenie porządku nie będzie proste. Ambiwalencja doktryn politycznych i rozwiązań prawnych będzie utrudniać to odwrócenie. Chodzi tu w szczególności o rozbudowę praw socjalnych (szczególnie w UE) kosztem praw wolnościowych, a także o prawną ochronę wolności i potrzebę coraz bardziej szczegółowych regulacji/ograniczeń. Stąd bezpieczeństwo energetyczne i ochrona środowiska są szczególnym wyzwaniem dla

współczesnej myśli prawnej, zwłaszcza uwzględniając wielkie zróżnicowanie tradycji prawnych na świecie. Praktyczne znaczenie ma zróżnicowanie prawa europejskiego i amerykańskiego

Specyfika prawa gospodarczego w Europie polegała w przeszłości na tym, że było to prawo idące za życiem, czyli stabilizuje gospodarkę. W UE jest to w dodatku prawo ze zbyt skomplikowanymi procedurami. Z takiej kombinacji wynika zagrożenie w okresie szybkiego postępu technologicznego, polegające na hamowaniu rozwoju gospodarki. Pakiet 3×20 można traktować, jako próbę przewyciężenia dotychczasowej europejskiej tradycji prawnej w dziedzinie energetyki z takiej, która stabilizuje rzeczywistość na taką, która tę rzeczywistość kreuje.

Specyfika prawa gospodarczego w USA polega od dawna na tym, że jest to prawo wyprzedzające życie, wpływające bodźcowo na gospodarkę (przykładem takiego prawa w obszarze energetyki są ustawy: PURPA – *Public Utility Regulatory Policies Act*, *Energy Act* itp.). Jednak, oprócz tej pozytywnej cechy, do specyfiki prawa gospodarczego w USA należy też zaliczyć jego komercjalizację, tzn. wykorzystywanie prawa gospodarczego przez prawników do osiągania własnych, korporacyjnych korzyści (to różni amerykańskie prawo gospodarcze od prawa karnego, którego procedury są proste i zapewniają efektywność działania wymiaru sprawiedliwości, tzn. sądów, prokuratorów, adwokatów i policji).

Jeśli prawo gospodarcze różni się w obszarze strefy euroatlantyckiej, mającej te same korzenie prawa (tradycja rzymska) oraz stosunek do niego (Europa jest kontynentem, na którym zawsze wysoko ceniono prawo, i w związku z tym prawo to było respektowane; w USA jest tak samo), to jest jasne, że różnice większe (nieporównywalnie) pojawiają się przy przejściu do regionów o zdecydowanie odmiennych tradycjach prawnych (Azja i Afryka). Jednak te różnice mają mniejsze bezwzględne znaczenie, mierzone wielkością rynków energetycznych.

Trudności, które powstaną w procesie tworzenia globalnej infrastruktury regulacyjnej (prawnej) pod nowy typ rozwoju energetyki, mimo że wielkie, nie będą większe od tych, które były związane z powołaniem Światowej Organizacji Handlu (WTO), która w 1994 roku zastąpiła Układ Ogólny w Sprawie Taryf Celnych i Handlu (GATT). Z tego punktu widzenia podkreśla się zwłaszcza fakt, że bardzo duża część wrażliwego prawa ochrony środowiska, obowiązującego wcześniej na poziomach narodowych i lokalnych, musiała być dostosowana do założeń WTO (w obszarze energetyki prawo ochrony środowiska jest sprawą równie wrażliwą jak w rolnictwie, a rolnictwo ma w WTO krytyczne znaczenie).

Regulacje kreujące nowy sposób funkcjonowania energetyki powinny, na najbardziej ogólnym poziomie, zapewnić rozwój energetyki otwartej (urynkowanej i zdemokratyzowanej). Z drugiej strony powinny osłabić siłę energetyki korporacyjnej (monopolistycznej, paramilitarnej). Na bardziej szczegółowym poziomie nowe regulacje powinny zapewnić nową strukturę podatków, bo istniejąca struktura, ukształtowana w społeczeństwie przemysłowym (w bardzo dużym stopniu w powiązaniu z energetyką), nie pasuje do społeczeństwa wiedzy z takimi zjawiskami jak konwergencja zarządczo-organizacyjna, uniwersalizacja technologiczna, integracja funkcjonalna zróżnicowanych technologii energetycznych. Na jeszcze bardziej szczegółowym poziomie jest sprawa zarządzania ryzykiem (jedną z ważnych cech społeczeństwa wiedzy jest zrównoważony podział ryzyka między państwo, biznes i obywatela, a to pociąga za sobą bardzo istotną alokację ryzyka w energetyce).

Potencjał i możliwość wykorzystania doświadczeń z telekomunikacji. Telekomunikacja jest dotychczas najbardziej spektakularnym przykładem wpływu likwidacji monopolu na rozwój sektora użyteczności publicznej i jego przekształcenia w jeden z najbardziej innowacyjnych obszarów gospodarki, na którym działa (na świecie) silna konkurencja. Światowa liberalizacja telekomunikacji zapoczątkowana została przez reformy tego sektora na początku lat osiemdziesiątych minionego wieku w USA, Wielkiej Brytanii

i Japonii. Charakterystyczne znaczenie ma przy tym porównanie reform amerykańskiej i brytyjskiej. Mianowicie, w USA reforma polegała na podziale krajowego monopolisty AT&T (będącego przedsiębiorstwem prywatnym). W Wielkiej Brytanii reforma polegała natomiast na prywatyzacji państwowego monopolisty *British Telecom*, po wcześniejszym dopuszczeniu (w 1982 roku) do rynku firmy *Mercury*, i próbie wyzwolenia konkurencji na drodze działań regulacyjnych na rynku duopolistycznym.

Praktyka wykazała, po raz pierwszy na skalę globalną, że prywatyzacja monopolu bez jego podziału, i następnie działania regulacyjne, nie są skutecznym sposobem wyzwolenia konkurencji w monopolistycznych sektorach infrastrukturalnych. Konieczny jest natomiast podział monopolu, taki jak w USA. W rezultacie należy przyjąć, że siłami sprawczymi rozwoju konkurencji w telekomunikacji stały się:

1. rozpad amerykańskiego giganta telekomunikacyjnego AT&T (1982),
2. liberalizacja telekomunikacji w krajach OECD,
3. postęp technologiczny (rozwój przemysłu komputerowego, rozwój sieci światłowodowych, rozwój telefonii komórkowej, rozwój internetu),
4. rozwój przedsiębiorstw międzynarodowych, które potrzebują rozbudowanej wewnętrznej (korporacyjnej) komunikacji.

Ciekawa jest analiza dotychczasowych przemian w telekomunikacji i energetyce i wnioski. Otóż, bez rozwoju technologii teleinformatycznych i technologii pomiarowych (czwarta fala innowacyjności) w ogóle nie byłoby możliwe wykorzystanie zasady TPA w elektroenergetyce. Dlatego, że istotą rynku energii elektrycznej funkcjonującego w środowisku TPA jest: szokowe skrócenie cykli handlowych, przekształcanie rynku technologicznych usług systemowych (w szczególności usług regulacyjnych) w rynek energii elektrycznej, rozwój handlu internetowego, itd.

Jeśli chodzi natomiast o przyszłość w energetyce, to uwodząca jest hipoteza o analogiach między energetyką rozproszoną i telefonią komórkową. Jest w takiej hipotezie dużo racjonalności. Ale też trzeba widzieć zasadniczą różnicę. Innowacje w telekomunikacji przynoszą korzyść korporacjom, które za pomocą totalnego systemu telekomunikacyjnego są w stanie wprowadzać lokalne zasoby (ludzkie, materialne), a dokładniej rezultaty ich wykorzystania) w globalny system handlowo-transportowy. Innowacje w energetyce mogą natomiast przynieść korzyść lokalnym społecznościom, które wykorzystają lokalne zasoby do pokrycia lokalnych potrzeb.

Potencjał i możliwość wykorzystania doświadczeń z rolnictwa. Realizacja postulatów, aby innowacje w energetyce przyniosły korzyść lokalnym społecznościom, a nie korporacjom, napotka wiele trudności. W tym kontekście charakterystyczne są, obok doświadczeń z telekomunikacji, doświadczenia z rolnictwa i rynku żywnościowego, zupełnie inaczej uwarunkowane. Mianowicie, w rolnictwie i na rynku żywnościowym nastąpił proces od rozdrobnienia (o lokalnym charakterze) do technologii wielkoskalowych/przemysłowych (w tym transportu/handlu wielkoskalowego) i całkowitej korporatyzacji. W wyniku tego procesu korzyści, podobnie jak w wypadku telekomunikacji, zostały przejęte przez korporacje.

Siła syntezy reform rolnictwa oraz energetyki (i wykreowanie rolnictwa energetycznego) polega między innymi na tym, że efekty rozwoju wielkoskalowego, który w jednym i drugim przypadku wszedł w fazę zwyrodnienia, mogą być zastąpione efektem lokalnej dywersyfikacji. Końcowy rozkład korzyści między lokalnymi interesariuszami i korporacjami będzie zależał od ukształtowania łańcucha wartości w biznesie powstałym w wyniku syntezy reform rolnictwa oraz energetyki. W łańcuchu tym kluczowe znaczenie będą miały cztery ogniwa: dobra inwestycyjne dla innowacyjnej energetyki, zasoby rolne, zasoby środowiska oraz paliwa i energia. W grze o interesy korporacje będą dominować w pierwszym ogniwie. Interesariusze lokalni mogą uzyskać przewagę w ogniwach drugim i trzecim. W ogniwie czwartym korzyści będą zależeć bardzo silnie od regulacji prawnych. Istnieje duże prawdo-

podobieństwo, że o ile z internalizacji kosztów ochrony klimatu (kosztów emisji CO₂) korzyści przejmą głównie korporacje, to z internalizacji kosztów ochrony gleby (środowiska lokalnego) korzyści mogą odnieść interesariusze lokalni.

Internalizacja kosztów zewnętrznych (nie tylko środowiska). Jest to sprawa, której nadaje się w niniejszym wykładzie specjalne znaczenie. Przyjmijmy za punkt wyjścia definicję, według której koszty zewnętrzne są różnicą kosztów społecznych i prywatnych. W perspektywie tej definicji internalizacja kosztów zewnętrznych obejmuje nie tylko koszty środowiska naturalnego. **Obejmuje ona także wszystkie koszty podobne do tych, które były spowodowane (i ciągle są powodowane) przez pierwsze cztery fale innowacyjności.** (Do wcześniej opisanych w tym miejscu dodaje się najbardziej charakterystyczne dalsze koszty zewnętrzne. Na przykład w transporcie są to ciągle nieopłacane jeszcze w ogromnej większości koszty dróg i parkingów.)

Tabela 2

Alokacja rocznych emisji CO₂, całkowitych i na mieszkańca

	USA	Chiny	UE (łącznie)	Rosja	Indie	Japonia	Polska	Świat (łącznie)
Emisja całkowita, mld ton	6	5	2	1,6	1,4	1,3	0,32	27
Emisja na Mieszkańca, ton	19,4	3,6	4,1	11,4	1,2	10,0	8,4	4,0

Jeśli chodzi o internalizację kosztów ochrony klimatu, to w tym zakresie w ostatnich latach zrobiony został w energetyce wielki krok. Jednak doświadczenia związane z wdrażaniem Protokołu z Kioto pokazują, że główny problem świat ma przed sobą. Oczywiście, fundamentalną sprawą jest alokacja tych kosztów w skali globalnej. Analizując tabelę 2 można dojść do wniosku, że budowie demokratycznego społeczeństwa globalnego najlepiej przysłużyłaby się, po wygaśnięciu Protokołu z Kioto (koniec 2012 roku), równomierna alokacja na mieszkańca. Koszty takiego rozwiązania poniosłyby głównie USA, Rosja i Japonia (względnie również Polska, niestety). Korzyści odniosłyby głównie Indie (względnie również Afryka, która w tabeli nie jest uwzględniona).

ACTION PLAN DLA POLSKI. POTRZEBA I MOŻLIWOŚĆ WYKREOWANIA NARODOWEGO PROGRAMU WOKÓŁ ENERGETYCZNEGO

Bilans energetyczny Polski 2009 i prognoza rynków końcowych 2020 w tradycyjnym ujęciu. Oszacowania polskich rynków energii pierwotnej i końcowej oraz emisji CO₂, dla 2009 roku i horyzontu 2020, przedstawiają tabele 3 i 4. Doświadczenia z końca 2008 i z początku 2009 roku jednoznacznie wskazują, że trzeba być bardzo ostrożnym w zakresie prognozowania wzrostów na tych rynkach (wielkości przedstawione w tabeli 4 spełniają ten postulat).

Przyjmując przedstawione oszacowania dotyczące wielkości rynków końcowych można założyć, że energetyka odnawialna powinna ulokować na rynkach końcowych w 2020 roku około 96 TWh. Z tego na rynek transportowy powinno trafić około 21 TWh⁷ (zgodnie z obecnymi wyobrażeniami chodzi o paliwa w postaci estrów i etanolu).

⁷ Jest to minimalny udział energii odnawialnej (10%) na rynku paliw transportowych, określony w postaci wymagania dodatkowego w regulacjach związanych z Pakietem 3x20.

Tabela 3

Polski rynek (2009) paliw pierwotnych, emisji CO₂ oraz energii końcowej (sprzedaż do odbiorców końcowych, czyli bez potrzeb własnych źródeł wytwórczych i bez strat sieciowych) w wymiarze ilościowym

Paliwo	Rynek w jednostkach naturalnych na rok	Emisja CO ₂ mln ton/rok	Rynek paliw pierwotnych, TWh/rok	Rynek energii końcowej, TWh/rok
Węgiel kamienny	80 mln ton	170	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	70	170	40
Gaz ziemny	10 mld m ³	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	40	220	50
Energia odnawialna	-	-	-	2,5/7,5
Razem	-	300	1090	480

Uwagi do tabeli 3

Uwaga 1. Węgiel kamienny – całkowite wydobycie wynosi 100 mln t/a, 20 mln t/a stanowi eksport.

Uwaga 2. Gaz ziemny – całkowite zużycie wynosi 15 mld m³/a, 5 mld m³/a wykorzystuje się w przemyśle chemicznym (przede wszystkim przy produkcji nawozów sztucznych). Całe wydobycie krajowe 4,5 mld m³ jest wykorzystywane do celów energetycznych.

Uwaga 3. W przypadku ropy naftowej oszacowania wykonano dla rzeczywistej struktury zużycia paliw transportowych (zużycie roczne: Pb – 4 mln ton, ON – 7 mln ton, LPG – 2 mln ton).

Uwaga 4. Emisja CO₂ została oszacowana na podstawie danych z rynku paliw. Jest to obecnie, kiedy nie ma jeszcze węglowych (i węglowodorowych) technologii bezemisyjnych, najprostszy i najbardziej wiarygodny sposób szacowania łącznej (z energetyki wielkoskalowej i rozproszonej) emisji CO₂.

Uwaga 5. Energia odnawialna (wykorzystanie) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współpalaniu, hydroenergetyka przepływowa i energetyka wiatrowa. Czyli na rynku końcowym reprezentowana jest obecnie tylko w postaci energii elektrycznej. Takie podejście do energetyki odnawialnej jest już, w świetle Pakietu energetycznego 3×20, całkowicie nieuprawnione.

Uwaga 6. Rynek energii końcowej został oszacowany z uwzględnieniem sprawności energetycznej charakterystycznej dla stosowanych obecnie technologii. W przypadku energii elektrycznej są to praktycznie tylko technologie systemowe wielkoskalowe, o niskiej sprawności wykorzystania energii pierwotnej w elektrowniach i dużych stratach w sieciach.

Możliwość wypełnienia tego celu, wynikającego z Pakietu 3×20, ciągle budzi w Polsce w energetyce korporacyjnej wątpliwości. Jednak nie jest on wcale trudny do zrealizowania. Przy tym problem tkwi nie w braku możliwości, a w czymś innym. Po pierwsze, w zbyt wysokich na ogół prognozach wzrostu rynków końcowych (wyższych niż przyjęte w tabeli 4). Po drugie, w pomijaniu potencjału rolnictwa energetycznego, tabela 1. Po trzecie, w patrzeniu na cel przez pryzmat proporcjonalności sektorowej i technologii dedykowanych poszczególnym rynkom końcowym, a nie przez pryzmat całkowicie nowej alokacji celu na te rynki i technologii poligeneracyjnych/universalnych/zintegrowanych.

Tabela 4

Polskie rynki końcowe (2009, 2020), w ujęciu obowiązującym w Pakiecie 3×20, oraz paliw pierwotnych (2020) i emisji CO₂ (2020) dla trendu „business as usual”

Rynek końcowy	2009 MWh (rk)	2020 MWh (rk)	2020 MWh (pp)	2020 mln ton CO ₂
Energia elektryczna	155	190	380	130
Ciepło	240	240	340	100
Paliwa transportowe	150	210	210	30
Razem	545	640	930	260
w tym energia odnawialna	2,5/7,5	96	105	-

Udziały energii odnawialnej na trzech polskich rynkach końcowych energii w 2020 roku (w przypadku realizacji trendu „business as usual”).

Struktura wypełnienia celu (udziałów energii odnawialnej na rynkach energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) jest ciągle sprawą otwartą, ale do połowy 2010 roku Polska musi ją przedstawić Komisji Europejskiej. Do czasu uzyskania dokładniejszych danych o strukturze (Action Plan) przyjmuje się tu, na podstawie własnego rozpoznania, następujące postępowanie. Dla paliw transportowych przyjmuje się minimalny udział wymagany przez UE, co przekłada się na 21 TWh. W przypadku energii elektrycznej udział elektrowni wiatrowych w 2020 roku ocenia się na około 18 TWh, udział elektrowni wodnych na około 6 TWh oraz udział źródeł na biogaz komunalny na około 2 TWh. To oznacza, że rolnictwo energetyczne powinno ulokować na rynkach końcowych (łącznie z rynkiem transportowym) 70 TWh.

Szczegółowe założenia do dalszych szacunków dotyczą głównie technologii [3]. Najważniejsze założenia, które się wykorzystuje poniżej są następujące. Zakłada się umownie, że na wszystkich trzech rynkach końcowych energii paliwem odnawialnym będzie biogaz/biometan produkowany z roślin energetycznych. Ponadto, zakłada się, aż do pełnego wykorzystania potencjału produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (około 3 tys. MW_{el}, czas użytkowania mocy szczytowej około 6000 h/rok), zastosowanie agregatów kogeneracyjnych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej w energię elektryczną i ciepło, wynoszącą 85% (35% + 50%). Poza potencjałem produkcji skojarzonej zakłada się zastosowanie kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji wynoszącą 95%. Wreszcie zakłada się zastosowania samochodów CNG, w miejsce samochodów zasilanych biopaliwami płynnymi (estry, etanol), przy uwzględnieniu zmniejszonej sprawności wykorzystania biometanu o 20%, w stosunku do biopaliw płynnych.

Dla przyjętych założeń uzyskuje się następujące końcowe oszacowania rocznych udziałów energii odnawialnej na rynkach końcowych: energia elektryczna – 44 TWh, ciepło – 31 TWh, transport – 21 TWh.

Inkorporacja kosztów zewnętrznych środowiska (emisji CO₂) do kosztów paliwa. Wyniki inkorporacji dla Polski przedstawia tabela 5. Prostota i wiarygodność takiej inkorporacji ujawnia się przez pryzmat obrotu hurtowego i detalicznego. Wynika ona z faktu, że system handlu węglem kamiennym jest częścią systemu powszechnego (z dobrze rozwiniętą infrastrukturą pobierania podatków: VAT i akcyzowego). W przypadku węgla brunatnego, który w Polsce jest przedmiotem handlu między kopalniami i elektrowniami od początku lat dziewięćdziesiątych, infrastruktura do inkorporowania kosztów środowiska do kosztów tego węgla praktycznie również istnieje. Praktycznie istnieje także infrastruktura do

inkorporowania kosztów środowiska do kosztów gazu ziemnego sprzedawanego odbiorcom końcowym.

Tabela 5

Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej

	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska	Rynek energii końcowej
	mld zł	mld zł	TWh/rok
Węgiel kamienny	21	21 + 29	300
Węgiel brunatny	6	6 + 11	40
Paliwa transportowe	(38 + 18)	(38 + 18) + 7	50
Gaz ziemny	12	12 + 4	84

Uwagi do tabeli 5

Uwaga 1. Do obliczeń przyjęto koszt mialu węglowego na poziomie 200 zł/tonę. Koszt energii pierwotnej w węglu brunatnym przyjęto na poziomie 80% kosztu energii pierwotnej w węglu kamiennym w postaci mialu węglowego. Koszt węgla kamiennego w postaci groszku przyjęto na poziomie 400 zł/tonę. Koszty węgla kamiennego (mialu i groszku) nie uwzględniają kosztu transportu.

Uwaga 2. W przypadku paliw transportowych drugi składnik kosztowy w nawiasie oznacza koszt akcyzy. Do obliczeń przyjęto rzeczywistą strukturę zużycia paliw transportowych (por. uwagi do tabeli 3), akcyzę na poziomie obowiązującym w 2009 roku (Pb – 1,9 tys. zł/tonę, ON – 1,3 tys. zł/tonę, LPG – 0,7 tys. zł/tonę) oraz rynkowe ceny jednostkowe z połowy 2009 roku (Pb – 5,5 tys. zł/tonę, ON – 4,2 tys. zł/tonę, LPG – 2,2 tys. zł/tonę).

Uwaga 3. Koszt gazu ziemnego, uwzględniający uzmiennioną opłatę przesyłową, przyjęto na poziomach: 1100 zł/tys.m³ dla mocy (w paliwie pierwotnym) ponad 100 MW (taryfa E3a), 1300 zł/tys.m³ dla mocy powyżej 6 MW (taryfa W6) i 1800 zł/tys.m³ dla ludności (taryfa W1).

Uwaga 4. Koszt uprawnień do emisji CO₂ przyjęto na poziomie rekomendowanym dla analiz rozwojowych: 40 euro/tonę (180 zł/tonę).

Istnieją dalsze korzyści rozwiązania w postaci inkorporowania kosztów środowiska do kosztów paliwa. Mianowicie, przyjmując to rozwiązanie unika się bardzo złożonych procedur certyfikacji. Unika się także konieczności koncesjonowania wielu działalności, np. koncesjonowania źródeł odnawialnych i źródeł skojarzonych, co bez wątpienia obniża koszty energii końcowej (w wyniku działania dwóch mechanizmów: likwidacji kosztów certyfikacji oraz wzmocnienia konkurencji). Rozwiązanie może przyczynić się także do pobudzenia rozwoju technologicznego i rynkowej konkurencji, a w efekcie zapewnić naturalny/rynkowy sposób realizacji podstawowych celów Pakietu 3×20.

Oczywiście, inkorporacja stanowiąca źródło środków pozyskiwanych przez państwo, w trybie podatku, musi spowodować znaczną zmianę przepływów finansowych między sektorami: prywatnym i publicznym (odbiorcami, przedsiębiorstwami i państwem). Wynika to stąd, że roczne środki z inkorporacji (koszty inkorporacji) wynoszą aż 51 mld zł. Wykorzystanie tak wielkich środków jest sprawą fundamentalną z punktu widzenia strategii rozwojowej państwa. Na pewno nie wolno byłoby dopuścić do ich wykorzystania na finansowanie certyfikatów inwestycyjnych zapewniających np. budowę elektrowni atomowych (takie pomysły w Polsce się pojawiają, chociaż ich realizacja stałaby się z bardzo dużym prawdopodobieństwem źródłem przyszłych wielkich *stranded costs*).

Efektywne wykorzystanie środków mogłoby się wiązać natomiast z: (1°) przejściowym finansowaniem energetyki odnawialnej/rozproszonej (energetyki poza obszarem nonETS) za

pomocą certyfikatów inwestycyjnych (dla tej energetyki certyfikaty „eksploatacyjne”, powiązane z energią, mają zbyt duże koszty administracyjne), (2°) przejściowym finansowaniem odbiorców wrażliwych (o niskich dochodach). Podkreśla się, że drugie z wymienionych działań jest zgodne z wymaganiami unijnymi. Pierwsze, łącznie z samą inkorporacją, wymaga uzgodnień unijnych o dużym stopniu złożoności (nadaje się na linię przewodnią polskiej prezydencji w 2011 roku).

Potencjał wpływu samochodu elektrycznego na przebudowę polskich rynków paliw i energii, w tendencji⁸. Zgodnie z dyrektywą w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych biopaliwa drugiej generacji będą liczone (w celu wynikającym z Pakietu 3×20) podwójnie, a energia elektryczna wykorzystywana do zasilania samochodów elektrycznych dwu i półkrotnie. Warto w związku z tym przeprowadzić choćby uproszczoną analizę bilansów energetycznego i emisji CO₂ związanych z zastosowaniem samochodu elektrycznego. Dwa skrajne przypadki takiej analizy są szczególnie interesujące. Są to: bilans dla indywidualnego/konkretnego samochodu oraz ocena zmian struktury całego rynku paliw i energii.

Racjonalne założenia, chociaż bardzo uproszczone, dla przykładowego samochodu średniej klasy, mianowicie Toyoty YARIS, są następujące⁹. Emisja CO₂ wynosi dla tego samochodu około 140 g/km, czyli na 100 km przebiegu samochodu przypada około 14 kg CO₂. Zużycie benzyny na 100 km wynosi około 6 l, czyli około 55 kWh w paliwie pierwotnym. Przyjmując sprawność benzynowego silnika spalinowego na poziomie 0,3 otrzymuje się energię użyteczną, odniesioną do przebiegu 100 km, równą 16,5 kWh.

W takim razie energia elektryczna zużyta przez samochód elektryczny, liczona na 100 km przebiegu, wynosi około 27 kWh (przyjęto sprawność silnika elektrycznego 0,8, sprawność akumulatora 0,8 oraz sprawność przekształtnika 0,95). Energia pierwotna do wyprodukowania tej energii w elektrowni węglowej kondensacyjnej, z uwzględnieniem strat sieciowych, wynosi około 85 kWh, czyli jest ponad półtorakrotnie większa od energii pierwotnej w przypadku samochodu spalinowego. Emisja CO₂ związana z produkcją energii elektrycznej wynosi około 25 kg, tzn. jest prawie 1,8 razy większa od emisji w przypadku samochodu spalinowego.

Sytuacja odwraca się zdecydowanie na korzyść samochodu elektrycznego, jeśli zrobić założenie, że do napędu tego samochodu będzie wykorzystywana energia elektryczna produkowana w skojarzeniu. Mianowicie, energia pierwotna potrzebna do wyprodukowania 27 kWh energii elektrycznej w dużej (zawodowej) elektrociepłowni węglowej wynosi około 33 kWh. To oznacza, że zużycie energii pierwotnej (w węglu) przez samochód elektryczny wynosi w przypadku produkcji skojarzonej tylko 60% zużycia energii pierwotnej (w benzynie) przez samochód spalinowy. Emisja CO₂, odniesiona do przebiegu 100 km, jest natomiast w przypadku energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu równa około 12,5 kg, czyli 90% emisji samochodu spalinowego.

Jeszcze korzystniejsza sytuacja jest w przypadku wykorzystania do zasilania samochodów elektrycznych energii elektrycznej produkowanej w małych gazowych (na gaz ziemny) źródłach kogeneracyjnych. Wtedy zużycie energii pierwotnej (w gazie ziemnym) przez samochód elektryczny jest tylko nieco większe od 50% zużycia energii pierwotnej (w benzynie) przez samochód spalinowy. Emisja CO₂, odniesiona do przebiegu 100 km, jest natomiast w przypadku energii elektrycznej produkowanej w małym gazowym źródle kogeneracyjnym równa 6 kg, czyli 40% emisji samochodu spalinowego.

⁸ Wszystkie oszacowania przedstawione w tym punkcie mają charakter zdroworozsądkowy, są bardzo przybliżone. Ich celem jest budowa nowego obrazu energetyki, mającej podstawy w nowych technologiach.

⁹ Autor wyraża podziękowanie dr Janowi Schmiegelowi i mgr Ryszardowi Mosze z firmy eGIE za dyskusje nad oszacowaniami dotyczącymi bilansów: energetycznego i emisji CO₂ dla samochodu elektrycznego.

Najprostsze przełożenie faktu, że (1°) energia elektryczna wykorzystywana do zasilania samochodów elektrycznych będzie się liczyła w udziale energii odnawialnej na rynkach końcowych dwu i półkrotnie oraz (2°) przedstawionych powyżej wyników analizy zużycia energii pierwotnego i emisji CO₂ dla indywidualnego samochodu elektrycznego na tendencję dotyczącą zmiany ogólnej struktury rynku paliw i energii jest następujące.

1. Po pierwsze, nastąpi wzrost rynku biogazu rolniczego i produkcji skojarzonej, z wykorzystaniem dwóch technologii (1°): biogazowni zintegrowanych technologicznie ze źródłami kogeneracyjnymi oraz (2°) biogazowni produkujących biogaz na rynek, wykorzystywany do produkcji skojarzonej w lokalizacjach dobrze do tego uwarunkowanych (zatłaczany do sieci gazowej w postaci oczyszczonej lub surowej bądź transportowany systemami CNG lub LNG). Równolegle zahamowany zostanie wzrost rynku tradycyjnych paliw transportowych. Ten proces, polegający w Polsce na rynkowym wyparciu 90 TWh paliw transportowych za pomocą 45 TWh energii w biogazie (biometanie) wykorzystanym do produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych ma potencjał redukcji obniżki zapotrzebowania energii na rynkach końcowych z około 640 TWh (tabela 4, zapotrzebowanie określone bez uwzględnienia samochodu elektrycznego) do około 595 TWh.

2. Po drugie, w długim horyzoncie nastąpią głębsze zmiany strukturalne polegające na rynkowym transferze obecnych paliw transportowych na rynek paliw poligeneracyjnych. Ten proces, polegający na rynkowym wyparciu 150 TWh paliw transportowych, w tendencji, za pomocą 75 TWh energii w paliwach transportowych wykorzystanych do produkcji energii elektrycznej w źródłach kogeneracyjnych ma potencjał redukcji obniżki zapotrzebowania energii na rynkach końcowych o dalsze 75 TWh, do 520 TWh. Trzeba jednak podkreślić, że tego potencjału nie da się wykorzystać bez rozwoju technologii zasobnikowych na rynku energii elektrycznej. Technologie te, jeśli się pojawią, zmienią ekonomikę poligeneracji. Będzie to związane z tym, że ustąpi ograniczenie w postaci nieefektywności ekonomicznej produkcji energii elektrycznej przy niskich czasach wykorzystania mocy szczytowych ciepła.

3. Wykorzystanie potencjałów zasygnalizowanych w p. 1 i 2 powoduje wzrost, w stosunku do oszacowania przedstawionego w tabeli 2 (bez uwzględnienia samochodu elektrycznego) rynku energii elektrycznej, produkowanej w rozproszonych technologiach poligeneracyjnych, o około 100 TWh. Podkreśla się, że wzrost ten nie nastąpi, jeśli do jego pokrycia miałyby być wykorzystana produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych (kondensacyjnych).

4. Globalny projekt zamiany samochodu spalinowego na elektryczny można w wielkim uproszczeniu porównać ze zrealizowanym w przeszłości projektem elektryfikacji kolei (zamiana parowozu na elektrowóz). Znaczenie energetyczne wdrożenia samochodu elektrycznego do transportu drogowego jest jednak znacznie większe niż elektryfikacji kolei. Tempo tego wdrożenia budzi jeszcze wiele wątpliwości, ale może ono zaskoczyć świat (według prognozy Instytutu Rolanda Bergera samochody elektryczne będą stanowić 25% rynku samochodów już w 2015 roku).

Dane wyjściowe do oceny potencjalnego wpływu pompy ciepła na przebudowę rynków, w tendencji. W 2007 roku nastąpił gwałtowny wzrost liczby zainstalowanych pomp ciepła we Francji i w Niemczech (50 i 45 tys. pomp, odpowiednio). W wyniku działania rozwiązań Pakietu 3×20 ten trend będzie się umacniał w całej UE. Dlatego trzeba rozpocząć pilnie analizy dotyczące wykorzystania pomp ciepła w Polsce.

Przy tym podstawowe założenia do takiej analizy są proste. Mianowicie, w dalszej części referatu wykorzystuje się do oszacowania potencjalnego wpływu tej technologii na przebudowę struktury polskiego bilansu energetycznego jej sprawność na poziomie 3,5 (jest to ostrożne założenie). Dalej, do zasilania pomp ciepła zakłada się wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł kogeneracyjnych gazowych (biogazowych/biometanowych) małoskalo-

wych produkujących energię elektryczną ze sprawnością: $(0,35 + 0,50) = 0,85$. Stąd wynika uzysk ciepła z 1 MWh w paliwie pierwotnym wynoszący: $(0,35 \cdot 3,5 + 0,5) \text{ MWh} = 1,75 \text{ MWh}$. (Sprawą otwartą jest natomiast jeszcze system wspomagania produkcji ciepła w pompach ciepła zasilanych energią elektryczną ze źródeł biogazowych/biometanowych).

Potencjał przystosowawczy polskiego rolnictwa. W tabeli 1 pokazany został potencjał rolnictwa energetycznego w tendencji. Z punktu widzenia praktycznego ważniejsza jest jednak zdolność rządu do reagowania na uwarunkowania globalne oraz wytworzony już potencjał zdolności przystosowawczych rolnictwa do warunków rynkowych, czyli do reagowania na impulsy cenowe.

Otóż, program IERE (Innowacyjna energetyka. Rolnictwo energetyczne) [7] jeszcze rok temu budził w Polsce bardzo silne negatywne emocje. W połowie 2009 roku program ten (przeredagowany) zyskał autoryzację Ministerstwa Gospodarki (oraz Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi) i został publicznie ogłoszony. To świadczy o szybkim wzroście pozycji rolnictwa energetycznego na nowej polskiej mapie zasobowej paliw/energii. Warto przy tym wskazać na ewolucję stanowiska rządowego odnośnie potencjału rolnictwa energetycznego. Mianowicie, na początku 2009 roku MRiRW szacowało realne zasoby możliwe do wykorzystania, przeliczone na czysty metan, na 1 mld m^3 . W ogłoszonym programie jest to 5 do 6 mld m^3 .

W kolejnych latach pojawi się dodatkowa presja przyspieszająca rozwój rolnictwa energetycznego w Polsce. Mianowicie, chodzi o to, że bez tego rozwoju będą narastać konflikty, aż do kryzysu strukturalnego, związane z nadprodukcją rolnictwa żywnościowego, zwłaszcza w unijnej perspektywie budżetowej 2014-2020, w której rozpocznie się istotne wygaszanie WPR (Wspólnej Polityki Rolnej).

Dlatego realizacja celów postawionych w programie IERE nie powinna już budzić zastrzeżeń. W każdym razie ryzyko związane z programem zdecydowanie nie leży po stronie rolnictwa, bo jego zdolność do reagowania na sygnały rynkowe jest bez porównania większa niż energetyki, w szczególności elektroenergetyki i gazownictwa. W szczególności z danych przedstawionych w tabeli 6 (uwzględniającej najważniejsze jednoroczne rośliny nadające się do wykorzystania energetycznego) widać, że w ciągu 11 lat (1997-2008) produkcja buraków cukrowych zmalała ponad dwukrotnie (w wyniku obowiązywania kwot cukrowych w ramach WPR. W ciągu tego samego okresu zbiory kukurydzy ziarnowej zwiększyły się czterokrotnie, a rzepaku ponad dwukrotnie. Zbiory kukurydzy kiszonkowej zwiększyły się trzykrotnie, po ponad dwukrotnym zmniejszeniu się w ośmioletnim okresie poprzedzającym (1990-1997).

Tabela 6

Areał upraw wybranych roślin [tys. ha]

	Buraki cukrowe	Kukurydza		Rzepak ozimy	Razem
		ziarnowa	kiszonkowa		
1990	440	50	310	510	1310
1997	400	80	140	320	940
2008	180	320	420	750	1670

Zmiany pokazane w tabeli 6 zachodziły pod wpływem polskich przemian ustrojowych i akcesji do UE. Przyszłe wielkie zmiany będą/powinny następować pod wpływem wygaszania WPR, transformacji istniejącego segmentu biopaliw pierwszej generacji (estry, etanol) w segment paliw drugiej generacji (przejściowo w segment paliw biogazowych otrzymywanych metodami fermentacyjnymi) oraz rozwoju nowego segmentu paliw drugiej generacji.

Efekt wykorzystania 1 mln ha gruntów ornych do celów energetycznych.

Energia pierwotna (z 1 mln ha dobrych gruntów, które są do wykorzystania w rolnictwie energetycznym bez najmniejszego ryzyka dla rolnictwa żywnościowego, tabela 6) wynosi około 8 mld m³ biometanu, inaczej jest to około 80 TWh, jeszcze inaczej około 13,7 mln ton węgla (energetycznego, wskaźnikowego), wreszcie jest to około 23 mln ton węgla równoważnego (na rynkach końcowych).

Trzy progresywne technologie, bazujące na zasobach rolniczych wynoszących 1 mln ha (ich wykorzystanie jest racją stanu) dają następujące wyniki:

1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji: $80 \cdot (0,35 + 0,50)$ TWh, czyli 28 MWh energii elektrycznej i 40 MWh ciepła, łącznie 68 TWh (tyle ile potrzeba z rolnictwa energetycznego).

2. Kogeneracja plus samochód elektryczny: $80 \cdot (0,35 \cdot 2,5 + 0,50) = 70$ TWh „zaliczone” na rynku energii elektrycznej (na rynku transportu) i 40 MWh ciepła, łącznie 110 TWh, czyli więcej niż wynosi cały polski cel.

3. Kogeneracja plus pompa ciepła: $80 \cdot 1,75$ MWh = 140 TWh (jednorodnie na rynku ciepła), czyli znacznie więcej niż cały polski cel.

Segmentacja technologii i perspektywy ich wykorzystania w polskiej elektroenergetyce (energetyce). W tabeli 7 przedstawiono bardzo gruby zarys segmentacji technologicznej ukierunkowanej na potrzeby elektroenergetyki (obecnej). Główna linia podziału przebiega między technologiami wielkoskalowymi (charakterystycznymi dla monopolistycznej elektroenergetyki systemowej) i technologiami rozproszonymi dla energetyki rynkowej/konkurencyjnej. Perspektywy implementacji tych technologii, głównie z punktu widzenia ich konkurencyjności rynkowej (w niektórych przypadkach dopiero z punktu widzenia dojrzałości technicznej), oszacowano wykorzystując doświadczenia własne (autora) oraz sygnały dające się odczytać z gwałtownie narastającego piśmiennictwa w obszarze innowacyjnych technologii, już nie tylko internetowego, ale także książkowego [8] do [16].

Elektroenergetyka w roku 2030 (w rozwiniętym społeczeństwie wiedzy, przed społeczeństwem bezemisyjnym/wodorowym). Synergetyka będzie w 2030 roku zupełnie czymś innym niż obecne sektory paliwowo-energetyczne (elektroenergetyka, górnictwo, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych). Przede wszystkim w Polsce będzie kilka milionów samochodów elektrycznych i kilka milionów terminali (na ogół prywatnych) umożliwiających połączenie tych samochodów z siecią elektroenergetyczną (w trybie „tankowania”, ale także w trybie pracy generatorowej). U prosumentów będzie (łącznie) po wieleset tysięcy: kolektorów słonecznych, pomp ciepła, ogniw fotowoltaicznych i wiatraków przydomowych. Ze stacji wodorowych będą już „tankowane” samoloty. Ogniwa paliwowe, w tym bioogniwa, będą już powszechnymi technologiami.

A jak będzie wyglądał polski system elektroenergetyczny, o krytycznym znaczeniu, jeśli uwzględni się transfer rynku paliw transportowych oraz paliw do produkcji ciepła na rynek energii elektrycznej (za przyczyną samochodu elektrycznego i pompy ciepła, odpowiednio). Na pewno dla obserwatora nie-elektroenergetyka (kierowcy jeżdżące po kraju), będzie on całkiem inny niż obecnie. Mianowicie, obserwator ten będzie widział głównie 4,5 tys. turbin wiatrowych na potężnych masztach (na północy zgrupowanych w wielkich farmach – 30-100 turbin, w pasie środkowym w średnich – 10-30 turbin, a w pasie południowym małych), nie będzie jednak wiedział, że to jest aż 9 tys. MW mocy zainstalowanej, ale tylko 900 MW mocy dyspozycyjnej i zaledwie 18 TWh wyprodukowanej rocznie energii elektrycznej.

Zewnętrzny obserwator będzie widział 100 tys. mikrobiogazowni w gospodarstwach rolnych służących utylizacji odpadów biodegradowalnych i zarządzaniu ryzykiem upraw na cele żywnościowe (poprzez dywersyfikację zbytu produktów roślinnych, czyli rozszerzenie

Tabela 7

Segment	Horyzont czasowy						
	2010	2012	2013	2015	2020	2030	2050
ELEKTROENERGETYKA WIELKOSKALOWA ● inwestycje w istniejące technologie - bloki węglowe (kondensacyjne, elektrociepłownicze) - elektrownie szczytowo-pompowe² - bloki gazowo-parowe (elektrociepłownie gazowe) - farmy wiatrowe - sieci przesyłowe - sieci rozdzielcze ● inwestycje w przyszłościowe technologie - farmy wiatrowe offshore - instalacje czystych technologii węglowych (CCS, IGCC) - bloki atomowe		X		X		- ¹	
ENERGETYKA ROZPROSZONA, INNOWACYJNA ● konwergencja rynkowa - wytwarzanie i dostawa (zakup) oraz użytkowanie energii elektrycznej - usługi systemowe w obszarze operatorstwa dystrybucyjnego - systemy wspomagania OZE - systemy zarządzania emisjami (w szczególności CO₂) - internalizacja kosztów zewnętrznych - ujednolicenie podatków (w szczególności akcyzy) - jednolity rynek energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych ● uniwersalizacja technologiczna - technologie poligeneracyjne - paliwa biomasowe drugiej generacji - samochód hybrydowy - samochód elektryczny - ogniwo paliwowe/wodorowe	X X X X	 X X 	 X 	 	 X X X ⁵ X	 X ³ X ⁴	

Segment	Horyzont czasowy						
	2010	2012	2013	2015	2020	2030	2050
- paliwa płynne i gazowe z przeróbki węgla • integracja funkcjonalna - technologie utylizacyjno-energetyczne (elektroenergetyczne) - biogazownie, mikrobiogazownie - elektrownia szczytowo-pompowa i farma wiatrowa - farma wiatrowa i rezerwowe źródło gazowe - technologie wytwórczo-zasobnikowe - technologie sieciowo-zasobnikowe - farma wiatrowa i ogniwo paliwowe/wodorowe • nowe technologie dedykowane - zwiększanie zdolności przesyłowych istniejących sieci - kolektory słoneczne - mikroźródła wiatrowe - ogniwa fotowoltaiczne - elektrownie wodne ultraniskospadowe - nanogeneratory (technologie bezpieczeństwa osobistego i publicznego) • zarządzanie energią (i bezpieczeństwem) - użytkowanie energii (DSM, RD) - dom (obiekt) inteligentny - wirtualne źródło poligeneracyjne - sieć inteligentna (Smart Grid)						x ⁵	
	x						
	x						
	x						
	x						
			x				
			x				
					x ⁵		
	x						
		x					
		x					
					x ⁵		
				x			
				x			
	x						
	x						
		x					
		x					

¹ Brak możliwości budowy nowych źródeł ze względu na wymagania środowiska.

² Brak perspektyw budowy nowych elektrowni.

³ Osiągnięcie dojrzałości technologicznej, ale duże ryzyko braku konkurencyjności.

⁴ Możliwość wybudowania, ale duże ryzyko braku konkurencyjności.

⁵ Osiągnięcie rynkowej konkurencyjności.

Dalej, zarówno niewprawny obserwator, jak i elektroenergetyk-ciepłownik-gazownik, z daleka łatwo nie dostrzeże, czy zintegrowane z mikrobiogazownią/biogazownią źródło kogeneracyjne pracuje równolegle na system elektroenergetyczny, czy autonomicznie. Podobnie, nie dostrzeże łatwo, że bardzo często mikrobiogazownia/biogazownia nie jest zintegrowana ze źródłem kogeneracyjnym, a produkowany w niej biogaz (zielony gaz) jest transportowany w postaci LNG lub CNG bądź zatłaczany do sieci gazowej (gazu ziemnego) i przesyłany w inne miejsce, gdzie jest odbiór ciepła, i tam wykorzystywany do produkcji skojarzonej. Za to inwestor finansowy, biotechnolog i rolnicy będą prawie wszystko wiedzieli o rynku mikrobiogazowni/biogazowni, o procesach zgazowania biomasy oraz ekonomicie rolnictwa energetycznego i bardzo dużo będą wiedzieli o rynku energii elektrycznej.

Wójt wiejskiej gminy, odpowiedzialny za zarządzanie kryzysowe w gminie i za infrastrukturę, przedsiębiorca działający na terenie gminy (właściciel gorzelni, dużej mleczarni, dużej obory, dużej chlewni, dużych kurników, przetwórnicy owocowo-warzywnej, albo też cukrowni zamkniętej 20 lat wcześniej, w ramach restrukturyzacji cukrownictwa po akcesji

Polski do UE) oraz grupa producencka rolników (uprawiających buraki energetyczne i kukurydzę energetyczną) będą dalej rozwijać w 2030 roku gminne centrum ekologiczno-energetyczne, które powstawało w ciągu dwóch dekad wokół biogazowni utylizującej biomasę odpadową, dodatkowo zasilanej substratami w postaci kiszonki z roślin energetycznych, uprawianych w strefie energetycznej gminy. Centrum, oprócz biogazowni zintegrowanej ze źródłem kogeneracyjnym, będzie obejmować wytwórnię paliw płynnych drugiej generacji oraz wytwórnię uszlachetnionej biomasy stałej (pelet i brykietów).

Gazownik-elektroenergetyk-ciepłownik będzie wiedział w 2030 roku o kilkunastu gazowych źródłach kogeneracyjnych na gaz ziemny o mocach elektrycznych wynoszących około 50 MW (w miastach powyżej 100 tys. mieszkańców), kilkudziesięciu takich źródłach o mocach kilka...kilkanaście MW (w miastach powyżej 50 tys. mieszkańców) oraz kilku tysiącach źródeł o mocach do około 1 MW (kogeneracja małej skali i mikrokogeneracja: w małych miejscowościach, w biurach, w obiektach użyteczności publicznej, u małych i średnich przedsiębiorców).

Elektroenergetyk-sieciowiec, który w 2030 roku będzie patrzył na sieć napowietrzną poprzez pryzmat topologii (linii i stacji), będzie widział ją prawie taką jak w 2008 roku. Ale będzie wiedział, że w ostatnich dwóch dekadach nastąpiła wielka intensyfikacja (nawet dwukrotna) wykorzystania linii oraz stacji elektroenergetycznych (jako skutek innowacyjnego podejścia do zasobów sieciowych, osadzonego w nowych technologiach modernizacyjnych, związanych z wykorzystaniem przewodów wysokotemperaturowych, a także w nowych koncepcjach obciążalności dynamicznej urządzeń i zarządzania ich życiem, wspartych modelami statystyczno-probabilistycznymi i technologiami teleinformatycznymi).

Elektroenergetyk-elektrowniarz, który w 2030 roku będzie patrzył na wielkoskalowe źródła wytwórcze poprzez pryzmat lokalizacji będzie je widział praktycznie tak jak w 2008 roku. Będzie jednak wiedział, że w ostatnich dwóch dekadach nastąpiła ich głęboka modernizacja: mianowicie, że stare bloki węglowe zostały zastąpione nowymi o parametrach nadkrytycznych, o znacznie większych mocach i istotnie większych sprawnościach.

Górnik-chemik i zarazem energetyk jądrowy będzie widział w 2030 roku kilka wielkich instalacji czystych technologii węglowych (będą to instalacje na Śląsku, i koło Legnicy). W instalacjach tych będą produkowane benzyny syntetyczne, gazy syntezowe i wodór, z wykorzystaniem reaktorów jądrowych jako źródeł ciepła. Paliwa z przeróbki węgla będą dystrybuowane do sieci rozproszonych źródeł poligeneracyjnych (także do rozproszonych instalacji wytwórczo-zasobnikowych).

Politycy i rolnicy w UE zapomną w 2030 roku o tym, że była Wspólna Polityka Rolna. Rolnicy-przedsiębiorcy zdywersyfikują do tego czasu swoją działalność i przeznaczą 20% gruntów rolnych na uprawy energetyczne, po to, aby umożliwić sobie lepsze zarządzanie własnym ryzykiem rynkowym. Taka alokacja rolnictwa między segment żywnościowy i energetyczny zapewni rynkową równowagę cen żywności i energii, czyli zapewni korzyść dla całej gospodarki. Biotechnolodzy z kolei w 2030 roku będą mieli za sobą zwycięską batalię o dopuszczenie stosowania technologii GMO w rolnictwie energetycznym i będą oferowali wodór produkowany bezpośrednio z biomasy, bez przechodzenia przez fazę gazową. Tym samym będą się przygotowywać do ogłoszenia informacji, że zaczyna się epoka społeczeństwa wodorowego.

Wszystkie inwestycje (małe i bardzo duże) będą finansowane w 2030 roku ze środków własnych inwestorów i z kapitału giełdowego. Inwestorzy nie będą wypełniać misji, będą natomiast zarabiać i realizować dobre praktyki biznesowe. Widzialna ręka regulatora (państwa) nie będzie niszczyć niewidzialnej ręki rynku. Sojusz korporacyjno-polityczny nie będzie terroryzował społeczeństwa utratą bezpieczeństwa energetycznego. Państwo nie będzie podtrzymywać systemu podatku akcyzowego w obecnym kształcie, rodem z okresu rozkwitu społeczeństwa przemysłowego. Odbiorcy będą w naturalny sposób przyjmować ryzyko

rynkowe; w przypadku zasilania z systemu elektroenergetycznego pogodzą się oni w szczególności z cenami energii elektrycznej (dostarczanej bezpośrednio przez wytwórców, albo przez przedsiębiorstwa handlowe), które tylko trochę wolniej się będą zmieniać od cen akcji na giełdach kapitałowych. Ale też odbiorcy (użytkownicy energii elektrycznej) będą mieli realną możliwość wyboru swojego paliwowo-technologicznego systemu zasilania w energię elektryczną (z sieci, za pomocą samochodu hybrydowego, z ogniwa paliwowego, z zasobnika energii elektrycznej).

ZAKOŃCZENIE

Uwarunkowania, przedstawione w wykładzie bardzo szeroko (uwzględniające historyczne odniesienia, obiektywne globalne trendy, a także polskie potrzeby i zasoby), wskazują wiarygodnie na szansę wykreowania narodowego programu energetycznego i wokółenergetycznego. Chodzi tu o program, który może być impulsem cywilizacyjnym dla Polski (na pewno zwiększyć innowacyjność polskiej gospodarki).

Wykorzystanie szansy wymaga jednak wielkiej mobilizacji: między innymi środowisk naukowo-badawczych (uczelnianych) w kraju, a rządu w unijnych instytucjach. Na początek rząd powinien zadbać o odpowiednie regulacje (prawne) dla rozwoju innowacyjnej energetyki w UE, głównie poprzez wykorzystanie do tego celu polskiej prezydencji w 2011 roku.

Bazą do polskich propozycji powinny być rozwiązania Pakietu 3×20. Istotą polskich propozycji powinny być rozwiązania na rzecz modernizacji podatku akcyzowego (w części dotyczącej paliw i energii) przy założeniu, że narzędziem umożliwiającym tę modernizację, czyli narzędziem jej sfinansowania, może być inkorporacja kosztów zewnętrznych (wszystkich, nie tylko środowiska) do kosztów paliwa.

W Politechnice Śląskiej powinniśmy wyjść na spotkanie synergetyki pamiętając, że skończył się czas nieprzekraczalnych barier między naukami technicznymi, przyrodniczymi, ekonomicznymi, społecznymi, prawnymi i innymi. Dlatego musimy zrozumieć wzajemne powiązanie techniki (technologii) oraz mechanizmów podatku akcyzowego i inkorporacji kosztów zewnętrznych do kosztów paliwa. A wówczas stworzymy dobre podstawy pod reformy tych mechanizmów.

CYTOWANE ŹRÓDŁA

- [1] Energy for Tomorrow's World – the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement. WEC Commission, 1993.
- [2] Popczyk J. Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki). Gliwice, 2006 (na prawach maszynopisu, www.egie.pl).
- [3] Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia opracowana pod redakcją J. Popczyka. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej.
- [4] Müller-Kraenner S. Bezpieczeństwo energetyczne. Nowy pomiar świata. Wydawnictwo "Z naszej strony". Szczecin 2009.
- [5] Grunwald M. Wasting Our Watts (We don't need new drilling or new power plants. We need to get efficient). Time. January 12. 2009.
- [6] Grunwald M. Going Nuclear (Proponents tout atomic energy as a clean, carbon-free alternative to coal and oil. But could sink nukes again). Time. January 12. 2009.

- [7] Popczyk J. Polska sytuacja w aspekcie unijnej strategii energetycznej do 2020 roku. Rynek Energii. 2008, nr 3.
- [8] Low-Energy Nuclear Reactions Sourcebook. Edited by Jan Marwan and Steven B. Krivit. American Chemical Society, Washington, DC. 2008.
- [9] Pagliaro M., Palmisano G., Cirimina R.: Flexible Solar Cells. Wiley. 2008.
- [10] Nanostructured materials for solar energy conversion. Edited by Tetsuo Soga. Elsevier. 2006.
- [11] Samir Kumar Khanal: Anaerobic Biotechnology for Bioenergy Production. Principles and Applications. Wiley. 2008.
- [12] Renewable energy policy and politics. A handbook for decision-making. Edited by Karl Mallon. London. Sterling, VA. 2006.
- [13] Renewable energy in Europe. Building markets and capacity. European Renewable Energy Council (EREC). Brussels. 2004.
- [14] Urban Energy Transition. From Fossil Fuels to Renewable Power. Edited by Peter Droege. Elsevier. 2008.
- [15] Investing in Renewable energy. Edited by J. Siegel. Wiley. 2008.
- [16] Morvay Z., Gvozdenac D.: Applied industrial energy and environmental management. Wiley. 2008.