

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

POSTPRZEMYSŁOWA ENERGETYKA

PIĄTA FALA
INNOWACYJNOŚCI
IV część

■ 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 TWh¹ (zgodnie z obecnymi wyobrażeniami chodzi o paliwa w postaci estrów i etanolu).

Możliwość wypełnienia tego celu, wynikającego z Pakietu 3x20, 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.

□ Udziały energii odnawialnej na trzech polskich rynkach końcowych energii w 2020 r. (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

Tab. 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	60mln ton	70	170	40
Gaz ziemny	10 mld ton ³	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	40	220	50*
Energia odnawialna	-	-	-	2,5/7,5
Razem	-	300	1090	480

* Jest to energia „na kołach” samochodu, czyli inna niż ta, którą określa się według regulacji ustanowionych w ramach Pakietu 3x20 (w tym przypadku jest to energia „wlewana” do zbiornika samochodu).

Tab. 4. Polskie rynki końcowe (2009, 2020), w ujęciu obowiązującym w Pakiecie 3x20, 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	-

*Rynki końcowe oszacowane zgodnie z regulacjami Pakietu 3x20.

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



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 rocz-

Uwagi do tabeli 3

1. Węgiel kamienny – całkowite wydobycie wynosi 100 mln t/a, 20 mln t/a stanowi eksport.
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.
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).
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.
5. Energia odnawialna (wykorzystanie) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współspalaniu, 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 3x20, całkowicie nieuprawnione.
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.

nych 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.

Uwagi do tabeli 5

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

Tab. 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

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).
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).
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, przed-

siębiorstwami 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 ETS) 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 tendencji²

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 następujące³. 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 półtora razy 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 przypad-

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

3) 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.



ku 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.

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 (załączany 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) małoskalowych 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) 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 m³. W ogłoszonym programie jest to 5 do 6 mld m³.

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, zwłaszcza 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 trzy-

Tab. 6. Areal 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

krotnie, po ponad dwukrotnym zmniejszeniu się w ośmioletnim okresie poprzedzającym (1990-1997).

Zmiany pokazane w tabeli 6 zachodziły pod wpływem polskich przemian ustrojowych i akcesji do UE. Przyszłe wielkie zmiany będą/powinny nastąpić pod wpływem wygaszania WPR, transformacji istniejącego segmentu biopaliw pierwszej generacji (estry, etanol) w segment paliw drugiej generacji (przejdzie do segmentu 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 bezemisijnym/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 wieśset tysięcy: kolektorów słonecznych, pomp ciepła, ogniw fotowoltaicznych i wiatraków przydomowych. Ze stacji wodorowych będą już „tankowane” samoloty. Ogniw 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 jeżdżącego 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 tego zbytu na cele energetyczne). Nie będzie on jednak wiedział, że to jest ponad 2 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i około 2 tys. MW mocy dyspozycyjnej, a także 15 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej i ponad 50 PJ ciepła. Ten sam obserwator będzie widział 3 tys. pojedynczych biogazowni na obszarach wiejskich, gdzie będzie się uprawiało buraki energetyczne i kukurydzę energetyczną. Nie będzie on jednak wiedział, że to jest 3 tys. MW mocy elektrycznej zainstalowanej i prawie tyle samo mocy dyspozycyjnej, i aż 45 TWh rocznej produkcji energii elektrycznej oraz ponad 250 PJ ciepła.

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 ekonomice 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 gorzelnii, 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 źródeł 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 rozproszonego źródła poligeneracyjnych (także do

Tab. 7. Segmentacja technologii charakterystyczna dla Polski: energetyka wielkoskalowa (tradycyjna) vs (i/lub) energetyka rozproszona/innovacyjna. Możliwość uzyskania pierwszych efektów rynkowych z nowych inwestycji

Segment	Horyzont czasowy						
	2010	2012	2013	2015	2020	2030	2050
ELEKTROENERGETYKA WIELKOSKALOWA							
Inwestycje w istniejące technologie							
- bloki węglowe (kondensacyjne, elektrociepłownice)				x		1	
- elektrownie szczytowo-pompowe ²							
- bloki gazowo-parowe (elektrociepłownie gazowe)		x					
- farmy wiatrowe	x						
- sieci przesyłowe			x				
- sieci rozdzielcze	x						
Inwestycje w przyszłościowe technologie							
- farmy wiatrowe offshore				x			
- instalacje czystych technologii węglowych (CCS, IGCC)						x ³	
- bloki atomowe						x ⁴	
ENERGETYKA ROZPROSZONA, INNOWACYJNA							
Konwergencja rynkowa							
- wytwarzanie i dostawa (zakup) oraz użytkowanie energii elektrycznej	x						
- usługi systemowe w obszarze operatorstwa dystrybucyjnego		x					
- systemy wspomagania OZE	x						
- systemy zarządzania emisjami (w szczególności CO ₂)		x					
- internalizacja kosztów zewnętrznych			x				
- ujednoczenie podatków (w szczególności akcyzy)					x		
- jednolity rynek energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych					x		
Uniwersalizacja technologiczna							
- technologie poligeneracyjne	x						
- paliwa biomasowe drugiej generacji					x ⁵		
- samochód hybrydowy	x						
- samochód elektryczny		x					
- ogniwo paliwowe/wodorowe					x		
- paliwa płynne i gazowe z przeróbki węgla						x ⁵	
Integracja funkcjonalna							
- technologie uptylizacyjno-energetyczne (elektroenergetyczne)	x						
- biogazownie, mikrobiogazownie	x						
- elektrownia szczytowo-pompowa i farma wiatrowa	x						
- farma wiatrowa i rezerwowe źródło gazowe	x						
- technologie wytwórczo-zasobnikowe			x				
- technologie sieciowo-zasobnikowe			x				
- farma wiatrowa i ogniwo paliwowe/wodorowe					x ⁵		
Nowe technologie dedykowane							
- zwiększanie zdolności przesyłowych istniejących sieci	x						
- kolektory słoneczne		x					
- mikroźródła wiatrowe		x					
- ogniwa fotowoltaiczne					x ⁵		
- elektrownie wodne ultraniskospadowe				x			
- nanogeneratory (technologie bezpieczeństwa osobistego i publicznego)				x			
Zarządzanie energią (i bezpieczeństwem)							
- użytkowanie energii (DSM, RD)	x						
- dom (obiekt) inteligentny	x						
- wirtualne źródło poligeneracyjne		x					
- sieć inteligentna (Smart Grid)		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.



rozproszonych instalacji wytwórczo-zasobnikowych).

Politycy i rolnicy w UE zapomną w 2030 roku o tym, że była Wspólna Polityka Rolna. Rolnicy-przedsiębiorcy zdyswersyfikują 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 hybry-

dowego, 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 3x20. 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.

W nr 3/2010 "NE" znajdzie się refleksja prof. Jana Popożyka na temat synergetyki - piątej fali innowacyjności w świetle wydarzeń z ostatnich 10 miesięcy.

■ Literatura

- [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] Morvaj Z., Gvozdenac D.: *Applied industrial energy and environmental management*. Wiley. 2008.