

prof. Jan Popczyk – Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej

# POSTPRZEMYSŁOWA ENERGETYKA

PIĄTA FALA  
INNOWACYJNOŚCI  
II część

# CZTERY HISTORYCZNE FALE INNOWACYJNOŚCI

(w pigułce)

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 Baulton & 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 rozle-

gły 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, Nikolas 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, Manhatan) i komercyjny system dystrybucji energii elektrycznej oraz pierwszy układ przesyłowy prądu stałego (Europa), 1883 – elektryczny silnik indukcyjny, 1891 – pierwszy układ przesyłowy prądu prze-

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

miennego (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 przesądził o wyborze systemu prądu przemiennego).

3. Telefon, 1876 (Alexsander 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. Keynes!). Podkreślić trzeba, że interwencjonizm państwowy w skrajnej postaci został zastoso-

wany 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 raketowych. 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-internetowa<sup>2</sup>, 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 subsydiar-

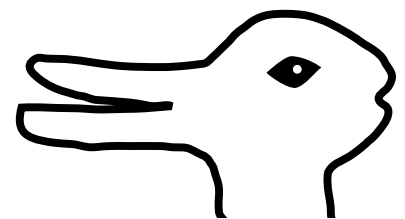
ności (akcesji do Wspólnot Europejskich takich państw jak: Wielka Brytania, Dania, Irlandia, Grecja, Hiszpania, Portugalia, Austria, Finlandia, Szwecja). Na falę tę złożyły się w szczególności:

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 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 Timę 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 tańcucha 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 OGÓLNIE)

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).

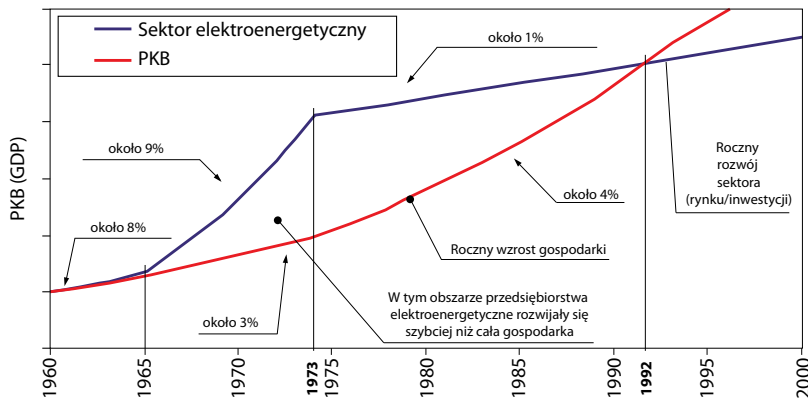


Kaczka czy królik?

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

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

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



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

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 ry sunek kaczkę albo królika, ale praktycznie nie możemy ich zobaczyć równocześnie.)

#### □ Pierwsza zmiana strukturalna (odwrócenie dynamiki wzrostu rynku energii elektrycznej i PKB (GDP))

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.

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 dyna-

miką rozwojową elektroenergetyki około 9% (zwiększoną w wyniku realizacji rozszerzonych programów inwestycyjnych po blackoutcie 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)

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 doprowa-

działa 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. minione 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 pro-

gram, 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:

$$P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{Z_f}$$

gdzie:  $P_{\text{nat}}$  – 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...270Ω).

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.

Rozważane ograniczenie napięcia znamionowego do poziomu 2500 kV wynika w szczególności z reguły Galeta:

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

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-płaszczyzna” i „przewód-przewód”, dla których współczynnik  $k$  równa się 1 i 1,5, odpowiednio).

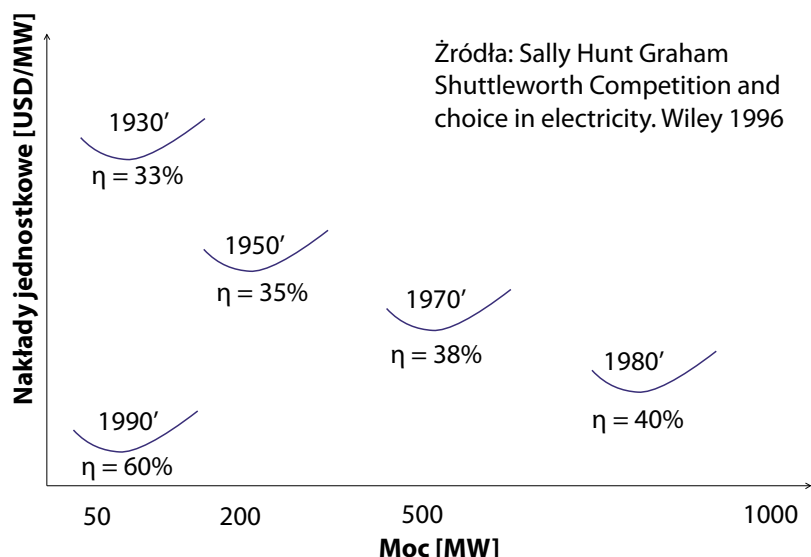
Jeżeli w tej regule  $d \rightarrow \infty$ , to  $U_{50\%} \rightarrow k \cdot 3400$  kV. Czyli nawet największy odstęp powietrzny w układzie „pręt-płaszczyzna” nie zapewnia ochrony przed przeskakiem, jeśli napięcie (amplituda fali udarowej) wzrośnie do 3400 kV.

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 przebiegów. Zastosowanie wyłączników synchronicznych pozwala obniżyć współczynnik przebiegów międzyfazowych do około 2,1 (jest to współczynnik około 1,5 razy większy od współczynnika przebiegów doziemnych, który wynosi około 1,4). Przy czym współczynnik przebiegów międzyfazowych  $s_m$  definiuje się w postaci wzoru:

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

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

Na podstawie przedstawionych uwag i danych liczbowych można wyliczyć, że największe możliwe napięcie znamionowe w układzie przesyłowym prądu przemiennego, warunkowane wytrzymałością przerwy powietrznej



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

międzyfazowej, określa wzór:

$$U_n = \frac{k3400 \cdot \sqrt{3}}{s_m \cdot m \sqrt{2}}$$

Współczynnik k we wzorze przyjmuje wartość 1,5. Współczynnik m uwzględnia natomiast: (1°) rozrzut statystyczny napięcia  $U_{50\%}$ , (2°) fakt, że wartości współczynników przebiegają 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. Ze wzoru 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 m<sup>3</sup> gazu. Takiej zdolności transportowej, wynoszącej 70 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, odpowiada roczna zdolność przesyłu energii w gazie, przy

wartości opałowej tego paliwa równej 36 MJ/m<sup>3</sup>, wynosząca:  $70 \times 10^9 \times 36 \times 10^6$  PJ = 700 TWh<sub>g</sub>. Równoważna roczna energia elektryczna, obliczona przy założeniu jej produkcji w blokach gazowo-parowych ze sprawnością  $\eta = 60\%$ , wynosi:  $700 \times 0,6 = 420$  TWh<sub>el</sub>. 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 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.

Technologie gazowe combi umożliwiły w ciągu kolejnych 10 lat (lata 90. XX wieku) wzrost sprawności netto do 55%, przy jednoczesnym obniżeniu mocy jednostkowych bloków najpierw 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% (łączna sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, decydująca o oszczędności paliw pierwotnych i redukcji emisji CO<sub>2</sub>). 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 CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> będą powodować jej obniżenie do około 42%, czyli do stanu osiąganego obecnie. Przetwarzanie paliw kopalnych (węgla na paliwa gazowe i/lub płynne, gazu ziemnego i ropy na wodor) też nie daje podstaw do optymizmu, bo wiąże się ze stratami energii nawet o połowę.

### □ Trzecia zmiana strukturalna (wykorzystanie zasady TPA do pobudzenia konkurencji)

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 rozptyłów 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.

$$K(P_G) = \sum_{i=1}^{n_G} k_i(P_{Gi}) \quad (1)$$

gdzie:  $K(P_G)$  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.

Jeśli pominąć straty przesyłowe, a także ograniczenia wytwarzania mocy w źródłach oraz ograniczenia sieciowe, to zadanie minimalizacji funkcji (1) jest zadaniem z jednym ograniczeniem równościowym, wynikającym z bilansu mocy w połączonym systemie elektroenergetycznym określonym równaniem:

$$\sum_{i=1}^{n_G} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{n_w} P_{Li} = 0 \quad (2)$$

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.

W rzeczywistości zadanie minimalizacji funkcji (1) ma oprócz ograniczenia równościowego (2), 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 napięć w węzłach sieci elektroenergetycznej (ograniczenia napięciowe lub inaczej węzłowe). Do rozwiązania zadania z ograniczeniami nierównościowymi (metodą iteracyjną) wykorzystuje się twierdzenie Kuhna-Tuckera.

Z ekonomicznego punktu widzenia podstawowe znaczenie w zadaniu minimalizacji funkcji (1) 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 (1) 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 może być stała moc czynna. Definicję krótkookresowego kosztu węzłowego można zatem zapisać za pomocą zależności:

$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial K(P_G)}{\partial P_{Li}} \quad (3)$$

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 rozptywu mocy OPF minimalizujące funkcję celu (1) z uwzględnieniem ograniczeń. Po raz pierwszy w literaturze światowej związek między optymalnym rozptyłem 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: Prac-*

tion and Theory. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1982).

Wymienieni autorzy przedstawili koncepcję zróżnicowanej czasowo i przestrzennie węzłowej ceny energii elektrycznej nazywanej *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 (najpierw H. Kocot, następnie R. Korab). Zastosowanie zadania OPF na rynku energii funkcjonującym według modelu aktualnie obowiązującego w Polsce wymaga modyfikacji funkcji celu (1) do postaci:

$$KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr}) = \sum_{i=1}^{n_G} \left[ \sum_{p=m+1}^{m+n} C_{ip} P_{Gip} - \sum_{r=1}^m C_{ir} (P_{Gir}^o - P_{Gir}) \right] \quad (4)$$

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  $i$ ,  $\mathbf{P}_{Gr} = [P_{Gir}; i = 1, 2, \dots, n_G; r = 1, 2, \dots, m]$ ,  $C_{ip}$ ,  $C_{ir}$  – 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 oferowa-

ne w tych pasmach są parametrami zadania. Skład jednostek wytwórczych nie ulega zmianie w wyniku przeprowadzenia obliczeń. W zadaniu tym poszukuje się minimum funkcji (4) w obszarze określonym przez techniczne ograniczenia równościowe i nierównościowe.

Uwzględniając funkcję celu (4) oraz klasyczną definicję krótkookresowego kosztu krańcowego (3), w warunkach polskiego rynku energii elektrycznej, krótkookresowy koszt krańcowy w węźle  $i$  można zdefiniować za pomocą wzoru (5).

$$LMP_i = SRMC_i = \frac{\partial KCZ(\mathbf{P}_{Gp}, \mathbf{P}_{Gr})}{\partial P_{Li}} \quad (5)$$

Krótkookresowy koszt węzłowy (5) można rozłożyć na składniki o prostej interpretacji fizycznej. Są to: koszt węzłowy energii elektrycznej 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:

$$LMP_i = \left(1 + \frac{\partial P_{str}}{\partial P_{Li}}\right) LMP_{b+} + \frac{\partial Q_{str}}{\partial P_{Li}} LMP_{qb+} + \sum_{g=1}^{n_g} \mu_g^{\max} \frac{\partial S_g}{\partial P_{Li}} + \sum_{j=1}^{n_w} (-\mu_{Uj}^{\min} + \mu_{Uj}^{\max}) \frac{\partial U_j}{\partial P_{Li}} \quad (6)$$

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  $j$ ,  $\mu$  – wektor mnożników Kuhna-Tuckera dla ograniczeń nierównościowych,  $n_g$  – liczba gałęzi.

Krótkookresowe koszty/ceny węzłowe, stanowią bardzo silne sygnały lokalizacyjne i znacznie polepszają uwarunkowania dla konkurencji w połączonych systemach. W praktyce oznacza to mię-

dzy 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 odnawialnej<sup>3</sup>, 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. □

3) Inaczej, dążenie do obniżenia zużycia paliw pierwotnych i ochrona środowiska (obecnie redukcja emisji CO<sub>2</sub>).