

PRZEŁOM W ENERGETYCE

Jan Popczyk¹

Technologie i fundamentalne zmiany społeczne oraz geopolityczne wyprzedziły na świecie przestarzałe już koncepcje energetyki WEK (wielkoskalowej energetyki korporacyjnej), zwłaszcza XX-wieczne modele biznesowe w energetyce paliw kopalnych, z ekonomią monopolu naturalnego i kosztów przeciętnych oraz gigantycznymi transferami finansowymi w elektroenergetyce, a ogólnie z niepokrytymi kosztami zewnętrznymi środowiska.

Nie dało się pokonać w ciągu ostatnich trzydziestu lat narastającej luki za pomocą innowacji przyrostowych w energetyce WEK.

Dlatego uruchomiły się zmiany w trybie innowacji przełomowych. Do gry weszła energetyka EP-NI (energetyka prosumencka, energetyka niezależnych inwestorów) której naturalnym środowiskiem technologicznym jest środowisko ICT, OZE, LED, PH, HP, EV, UPS, a ekonomicznym – środowisko kosztów krańcowych krótkoterminowych i długoterminowych (inwestycyjnych) oraz kosztów unikniętych. Są to dwa najważniejsze środowiska właściwe dla otwartej konkurencji, ale też dla postępującej globalizacji, której największym wyzwaniem w nadchodzących dekadach będzie budowanie zrównoważonych zdolności do wzniesienia się na drabinie rozwojowej ponad 80% ludności (spoza obecnego bloku OECD).

Energetyka węglowa (maszyna parowa) dała w XVIII w. początek społeczeństwu przemysłowemu, ukształtowała je. Transport oparty na ropie naftowej i elektroenergetyka systemowa (czyniąca wiek XX wiekiem elektryczności) – węglowa, rozszerzona w drugiej połowie XX w. o energetykę jądrową – oraz energetyka gazowa (w tym elektroenergetyka gazowa i ciepłownictwo), która wdarła się na rynki w końcu XX w. dopełniły proces uzależnienia społeczeństwa przemysłowego od paliw kopalnych i sposobu funkcjonowania energetyki WEK. Czyli energetyki ufundowanej na paliwach kopalnych. W aspekcie rozwojowym (ekonomiczno-technologicznym) zdominowanej przez efekt skali. Funkcjonującej według modelu użyteczności publicznej, czyli pod osłoną państwa (z jednej strony), ale też (z drugiej strony) wykorzystywanej stale do celów politycznych (aż do czasu, dopóty politycy mają w tym interes).

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 pokazała Wielka Brytania, kolebka energetyki

¹ Do opracowania Raportu autor wykorzystał zasoby Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, głównie w postaci Raportów własnych. Dane z tych ostatnich skonfrontował z danymi dostępnymi w otwartych zasobach internetowych. Odniesienia związane z różnymi postaciami konwersji paliw kopalnych (przede wszystkim spalaniem i procesami cieplnymi) autor formułował z wykorzystaniem fundamentalnej pozycji literaturowej z dziedziny termodynamiki, mianowicie: Jan Szargut, *Termodynamika techniczna* (Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2011). Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) są związane tylko z zasobami paliw kopalnych i z falami innowacyjności. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponosi autor.

węglowej. Mianowicie, górnictwo brytyjskie (*British Coal*), które osiągnęło w 1913 r. szczytowe roczne wydobycie wynoszące 290 mln ton węgla, zatrudniało w 1920 r. 1,25 mln pracowników. W 1985 r., kiedy w brytyjskim górnictwie pracowało jeszcze ponad 220 tys. osób, doszło w nim do najcięższego strajku na świecie, który ostatecznie został przegrany przez (syndykalistyczne) związki górnicze. Dopiero wtedy nastąpiła skuteczna, chociaż niezwykle bolesna restrukturyzacja, trwająca prawie 10 lat, polegająca na prywatyzacji i pełnym urynkowaniu górnictwa w Wielkiej Brytanii.

Wraz z końcem XX w. zakończyła się wschodząca faza energetyki WEK (paliw kopalnych), zarazem rozpoczęła się wschodząca faza energetyki EP-NI (energetyka prosumencka, energetyka niezależnych inwestorów); istotą tej ostatniej (traktowanej łącznie) są źródła wytwórcze energii elektrycznej OZE oraz całkowicie nowe rynki energii użytecznej (elektrycznej) – służące do zaspokojenia tradycyjnych usług energetycznych (dotychczasowe użytkowanie energii elektrycznej, ciepłownictwo i transport) – kształtujące się w nowym środowisku technologicznym w obszarze efektywności energetycznej oraz użytkowania energii elektrycznej ze źródeł OZE.

Trzy fundamentalne przesłanki tej roboczej hipotezy są następujące. Po pierwsze, zakończyła się hegemonia bloku państw rozwijających w trybie naśladowczym energetykę WEK (państw będących głównym beneficjentem energetyki WEK), czyli bloku utożsamianego obecnie z blokiem OECD (około 1,2 mld ludności). Chiny (1,4 mld ludności) weszły wprawdzie do globalnej gry gospodarczej (i politycznej) wykorzystując na przełomie wieków (XX i XXI) model naśladowczy rozwoju energetyki (czyli rozpoczynając od elektroenergetyki węglowej i jądrowej), ale na początku dekady 2010. naśladowczą trajektorię rozwojową energetyki przestawiły na przełomową (czyli na energetykę wschodzącą). Ponadto wchodzi do gry wielkie państwa/regiony, dla których rozwój energetyki w trybie innowacji przełomowych, w modelu coraz bardziej endogenicznym, staje się szansą wyrwania się z zapóźnienia gospodarczego i cywilizacyjnego. Są to przede wszystkim Indie (1,3 mld ludności), które w połowie dekady 2010. weszły (na bardzo niskim pułapie rozwoju energetyki WEK) na trajektorię rozwojową energetyki wschodzącej, aby w ten sposób stworzyć podstawy wyjścia z zapóźnienia gospodarczego. Jest to także Afryka Subsaharyjska (0,9 mld), dla której wejście na trajektorię rozwojową energetyki wschodzącej jest praktycznie jedyną szansą wyjścia z zapóźnienia cywilizacyjnego.

Po drugie, rozwój szeroko rozumianych technologii ICT wyprzedził w bloku OECD bardzo przestarzałe już koncepcje rynku energii elektrycznej WEK. Dalsze powiększanie rozwarcia między technologiami, w świecie których funkcjonują coraz bardziej otwarte społeczeństwa, a zamkniętymi koncepcjami, które chronią interesy polityczno-korporacyjne energetyki WEK jest niemożliwe. Dlatego musi nastąpić w krótkim czasie radykalna zmiana koncepcji rynku energii elektrycznej. Kluczem do tego jest w bloku OECD zmiana modeli biznesowych użytkowania istniejących sieci elektroenergetycznych i ich „doposażenia” w technologii ICT. W wymiarze globalnym – obejmującym, poza OECD, Chiny, Indie, Afrykę Subsaharyjską i resztę świata (2,2 mld ludności) – kluczowy jest z kolei fakt, że społeczeństwa mają już potencjał płynnej dyfuzji energetyki wschodzącej wytworzony przez rozwój technologii teleinformatycznych. Oczywiście, w stopniu w jakim energetyka wschodząca będzie wyłączana z obszaru regulacji typu politycznego, i będzie zbliżała się do modeli rynkowych silnie konkurencyjnych. Indie i Afryka Subsaharyjska są bardzo dobrym

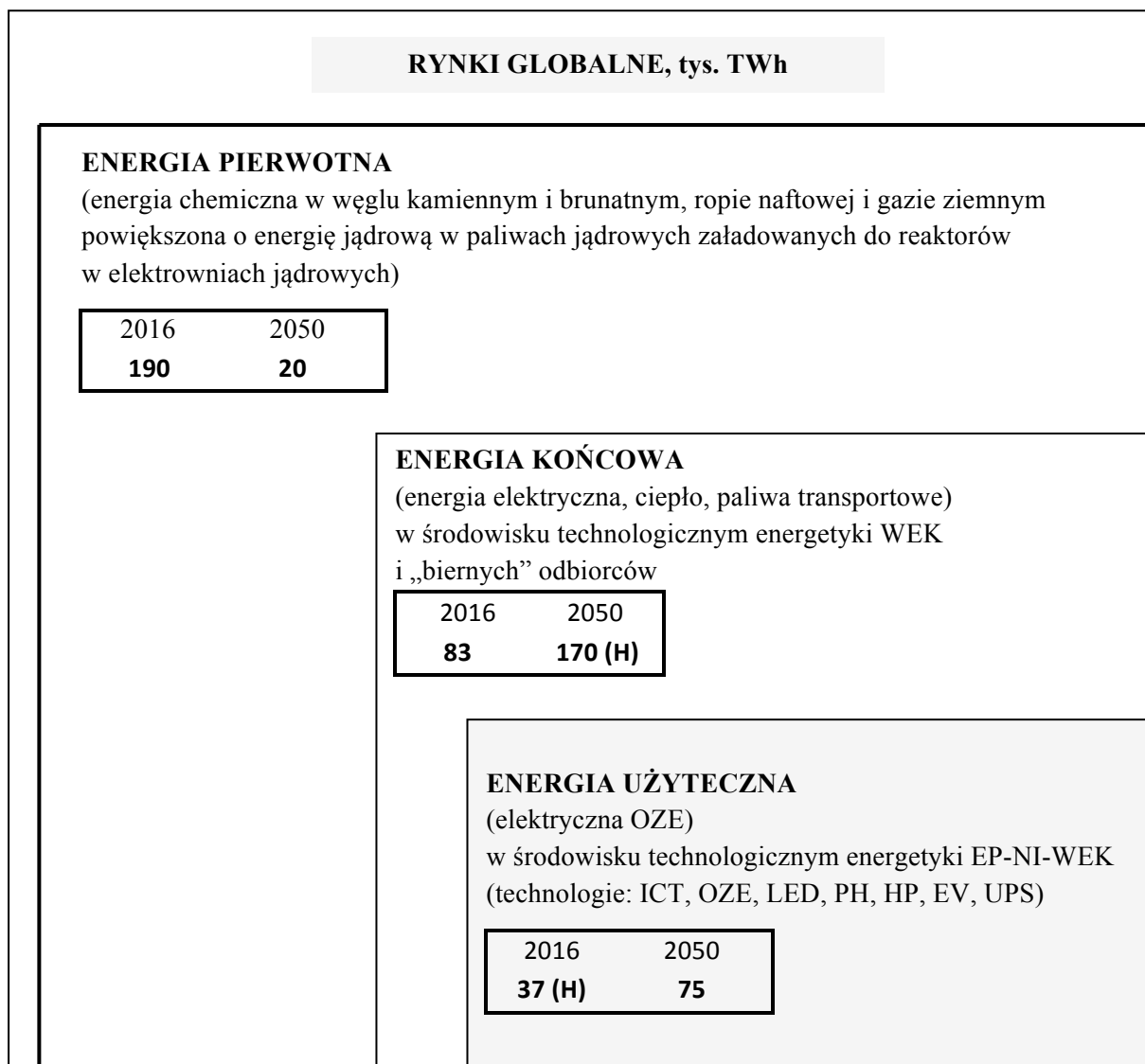
przykładem potwierdzającym tę tezę szczegółową. Mianowicie, w obydwu przypadkach energia elektryczna, jako dobro wrażliwe, mająca najwyższe miejsce w rankingu politycznym, jest droga i duża część społeczeństwa (a w krajach Afryki Subsaharyjskiej bywa, że nawet większość) nie ma do niej w ogóle dostępu. Za to dostęp do telefonów i do Internetu w obydwu przypadkach jest, przy słabych regulacjach politycznych i silnej rynkowej konkurencji, tani i szeroko rozpowszechniony.

Po trzecie, zasoby OZE (promieniowanie słoneczne, wiatr, biomasa) stanowią fundament energetyczny endogenicznego modelu rozwojowego dobry w każdym wymiarze. Mianowicie jest on dobry dla krajów bloku OECD, dla Chin i dla Indii. W szczególności jest dobry dla krajów Afryki Subsaharyjskiej. A najważniejsze, że jest dobry na najniższym poziomie organizacji gospodarki energetycznej, tzn. na poziomie gospodarstwa domowego. Ponadto, kluczowe znaczenie ma fakt, że energia elektryczna ze źródeł OZE ma najwyższą, obok energii mechanicznej, użyteczność (w kategoriach egzergii) z punktu widzenia zaspakajania potrzeb energetycznych w tradycyjnych obszarach: (dotychczasowego) użytkowania energii elektrycznej, ciepłownictwa oraz transportu. Oczywiście, istotą fundamentalnego znaczenia egzergii energii elektrycznej oraz endogenicznych modeli rozwojowych (w sferze gospodarczej) jest niewyczerpywalność zasobów OZE i „demokratyczny” dostęp do nich, a ponadto nowe (skomercjalizowane już) środowisko technologiczne w obszarze efektywności energetycznej (ogólnie) oraz w obszarze użytkowania energii elektrycznej ze źródeł OZE. Tym środowiskiem są – oprócz technologii ICT, w szczególności teleinformatycznych – technologie oświetleniowe (LED), technologie domu pasywnego (PH), pompa ciepła (HP), samochód elektryczny (EV), systemy gwarantowanego zasilania UPS.

Fakt, że świat skomercjalizował już środowisko technologiczne w obszarze efektywności energetycznej w przedstawionym zakresie oraz w obszarze użytkowania energii elektrycznej ze źródeł OZE pozwala mówić o rynku nowych usług energetycznych i utożsamiać rynek energii „użytecznej” z rynkiem energii elektrycznej potrzebnej do pokrycia zapotrzebowania (wytwarzanego przez rynek nowych usług energetycznych); ten nowy rynek energii elektrycznej nazywa się w raporcie „mono rynkiem energii elektrycznej” (w tendencji jest to mono rynek energii elektrycznej OZE. Podkreśla się przy tym, że nowa trajektoria rozwojowa energetyki wiąże ze sobą w rozległy synergiczny efekt, po raz pierwszy w historii: wielką egzergię energii elektrycznej, niewyczerpywalność źródeł energii, demokratyczny dostęp do zasobów przyrodniczych (ale też odpowiedzialność za niedopuszczenie do przekroczenia zdolności samoodtworzeniowych przyrody) i mechanizmy otwartej – w środowisku technologicznym: ICT, OZE, LED, PH, HP, EV, UPS – konkurencji. Bez skomercjalizowania całego środowiska technologicznego pojęcie rynku energii użytecznej byłoby bezużyteczne. W tym niemożliwe byłoby uniknięcie wielkich strat egzergii charakterystycznych dla procesów cieplnych w energetyce paliw kopalnych.

Oczywiście, sprawą otwartą pozostaje wykorzystanie energii odnawialnej zawartej w biomasie. Jeśli przetwarza się ją w energię elektryczną poprzez proces spalania, to występują duże straty egzergii w następnym ogniwie przetwarzania, czyli w procesach cieplnych. To rodzi dwie konsekwencje. Po pierwsze, wykorzystanie biomasy nieprzetworzonej poprzez spalanie, ale także poprzez wykorzystanie do produkcji biopaliw gazowych i płynnych w procesach biologicznych i termodynamicznych (fizyko-chemicznych) jest zasadne wówczas, gdy celem jest usługa energetyczna w postaci produkcji ciepła (tylko

ciepła); czyli są to usługi energetyczne związane z przygotowywaniem posiłków oraz ogrzewaniem i produkcją ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych i w segmencie usług, także z produkcją ciepła do potrzeb procesów przemysłowych. Po drugie, wykorzystanie biomasy jest zasadne, gdy celem jest zapewnienie zdolności regulacyjno-bilansujących (w źródłach wytwórczych) na rynku energii elektrycznej.



Rys. 1. Rynki energii pierwotnej, końcowej i użytecznej w globalnej perspektywie i w horyzoncie 2050; (H) – rynek hipotetyczny, albo ekwiwalentny

Rysunek 1 przedstawiający najbardziej ogólną strukturę rynków energii – pierwotnej, końcowej i użytecznej – jest emanacją sformułowanej roboczej hipotezy oraz trzech fundamentalnych przesłanek tej hipotezy. Dane przedstawione na rys. 1 są przetworzonymi (w tym uproszczonymi) oszacowaniami z tabel 1, 2 oraz 5.

Znacznie bardziej szczegółowa, niż na rys. 1, struktura tab. 1 oraz przedstawione w niej dane i wyjściowe oszacowania odzwierciedlają trzy aspekty: podmiotowy (ludnościowy), czasowy (okres transformacji) oraz przedmiotowy (energetyczny), rozpatrywane w perspektywie globalnej. Aspekt ludnościowy uznaje się tu za nadrzędny z punktu widzenia

transformacji energetyki. Wynika to stąd, że nie rozwiąże się na świecie żadnego z nabrzmiewających niezwykle dynamicznie problemów, jeśli cała populacja światowa będzie miała dostęp do telefonów i Internetu, ale nie będzie miała dostępu do energii elektrycznej. Aspekt czasowy jest ważny z punktu widzenia granicznych dat okresu transformacyjnego. Chodzi w szczególności o uznanie, że połowa bieżącej dekady jest w globalnej perspektywie przełomem w całej energetyce, nie tylko w górnictwie (węgla kamiennego i brunatnego) oraz w elektroenergetyce (w tabeli są to umownie lata 2015-2016). Z kolei horyzont 2050, powszechnie łączony z celami globalnej polityki klimatyczno-energetycznej musi być coraz bardziej rozpatrywany w perspektywie globalnych celów cywilizacyjno-społecznych. Wreszcie aspekt energetyczny jest krytyczny z punktu widzenia potrzeby realnego uwzględnienia osiągniętego już rozwoju środowiska technologicznego (ICT, OZE, LED, PH, HP, EV, UPS), ale także potrzeby rekonstrukcji grup interesów (interesów nieadekwatnych do potrzeb współczesnego społeczeństwa na bardziej nowoczesne, prospołeczne), w szczególności na grupy uznające mechanizmy konkurencji.

Tab. 1. Synteza trajektorii transformacyjnej energetyki w globalnej perspektywie

	2015-2016	2050	roczna stopa zmiany
Ludność			
	mld		‰ (wzrost)
OECD	1,2	1,3	2,1
Chiny	1,4	1,5	2,0
Indie	1,3	1,9	10,2
Afryka S.	0,9	1,9	20,4
Reszta świata	2,2	2,4	2,2
Cały świat	7,0	9,0	8,1
Schyłkowe rynki paliw kopalnych i tradycyjnej energetyki jądrowej			
	jednostki naturalne		‰ (redukcja)
Węgiel, mld ton	7+1	0,8	7
EJ, tys. TWh	3	0,3	7
Ropa, mld ton	4	0,8	5
Gaz, bln m³	2	0,4	5
Wschodzące rynki wytwórcze energii elektrycznej OZE			
Energetyka	tys. TWh		‰ (wzrost)
Wodna	4	5	0,5
Wiatrowa	1	30	12
PV	0,3	20	14
Biomasowa	0,3	10	10
Rynki energii użytecznej (elektrycznej), ekwiwalentny w 2016 i antycypowany w 2050 (ryunki usług energetycznych kształtujące się w nowym środowisku technologicznym w obszarze efektywności energetycznej oraz użytkowania energii elektrycznej)			
	energia użyteczna, tys. TWh		‰ (wzrost)
Świat	37	75	2,2

Przedstawione w tab. 1 dane i wyjściowe oszacowania, spójne z tabelami 2 oraz 5, mają na celu pokazanie, że podstawowe cele transformacji (klimatyczne, społeczne) można uznać za

realizowalne w tym sensie, że mieszczą się w obszarach zdolności mechanizmów rynkowych do „wygaszenia” starej energetyki i zbudowania nowej. W szczególności chodzi tu o koordynację poszczególnych procesów (weryfikację racjonalności tych procesów, z punktu widzenia ochrony wygaszanej energetyki WEK przed nadmiernymi kosztami osieroconymi z jednej strony, oraz zapewnienia wystarczającej wydolności inwestycyjnej energetyki EP-NI, przede wszystkim jej segmentu wytwórczego OZE. Kluczowe znaczenie z tego punktu widzenia mają roczne zmiany przedstawione w ostatniej kolumnie tab. 1. Są to zmiany, które w energetyce można uznać za spełniające kryterium racjonalności. Bardziej szczegółowe odniesienia do nich są przedmiotem dalszej części Raportu.

MAKROEKONOMICZNY OPIS (WSPÓŁCZESNEJ) ENERGETYKI

Dramatyczny spadek wartości rynków paliw kopalnych oraz wartości przedsiębiorstw górniczych, ale także elektroenergetycznych, a z drugiej strony rosnące nakłady inwestycyjne na nową energetykę (ich wielka dynamika) w niepodważalny sposób potwierdzają globalną przebudowę energetyki. Jednak długo jeszcze bagatelizowanie siły starej energetyki, której podstawą są paliwa kopalne (w tym paliwa jądrowe), jest niedopuszczalne (byłoby nierozumne).

Przełom w energetyce – kryzys strukturalny w energetyce WEK (w energetyce paliw kopalnych i jądrowej). W drugiej połowie drugiej dekady XXI w. górnictwo brytyjskie praktycznie jest już wygaszone. Za Wielką Brytanią poszła cała Europa, i zlikwidowała górnictwo węgla kamiennego w trybie bardzo bolesnej restrukturyzacji. Wyjątkiem jest Republika Czeska, gdzie górnictwo to zostało zlikwidowane (jest likwidowane) w trybie upadłości (konsorcjum OKD, posiadające w swoich aktywach całe czeskie górnictwo z wydobyciem wynoszącym w 2016 r. 8 mln ton, ogłosiło (właśnie w tym roku) upadłość i całkowite zakończenie wydobycia węgla w 2023 r.). Wyjątkiem jest Polska, która ma niestety rozwiązanie katastrofalnego problemu ekonomicznego swojego górnictwa oraz związanego z nim problemu społecznego, i na koniec problemu kosztów zewnętrznych górnictwa, w tym problemu ekologicznego (środowiskowego), ciągle przed sobą.

Fala bankructw przedsiębiorstw górniczych, która w czasie od lipca 2015 r. do czerwca 2016 r. dotknęła USA, z wydobyciem prawie 0,9 mld ton, nie ma odniesienia w całej historii górnictwa węgla kamiennego na świecie: zbankrutowały największe firmy górnicze USA, posiadające udział w wydobyciu w USA wynoszący w przeszłości ponad 50% (zbankrutowały: *Walter Energy*, *Alpha Natural Resources*, *Arch Coal*, *Peabody Energy* – największa prywatna firma węglowa świata). Z kolei Chiny rozpoczęły na początku 2016 r. największy w światowej historii górnictwa węgla kamiennego program restrukturyzacji, obejmujący redukcję rocznego wydobycia o 700 mln ton, przy rocznym wydobyciu wynoszącym około 3,5 mld ton (w drugiej połowie 2016 r. program ten został ze względów społecznych nieco spowolniony). Świat z rocznym wydobyciem wynoszącym na progu 2016 r. ponad 7 mld ton „osunął” się bezpowrotnie z historycznego szczytu węglowego.

Transport (samochodowy od przełomu XIX i XX w., lotniczy od II wojny światowej) korzystający z ropy naftowej, a potem energetyka gazowa, rozwijająca się gwałtownie od

połowy lat 1990. spowodowały uzależnienie świata demokratycznego od krajów niedemokratycznych i umożliwiły tym ostatnim terroryzm energetyczny na wielką skalę. Kryzysy naftowe w latach 1970. zapoczątkowały w zakresie bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego sytuację mającą znamiona permanentnego kryzysu energetycznego, naznaczoną niespotykaną wcześniej skalą trudności związanych z politycznym terroryzmem energetycznym. Sytuacja ta trwała aż do końca pierwszej dekady obecnego wieku. Trzykrotne od 2004 r. przerwy w dostawie gazu do UE, będące wynikiem rosyjskiej strategii politycznej względem Białorusi i Ukrainy, były sygnałem ostrzegawczym.

Gwałtowne wzrosty cen giełdowych ropy w połowie 2008 r. nadały swoistą dynamikę długotrwałemu światowemu kryzysowi finansowo-gospodarczemu, zapoczątkowanemu amerykańskim kryzysem na rynku nieruchomości, przedłużonemu przez kryzys finansów publicznych UE (Irlandia, Hiszpania, Portugalia, Grecja). Oczywiście, za gwałtownymi wzrostami cen giełdowych ropy szły (na rynku gazu sieciowego) wzrosty giełdowych cen węgla kamiennego oraz opóźnione o dziewięć miesięcy wzrosty cen (rosyjskiego) gazu ziemnego dostarczanego do Europy zgodnie z długoterminowymi kontraktami *take or pay* (stanowiącymi kwintesencję cenotwórstwa gazu sieciowego, dominującego w polityce rosyjskiej w Europie).

Wzrosty cen ropy w 2008 r. (i wszystkie skutki z tym związane w światowej energetyce) wywołały przesilenie na wszystkich rynkach paliw kopalnych podobne do przesilenia, które w europejskim górnictwie węgla kamiennego wywołał strajk w Wielkiej Brytanii ponad 20 lat wcześniej (zwraca się tu uwagę, że pierwsze przesilenie było odpowiedzią na terroryzm syndykalistyczno-korporacyjny, a drugie na terroryzm polityczno-korporacyjny). Podkreśla się, że drugie przesilenie spowodowało gwałtowny rozwój konkurencji na rynkach gazu (przyspieszyło rozwój technologii gazu łupkowego, rozwój technologii upłynniania gazu ziemnego i łupkowego oraz transportu i regazyfikacji gazu płynnego LNG, rozwój rynków haborowych/giełdowych gazu). Oczywiście, rozwój konkurencyjnych rynków gazu zapoczątkował gwałtowny proces wypierania węgla z rynków energii elektrycznej oraz z rynków ciepła (punktem zwrotnym przyspieszającym ten proces było przejściowe obniżenie cen energii chemicznej w gazie łupkowym do poziomu cen energii chemicznej w węglu kamiennym w USA w latach 2014-2015).

Z kolei energetyka jądrowa pozostawia po sobie wypalone paliwo jądrowe, którego utylizacja jest ciągle problemem (w szczególności ciągle nie ma na świecie docelowych składowisk tego paliwa). Skala trudności związanych z wycofywaniem elektrowni jądrowych z eksploatacji po wyczerpaniu się ich rezerwów technicznych nie jest jeszcze światu w pełni znana. Wiadomo jednak z całą pewnością, że koszty są ogromne. Najbardziej spektakularnym przykładem ich pełnej (rynkowej) internalizacji są koszty ponoszone przez Wielką Brytanię. Jej (internalizacji) wynik, to bankructwo (2002) przedsiębiorstwa *Nuclear Electric*, mimo ogromnych subsydiów, z których przedsiębiorstwo korzystało od jego utworzenia w ramach brytyjskiej reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjnej przeprowadzonej w latach 1989-1990. Drugiego charakterystycznego przykładu dostarcza niemiecka energetyka jądrowa, której proces całkowitego wygaszenia (zapoczątkowany w 2011 r. nie względami technicznymi, a decyzją polityczną po katastrofie elektrowni *Fukushima*) zakończy się w 2023 r. Koszty likwidacji niemieckiej energetyki jądrowej, w tym głównie długoterminowego składowania wypalonego paliwa jądrowego ocenia się na około 2 mln €/MW, przy nakładach

inwestycyjnych na nowe bloki jądrowe wynoszących wspólnie już 6,7 mln €/MW. Trzecim przykładem będzie Francja. Jest to kraj, który generalnie ma przed sobą wielkie problemy związane z uzależnieniem się od energetyki jądrowej, bo ta w drugiej połowie XX w. zdominowała całkowicie francuską politykę energetyczną (w stopniu najsilniejszym na świecie), osiągając udział w bilansie podaży energii elektrycznej przekraczający 80%.

Innym kłopotem, który powoduje energetyka jądrowa jest ryzyko jej dyfuzji w obszar zbrojeń i zwiększone ryzyko wykorzystania do celów politycznych i terrorystycznych. Iran, Korea Północna, Pakistan są w tym przypadku przykładami najwyraźniejszymi, ale nie jedynymi. W wypadku Korei Północnej chodzi zresztą już o zagrożenie porządku światowego na wielką skalę.

Czynnikami przesądzającym brak perspektyw rozwojowych energetyki jądrowej na świecie stały się oczywiście katastrofy elektrowni Czarnobyl (1986) oraz *Fukushima* (2011). Wielkie znaczenie ma fakt, że katastrofy te nastąpiły w biegunowo różnych środowiskach (modelach) polityczno-korporacyjnych (biznesowych). I obydwie pokazały, że ani jedno ani drugie środowisko nie było zdolne do uchronienia się od skrajnej demoralizacji polityczno-korporacyjnej.

Całkowite załamanie się rynków popytowych na bloki jądrowe (przejściowy popyt chiński nie zmienia tej sytuacji w aspekcie fundamentalnym) powoduje oczywiście niezwykle trudną sytuację globalnych (amerykańsko-japońskich, francuskich, rosyjskich, chińskich, koreańskich) dostawców technologii jądrowych i wykonawców, zwłaszcza bloków klasy 1000 do 1600 MW. Całkowity rozkład biznesowy przemysłu jądrowego obrazuje w szczególności niezwykła dynamika przejęć i bankructw zapoczątkowanych w 2016 r. w trójkącie Francja (*Areva, EDF*) – USA (*Westinghouse Electric Company*) – Japonia (*Toshiba*). To powoduje brutalne (nieprzejrzyste) działania dostawców na rzecz podtrzymania zamówień na bloki jądrowe, zwłaszcza w krajach, w których politycy blokują transformację energetyki, wspierają natomiast energetykę paramilitarną (generalnie w krajach broniących gospodarki etatystycznej, będącej przeciwieństwem gospodarki innowacyjnej; przykładem jest Polska).

Ważniejsze jednak znaczenie ma wpływ katastrofy elektrowni *Fukushima* na procesy, które dobrze charakteryzuje sytuacja w trzech krajach. W **Niemczech** katastrofa zadecydowała o całkowitej likwidacji energetyki jądrowej (o natychmiastowym wyłączeniu ośmiu reaktorów oraz wyłączeniu pozostałych dziewięciu w okresie do 2023 r.). W **Japonii** po katastrofie nastąpiło wyłączenie wszystkich pięćdziesięciu reaktorów, i praktycznie wszystkie (bez dwóch trwale pracujących) pozostają one dalej wyłączone, mimo wielokrotnych prób mających na celu przywrócenie większości z nich do pracy, bo rząd i korporacja elektroenergetyczna nie są w stanie przezwyciężyć oporu społeczeństwa (np. w 2016 r. podjęte zostały trzy próby włączenia kolejnych reaktorów, dwie na początku i jedna w połowie roku, przy tym dwie pierwsze próby zakończyły się bardzo szybkim wyłączeniem reaktorów). W **Chinach** z kolei po 2011 r. nastąpił gwałtowny zwrot w kierunku energetyki OZE (wiatrowej i PV), która jest już potencjalnie wystarczająca do wyeliminowania energetyki węglowej i jądrowej w konkurencji o rozwojowy rynek energii elektrycznej (inwestycje w energetykę OZE mogą już zapewnić w całości pokrycie przyrostu

zapotrzebowania na energię elektryczną). Inną sprawą jest natomiast strategia Chin na rzecz zdobycia pozycji globalnego lidera w zakresie dostawcy dóbr inwestycyjnych, ale też inwestora, w obszarze energetyki jądrowej, w tym w obszarze technologii SMR (w związku z tą strategią, ekspansji zewnętrznej, wiele spraw w chińskiej wewnętrznej polityce energetycznej jest jeszcze otwartych).

Szacunkowe bilanse paliw kopalnych, energii elektrycznej i OZE oraz oszacowania wartości rynków energetycznych. W tabeli 1.2 przedstawiony został (dalej bardzo syntetyczny) globalny obraz paliw kopalnych (ich rynków). W tabeli uwzględnia się tylko energetyczne wykorzystanie węgla kamiennego (i brunatnego), ropy naftowej i gazu ziemnego oraz łupkowego.

Wykorzystanie energetyczne różni się oczywiście od dodatkowego wykorzystania surowców: węgla kamiennego w koksownictwie (w przeliczeniu na energię chemiczną jest to około 15%), ropy w przemyśle petrochemicznym oraz gazu w przemyśle chemicznym, głównie do produkcji nawozów (w ostatnim wypadku, czyli gazu, różnica jest bardzo duża, w przeliczeniu na energię chemiczną jest to ponad 40%).

Dane przedstawione w tab. 2 umożliwiają wykonywanie różnorodnych pochodnych analiz. Mianowicie, dane bilansowe i wartości rynków zestawione w tabeli, chociaż bardzo przybliżone, pozwalają z całą pewnością analizować wagę przebudowy energetyki z jednej strony, a z drugiej trudności z nią związane (tworzą wiarygodny punkt odniesienia do przebudowy). W analizach niezwykle ważne jest uchwycenie dynamiki procesów na globalnych rynkach paliw kopalnych, w tym szczególnie ich powiązanie z sytuacją na rynkach energii elektrycznej.

Trzy najważniejsze aspekty tej dynamiki są następujące. Pierwszym jest wielkość rynków paliw kopalnych wyrażona w jednostkach energii chemicznej i ich wykorzystanie energetyczne (węgle kamiennego praktycznie do produkcji energii elektrycznej i w niewielkim stopniu ciepła, węgla brunatnego wyłącznie do produkcji energii elektrycznej, ropy naftowej praktycznie tylko do produkcji paliw transportowych, gazu ziemnego i łupkowego do produkcji energii elektrycznej i ciepła).

Wielkość rynków paliw kopalnych (wykorzystywanych do celów energetycznych) po 2010 r. praktycznie nie zmienia się, albo tylko nieznacznie rośnie, porównywalnie z liczbą ludności, ale znacznie wolniej niż gospodarka światowa (której najbardziej syntetycznym wskaźnikiem wzrostu jest PKB).

W szczególności rynek węgla (kamiennego) w 2015 r. był dokładnie taki jak w 2011 r.; w 2014 r. był wprawdzie o 2,5% większy, ale spadek w 2015 r. całkowicie skompensował wcześniejszy wzrost (rynek węgla brunatnego wzrósł, ale był to wzrost w wymiarze całego bilansu energetycznego świata znikomy, w wymiarze procentowym w całym okresie kształtował się poniżej 5%). Rynek ropy rósł w okresie 2011-2015 o około 1,5% rocznie (łącznie około 8%). Rynek gazu ziemnego i łupkowego (sieciowego i LNG) zwiększał się nawet wolniej, rocznie o około 1,4% (łącznie około 7%). Dla porównania liczba ludności wzrosła na świecie w okresie 2010-2015 o około 6%, a dochód PKB zwiększył się o około 15% (do ponad 110 bln \$).

Tab. 2. Bilans energetyczny 2015 – świat (liczba ludności: 7 mld; liczba samochodów: 1,1 mld), tabela zaczerpnięta z zasobów BŻEP, zaktualizowana (dane wyjściowe bilansowe ustalono w drodze krytycznego przeglądu i „krzyżowej” weryfikacji piśmiennictwa internetowego)

Roczne zużycie paliw kopalnych, na cele energetyczne ⁽¹⁾				
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	ropa	gaz
Jednostki naturalne	7 mld ton	1 mld ton	4 mld ton	2 bln m ³
Wartość (giełdowa) mld \$	380 ⁽²⁾	35 ⁽³⁾	1300 ⁽²⁾	320-600 ⁽⁴⁾
Energia chemiczna tys. TWh	35	2,2	45	20
Emisja CO ₂ ⁽⁵⁾ mld ton	14	0,9	13	4
Energia końcowa ⁽⁶⁾ tys. TWh	10 _e + 5 _c (energia el.+ ciepło)	0,7 _e (energia el.)	38 _t + 3 _c + 1 _e (energia na kołach)	6 _e + 5 _c (energia el. + ciepło)
Roczna produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, tys. TWh				
3 _e				
Roczna produkcja energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych w źródłach OZE, tys. TWh				
wodne	wiatrowe	PV	biomasa przetworzona (biopaliwa gazowe, płynne)	biomasa stała (nieprzetworzona)
4 _e	1 _e	0,3 _e	(0,03 _e + 0,03 _c) _{Niemcy} + (0,6 _t) _{USA+Brazylia} ⁽⁷⁾	5 _c ⁽⁸⁾

⁽¹⁾ w szczególności bez zużycia węgla kamiennego i gazu ziemnego na cele procesowe (koksownictwo, przemysł chemiczny, ...); ⁽²⁾ przyjęto jednostkowe ceny giełdowe: węgiel kamienny – 55 \$/t, ropa – 330 \$/t (45 \$/baryłka); gaz 160 \$/(tys. m³); ⁽³⁾ do oszacowania wartości węgla brunatnego, który nie jest notowany na giełdach, przyjęto praktyczną regułę, zgodnie z którą cena jednostki energii chemicznej w węglu brunatnym jest równa 0,7 ceny jednostki energii chemicznej w węglu kamiennym; ⁽⁴⁾ wartość rynku gazu, który praktycznie jeszcze nie podlega pełnej wycenie giełdowej (choć specyficzne formy wyceny giełdowej, globalnej w przypadku gazu płynnego oraz lokalnej w postaci habów gazu sieciowego, są już stosowane) oszacowano w postaci przedziału: dolna wartość przedziału jest związana z krótkotrwałym mechanizmem rynkowym, który ukształtował się w USA pod wpływem boomu gazu łupkowego (boom ten spowodował zrównanie się cen energii chemicznej w gazie i w węglu kamiennym), górna wartość jest z kolei charakterystyczna dla reguły, która obowiązywała przez dziesięciolecia w dostawach sieciowych rosyjskiego gazu ziemnego do Europy i polegała na indeksowaniu (z 9-cio miesięcznym opóźnieniem) cen gazu w kontraktach długoterminowych *take or pay* cenami giełdowymi ropy naftowej; ⁽⁵⁾ oszacowania wykonane przy założeniu spalania stechiometrycznego; ⁽⁶⁾ przez energię końcową rozumie się tak określaną/nazwaną energię w terminologii dyrektywy 2009/28 (energia elektryczna wyprodukowana brutto, ciepło wyprodukowane brutto, energia chemiczna paliwa płynnego, ewentualnie gazowego zużytego w transporcie); ⁽⁷⁾ w oszacowaniu uwzględniono dane dla trzech światowych liderów w zaawansowanych technologiach energetycznego wykorzystania biomasy (poza spalaniem nieprzetworzonej biomasy drzewnej oraz innej stałej), mianowicie dla Niemiec (produkcja energii elektrycznej i ciepła w biogazowniach połączonych ze źródłami kogeneracyjnymi) oraz dla USA i Brazylii (produkcja paliw transportowych w biorafineriach); ⁽⁸⁾ oszacowanie odnosi się do biomasy spalanej w stanie nieprzetworzonym, w procesie o bardzo niskiej sprawności (do oszacowania przyjęto przeciętną sprawność produkcji ciepła użytecznego równą 0,3, w bilansie biomasy stałej nieprzetworzonej pominięto technologię współspalania (stosowaną w Polsce, na świecie niestosowaną ze względu na jej nieracjonalność).

Drugim wskaźnikiem jest, w kontekście przyszłości energetyki, wartość rynków paliw kopalnych, wyrażona w \$ (odpowiednio do cen węgla i ropy notowanych na giełdach oraz „pochodnych” cen dla gazu ziemnego). W okresie 2012-2016 (przez 5 lat) wartość globalnych

rynków paliw kopalnych zmniejszała się, przy ich wzroście ilościowym zaledwie o około 5%, prawie tak jak ceny, czyli łącznie o prawie 50%, do 2 bln \$. Oczywiście, najbardziej dramatyczna sytuacja dotyczy rynku węgla kamiennego. Fala wielkich programów restrukturyzacyjnych i jeszcze większa fala bankructw w latach 2015-2016, prowadząca do dramatycznej redukcji wydobycia, spowoduje (z bardzo dużym prawdopodobieństwem) przejściowy wzrost cen węgla. Będzie to jednak wzrost z niezwykle niskiego pułapu (w latach 2008-2016 ceny węgla spadły o około 80%) i nie zapewni absolutnie finansowania inwestycji rozwojowych, ani odtworzeniowych.

W uzupełnieniu do rynków węgla, ropy i gazu podaje się tu informację dotyczącą rynku energetyki jądrowej (energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowniach jądrowych). Kluczowe znaczenie na sytuację tej energetyki mają dwie katastrofy jądrowe: Czarnobyl (1986) oraz *Fukushima* (2011). Katastrofa elektrowni Czarnobyl zahamowała rozwój energetyki jądrowej, mianowicie ustabilizowała na 25 lat (do katastrofy elektrowni *Fukushima*) jej globalne zasoby na poziomie 430 bloków jądrowych, a udział w produkcji energii elektrycznej na poziomie około 13% (moc bloków jądrowych wzrosła w tym okresie z około 300 do około 360 GW). Katastrofa elektrowni *Fukushima* spowodowała natomiast przełom, mianowicie zapoczątkowała schyłek energetyki jądrowej w postaci wielkich bloków wytwórczych (o mocy do 1600 MW). Największy wpływ na ten przełom miała oczywiście koincydencja katastrofy i wielkie wejście do „gry” energetyki PV (drugiego wielkiego segmentu energetyki OZE, po energetyce wiatrowej). W rezultacie produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w okresie 2010-2015 zmalała o 7%, a udział tych elektrowni w światowej produkcji energii elektrycznej skurczył się do poziomu poniżej 12%.

Trzeci ważny wskaźnik z punktu widzenia dokonującej się przebudowy energetyki, wiążący rynki paliw kopalnych i rynek energii elektrycznej, obejmuje trzy składowe. Po pierwsze, jest to wartość (giełdowa) przedsiębiorstw elektroenergetycznych WEK (ze źródłami wytwórczymi jądrowymi, węglowymi i gazowymi; źródła na ropę naftową obecnie nie mają praktycznego znaczenia). Reprezentatywne w tym aspekcie, największe przedsiębiorstwa europejskie (francuski *EdF* oraz niemieckie przedsiębiorstwa *RWE* i *E.ON*) straciły w 2015 r. na wartości około 50%, każde z osobna. Wymienione firmy, będące obecnie tylko „cieniami” samych siebie, są najwymowniejszym przykładem *stranded cost*, na które są narażone przedsiębiorstwa energetyki WEK, niezdolne już do trwałego funkcjonowania w nowych warunkach. Trzeba bowiem podkreślić, że spadek w 2015 r. był drastyczny, ale miał zapowiedź w serii spadków „wyprzedzających” w końcu pierwszej dekady obecnego stulecia. W okresie pierwszych pięciu lat spadków giełdowych (lata 2009-2013) niemieckie i francuskie „ikony” energetyki WEK straciły: *RWE* i *E.ON* – 49% i 37%, a *GdF Suez* i *EdF* – 37% i 14%, odpowiednio.

Spadki wartości giełdowej firm niemieckich jak i francuskich, działających w biegunowo różnych środowiskach (*RWE* i *E.ON* działają w środowisku *Energiewende*, ekstremalnym – najbardziej progresywnym na świecie – w kontekście przebudowy rynku energii elektrycznej; firmy francuskie działają natomiast w środowisku odchodzącym bardzo wolno od tradycyjnego modelu monopolistycznego) pokazują już ogólnie, że firmy korporacyjne od *stranded costs* nie mają ucieczki. Oczywiście, błędne polskie decyzje

inwestycyjne (szczególnie w bloki węglowe klasy 1000 MW), petryfikujące tradycyjny portfel technologii wytwórczych (i w ślad za tym segment sieciowy KSE) znacznie zwiększają negatywny wymiar problemu polskiego.

Druga składowa, to wartość inwestycji w źródła wytwórcze energii elektrycznej na paliwa kopalne (węglowe i gazowe). Inwestycje te zostały oszacowane w skali świata w 2015 r. na około 130 mld \$. Przy łącznej wartości rynków energii elektrycznej na świecie wynoszącej około 3 bln \$ jest to poziom poniżej niezbędnych inwestycji odtworzeniowych w obszarze źródeł na paliwa kopalne (łączną wartość rynków energii elektrycznej oszacowano przyjmując jej jednostkową przeciętną cenę dla odbiorców końcowych, bez podatków, równą około 110 \$/MWh).

Taka sytuacja jest całkowicie zrozumiała w świetle wielkich obniżek wartości elektroenergetycznych przedsiębiorstw WEK, oznaczających utratę ich zdolności inwestycyjnej. Z drugiej strony, w świetle wielkiej obniżki cen paliw kopalnych jest to sytuacja symptomatyczna, bo oznacza że niskie ceny paliw nie są już w stanie spowodować odbudowy popytu na paliwa kopalne wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej. Taką hipotezę potwierdza rozwój sytuacji w 2016 r. Mianowicie, inwestycje (zakończone) w źródła węglowe miały w Europie udział wynoszący w 2016 r. zaledwie 1% wszystkich inwestycji wytwórczych na rynku energii elektrycznej (źródła gazowe miały udział 6%). W dodatku w pierwszej połowie 2017 r. przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działające w UE i zrzeszone w stowarzyszeniu *Eurelectric* (skupiającym 3500 przedsiębiorstw) podjęły – z wyjątkiem przedsiębiorstw polskich i greckich (te ostatnie aż 65% energii elektrycznej produkują z węgla brunatnego) – decyzję, że już w 2020 r. całkowicie (na trwałe) wyeliminują źródła węglowe ze swoich portfeli inwestycyjnych.

Na świecie tempo eliminacji inwestycji w źródła węglowe nie jest wprawdzie tak drastyczne jak w Europie, ale jest bardzo wielkie: w 2016 r. światowe inwestycje w źródła węglowe, w porównaniu z 2015 r., zmalały o 60%. Z drugiej strony na świecie rośnie dynamika inwestycji w źródła OZE, mimo wysokiej już bazy (na zakończenie 2016 r. baza ta osiągnęła poziom: 500 GW mocy w źródłach wiatrowych i 300 GW w źródłach PV). Dynamika ta jest związana z wykorzystaniem źródeł OZE do elektryfikacji „pierwotnej” krajów/regionów wschodzących (przede wszystkim Chiny, Indie, Afryka). Siła elektryfikacji pierwotnej krajów/regionów wschodzących za pomocą źródeł OZE przesądza nie tylko o nieodwracalności transformacji energetyki. Przesądza przede wszystkim o dalszym kształtowaniu się globalnego układu sił. Mianowicie, redukuje główną barierę rozwojową krajów/regionów wschodzących tkwiącą dotychczas w modelu egzogenicznym ich rozwoju, czyli uwarunkowanym dostępnością do energii elektrycznej (tyle rozwoju społeczno-gospodarczego ile energii elektrycznej).

Trzecią składową są ceny dóbr inwestycyjnych dla energetyki jądrowej. W tym wypadku ponad 2-krotny dotychczasowy wzrost cen jednostkowych w wypadku sztandarowych projektów europejskich, których budowa została rozpoczęta w 2005 r. (bloki 1600 MW: *Olkiluoto* – Finlandia, *Flamanville* – Francja), do około 6,7 mln €/MW, praktycznie zamyka drogę rozwojową dla dotychczasowej energetyki jądrowej. Taką hipotezę roboczą potwierdza kontrakt różnicowy dla brytyjskiej Elektrowni *Hinkley Point C* z dwoma blokami 1600 MW każdy, na okres wynoszący aż 35 lat, z ceną energii elektrycznej 92,5 £/MWh, zaaprobowany wprawdzie przez Komisję Europejską jednak z bardzo małym prawdopodobieństwem

realizacji (zwłaszcza, że *Areva*, dostawca technologii i wykonawca – ten sam co w wypadku elektrowni *Olkiluoto* i *Flamanville* – musiał być na początku 2017 r. ratowany pomocą publiczną wynoszącą aż 4,5 mld €).

Wielki wzrost cen inwestycyjnych elektrowni jądrowych w ostatnich latach był powodowany w dużym stopniu, chociaż nie tylko, wzrostem wymagań bezpieczeństwa jądrowego, zwłaszcza po katastrofie *Fukushima*. Z drugiej jednak strony jest to wynik degeneracji dostawców dóbr inwestycyjnych dla energetyki jądrowej. Przykładu całkowitego upadku dobrych praktyk biznesowych (wręcz oszustw na bardzo wielką skalę) dostarcza analiza bankructwa amerykańskiej firmy *Westinghouse Electric*, które nastąpiło w marcu 2017 r. (wcześniej firma została wykupiona – z mało przejrzystych powodów, w mało przejrzystym środowisku biznesowym – przez japońską firmę *Toshiba*).

Synteza rynków energetycznych w kontekście bogactw naturalnych i wystarczalności paliw kopalnych. Charakterystyka sytuacji energetycznej świata przedstawiona w tab. 1.2, w przybliżeniu zgodna ze stosowanymi dotychczas standardami, czyli „tradycyjna”, z punktu widzenia zrównoważonego rozwoju niestety zawodzi. W szczególności taka charakterystyka nie wytrzymuje konfrontacji z nowymi potrzebami dotyczącymi objaśniania zagadnień energetycznych w kontekście wykorzystania paliw i energii traktowanych w kategorii bogactwa naturalnego/przyrodniczego z jednej strony, a z drugiej w kontekście ograniczeń w ich użytkowaniu powodowanych perspektywą osiągalnego postępu technologicznego w energetyce prosumenckiej na rynku energii elektrycznej OZE. W odniesieniu do sytuacji polskiej to zagadnienie zostało zasygnalizowane w tab. W12, chociaż mniej z metodologicznego punktu widzenia, a bardziej w celu zwymiarowania mono rynku energii elektrycznej OZE i rabunkowej (w szczególności polskiej, ale nie tylko) polityki surowcowej w energetyce węglowej.

Drastycznym przykładem niewydolności opisu globalnego bezpieczeństwa energetycznego jest opis za pomocą czasów wystarczalności paliw kopalnych, tab. 1.2, stosowany powszechnie przez energetykę WEK. Niewydolność tę trzeba rozpatrywać z punktu widzenia trzech fundamentalnych kryteriów. Po pierwsze, jeśli węgiel kamienny (także brunatny), ropa naftowa, gaz ziemny (także łupkowy) mają, jako kopaliny, status bogactwa naturalnego, to nie jest możliwe pogodzenie ich całkowitego wyczerpania z racjonalnymi kryteriami rozwoju, które muszą uwzględniać kryteria etyczne. Po drugie, nie jest dopuszczalne marnotrawstwo eksploatacyjne paliw kopalnych (rabunkowa polityka surowcowa) i pomijanie ogromnych kosztów zewnętrznych użytkowania tych paliw. Po trzecie, nie wolno pominąć niskiej egzergii paliw kopalnych w zaspakajaniu przyszłych potrzeb energetycznych (takich, które będą charakterystyczne po spasywizowaniu budownictwa, zelektryfikowaniu ciepłownictwa i zelektryfikowaniu transportu).

Trzeba też widzieć „grzech pierworodny” czasów wystarczalności paliw kopalnych wykorzystywanych do szacowania bezpieczeństwa energetycznego. Jest nim bezrefleksyjne utożsamianie (w warstwie badawczej) sumy zasobów krajowych z zasobami globalnymi, z pominięciem ułomności rynków korporacyjnych (jeśli są to nawet rynki giełdowe), wynikającej ze skali rynków oraz siły przedsiębiorstw korporacyjnych, a ponadto z praktycznej jedyności paliw kopalnych w zaspakajaniu potrzeb energetycznych wielkich aglomeracji miejskich, energochłonnego przemysłu, szybkich kolei dalekiego zasięgu aż po gospodarstwo domowe na obszarach wiejskich. Jest zrozumiałe, że w takim środowisku ekonomika energetyki paliw kopalnych nie podlega zasadom otwartych rynków konkurencyjnych, i z istoty jest ukierunkowana na blokowanie innowacji przełomowych. W rezultacie wszystkie opisy bezpieczeństwa energetycznego służą bardziej systemowi polityczno-korporacyjnemu (energetyce WEK) niż zaspokojeniu potrzeb energetycznych

gospodarek i społeczeństw. Czas wystarczalności zasobów paliw kopalnych, jako wskaźnik bezpieczeństwa energetycznego, jest szczególnym przykładem potwierdzającym postawioną powyżej ważną hipotezę roboczą.

W tabeli 3 globalne zasoby przemysłowe dla poszczególnych paliw podaje się na poziomach pokrywających się z najczęściej występującymi w piśmiennictwie internetowym (zgodnych z poziomami „firmowanymi” przez WEC w 2005 r.). Oszacowania roczne globalnego zużycia paliw przedstawione w tab. 3 uzyskano natomiast poprzez zmodyfikowanie danych z tab. 2 w zakresie wykorzystania energetycznego o wzrosty związane z wykorzystaniem węgla kamiennego do potrzeb koksownictwa oraz gazu ziemnego do potrzeb przemysłu chemicznego (azotowego).

Czasy wystarczalności, takie jak w tab. 3, były w epoce jedyności paliw kopalnych (trwającej praktycznie: w wypadku węgla 300 lat, a ropy naftowej i gazu ziemnego 150 lat) wyjątkowo silnym narzędziem wpływu korporacji paliwowych na rządy, gospodarki i społeczeństwa. Przy tym ze względu na bardzo dużą liczbę czynników, słabo identyfikowalnych, warunkujących oszacowania czasów, były (i ciągle mogą być) wykorzystywane w bardzo dowolny sposób. Na przykład w Polsce w największym stopniu do podtrzymywania przez sojusz polityczno-korporacyjny znaczenia energetyki węglowej.

Krytyczna, pogłębiona, analiza sposobów szacowania czasów wystarczalności paliw kopalnych prowadzi do bardzo ważnych wniosków praktycznych w kontekście transformacji energetyki. Na przykład, w kontekście zasobów energetycznych bogactwem naturalnym (takim jak węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny, paliwo jądrowe) staje się nie tylko energia wodna, ale także (przede wszystkim) energia słoneczna, wiatrowa i biomasowa (ta ostatnia pośrednio powiązana z energią słoneczną, ale zależna głównie od warunków glebowo-klimatycznych). Najbardziej istotny wniosek dotyczy jednak całkowitego odwrócenia sytuacji w obszarze prognozowalności (wiarygodności prognozowania) zasobów energetycznych.

Tab. 3. Czasy wystarczalności stosowane w tradycyjnym opisie paliw kopalnych

Paliwo kopalne	Roczne globalne zużycie, tys. TWh	Globalne zasoby przemysłowe, mln. TWh	Czas wystarczalności, lata
Węgiel kamienny	40	~ 6,4	160
Ropa naftowa	45	~ 1,8	40
Gaz ziemny	35	~ 2,1	60

W tym kontekście można przyjąć w odniesieniu do paliw kopalnych w wielkim uproszczeniu, że wyjściową kategorią są ich zasoby prognostyczne (geologiczne zasoby bilansowe i pozabilansowe złóż kopaliny zidentyfikowanych na podstawie danych geofizycznych i badań rozpoznawczych, z błędem oszacowania przekraczającym nawet 40%). Z kolei w odniesieniu do źródeł OZE są to „zasoby” klimatyczno-meteorologiczne (w wypadku biomasy zależne dodatkowo od warunków glebowych, a w wypadku sił wodnych od warunków hydrologicznych). Nie ma wątpliwości, że występuje różnica jakościowa w zakresie identyfikowalności i wiarygodności szacowania pierwszych i drugich.

Przede wszystkim dostęp do pierwszych jest niezwykle hermetyczny, co bardzo silnie ogranicza przejrzystość rynku paliw kopalnych, a tym samym czyni go w dużym stopniu ułomnym. Dostęp do drugich jest niezwykle demokratyczny, co zwiększa przejrzystość szacowania zasobów OZE, i to w skali lokalnej; w efekcie czyni rynek energii OZE rynkiem otwartym, czyli konkurencyjnym. Nie mniej ważny jest fakt, że – przy obecnym poziomie nauki o klimacie, meteorologii, hydrologii, rolnictwie, leśnictwie – prognozy „lokalnych” zasobów energii wiatrowej oraz słonecznej, katastry sił

wodnych, potencjał produkcji biomasy przewyższają swoją wiarygodnością w sposób niepodważalny szacunki zasobów paliw kopalnych.

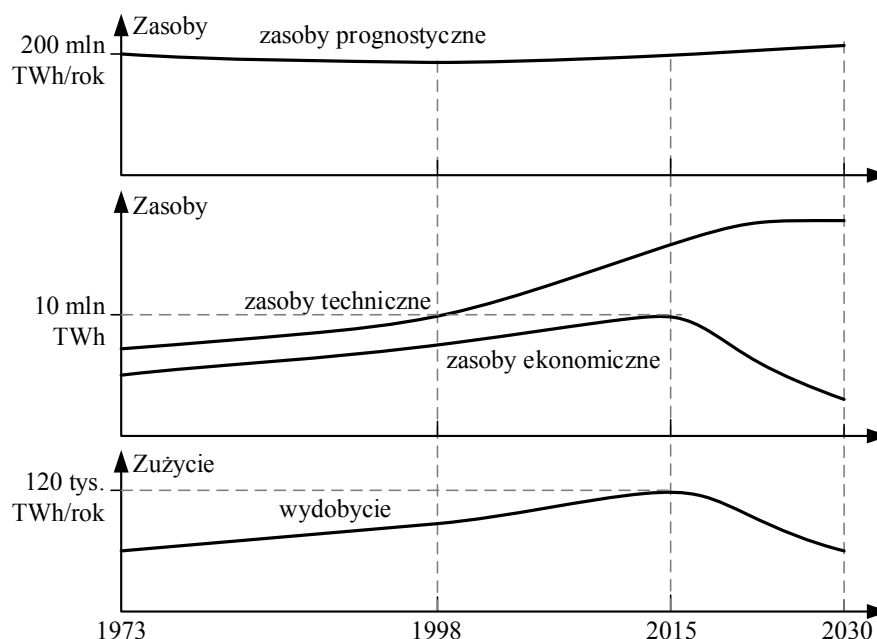
Brak wiarygodności danych o zasobach paliw kopalnych obrazują przedstawione poniżej różnorodne dane o zasobach węgla kamiennego (wyrażone jednolicie, po przeliczeniu z innych jednostek, w TWh). W tym kontekście pouczające jest przeanalizowanie danych dla USA. Na przykład według [1] „rezerwy” węgla kamiennego w USA na początku XX w. były szacowane na około 18 mln TWh. W połowie XX w. udział USA w „zapasach węgla kamiennego do głębokości 2000 m” był szacowany na około 12 mln TWh, [2]. Z kolei w [3] przytacza się dane, według których zasoby prognostyczne węgla kamiennego w USA na początku XXI w. wynoszą około 36 mln TWh. Oszacowania globalnych zasobów węgla kamiennego są znacznie mniej wiarygodne niż oszacowania dla USA. Na przykład w [2] przytacza się zsyntetyzowane dane dotyczące globalnych zasobów węgla kamiennego w połowie XX w. w następujący sposób: „zapasy przypuszczalne” 40 mln TWh, „zapasy do głębokości 2000 m” 30 mln TWh, a „zapasy stwierdzone” 8 mln TWh. Na początku XXI w. globalne prognostyczne zasoby węgla kamiennego przytoczone w [3] wynoszą około 100 mln TWh.

W sytuacji, która wytworzyła się w USA pod wpływem wejścia na rynek gazu łupkowego, w mniejszym stopniu na razie pod wpływem źródeł OZE, ekonomiczne zasoby węgla tego kraju stanowią nie więcej niż 4% zasobów prognostycznych (oszacowanych na 36 mln TWh), czyli około 1,5 mln. TWh (około 250 mld ton). Znacznie drastyczniej ta sprawa wygląda w Niemczech. Mianowicie, w Niemczech udział zasobów ekonomicznych w zasobach prognostycznych węgla kamiennego (nie dotyczy to węgla brunatnego) obniżył się – pod wpływem rozwoju źródeł OZE, i gazowych, na rynku energii elektrycznej – już poniżej 1% [1]. Globalny udział zasobów ekonomicznych w zasobach prognostycznych wynosi w wypadku węgla kamiennego ciągle ponad 6% (do tego oszacowania jako zasoby ekonomiczne przyjęto 6,4 mln TWh, tab. 3, a zasoby prognostyczne na poziomie 100 mln TWh).

Brak wiarygodności, albo bardzo niska wiarygodność szacowania zasobów paliw kopalnych – najpierw prognozowanych, potem bilansowych, następnie technicznych i ekonomicznych (między którymi lokują się zasoby przemysłowe), a na koniec operatywnych – wynika między innymi z niejednoznaczności procedur i wielkiej niepewności danych wykorzystywanych do szacunków [3]. W szczególności polskie kryteria określające złożę kopaliny (paliwa kopalnego) różnią się od kryteriów obowiązujących w międzynarodowej klasyfikacji przyjętej w ramach ONZ. Na przykład, zasoby bilansowe węgla kamiennego w Polsce są zasobami złóż spełniających trzy kryteria. Pierwszym jest maksymalna głębokość złoża wynosząca 1250 m. Drugim jest minimalna miąższość wynosząca 0,6 m. Trzecim kryterium jest minimalna jednostkowa energia chemiczna węgla (wraz z przerostami) wynosząca 4,2 MWh/t (15 GJ/t). Nietrudno wywnioskować, że są to kryteria nadmiernie sformalizowane, rodem z gospodarki centralnie planowanej (z początku lat 1950.). W międzynarodowej (firmowanej przez ONZ) klasyfikacji złóż kopaliny trzy kryteria służące do identyfikacji złoża mają całkowicie inny charakter. Są one następujące: atrakcyjność (techniczna i ekonomiczna) złoża, dokładność oceny warunków (technicznych i ekonomicznych) zagospodarowania złoża, stopień geologicznego rozpoznania złoża.

Przedstawione rozważania dotyczące zasobów paliw kopalnych mają odzwierciedlenie w rys. 2. Aby jakościową charakterystykę przedstawioną na rysunku uznać za syntezę całego zagadnienia trzeba ją uzupełnić o komentarz dotyczący nazewnictwa, dat, a także liczb i przebiegu poszczególnych krzywych. Nazewnictwo zasobów paliw kopalnych zastosowane na rysunku zostało dobrane w sposób, który ma ułatwiać odniesienia do zasobów OZE. Mianowicie, pod zasobami prognostycznymi mieszczą się zarówno geologiczne zasoby paliw kopalnych jak i klimatyczno-meteorologiczne (w tym rolnicze, leśne i hydrologiczne) zasoby OZE. Zasoby techniczne i ekonomiczne z kolei dobrze oddają naturę zasobów paliw kopalnych i źródeł OZE. Zasoby przypuszczalne, zapasy, rezerwy, zasoby bilansowe i pozabilansowe, zasoby przemysłowe, zasoby

operatywne są pojęciami stosowanymi w odniesieniu do paliw kopalnych, ale nie są właściwe dla zasobów OZE.



Rys. 2. Jakościowa ilustracja globalnych zasobów i wydobycia paliw kopalnych

Początek osi czasu na rys. 2 (1973 r.) ma związek z pierwszym światowym kryzysem naftowym oraz praktycznie z pierwszym na świecie maksimum wydobycia (krzywa Hubberta) ropy naftowej, które wystąpiło w USA, czyli na największym krajowym rynku tego paliwa. Okres po 1973 r. był okresem przewlekłego globalnego napięcia bilansowego w obszarze paliw kopalnych, spowodowanego brakiem przełomowych technologii wydobywczych, które pozwoliłyby na zwiększenie w sposób istotny (amerykańskich) zasobów technicznych ropy naftowej (była to bez wątpienia jedna z istotnych przyczyn pierwszej wojny irackiej w 1990 r.).

W ostatnich dwudziestu latach dokonał się jednak niezwykle szybki rozwój technologii wydobywczych. W wypadku gazu łupkowego, gdzie wiercenia na głębokość sięgającą 4 km są najbardziej skomplikowane (do wierceń pionowych dochodzą wiercenia poziome), przełom nastąpił w 1998 r. (data uznawana za początek rozwoju przemysłu gazu łupkowego, będącego innowacją przełomową). W przemyśle naftowym pierwsze wiercenie na głębokość 12 km zostało zrealizowane w 2012 r. (to wiercenie otworzyło nowe perspektywy także przed przemysłem wydobywczym gazu ziemnego i przed geotermią).

Rok 1998, jest przełomowy dla rynków paliw kopalnych, bo spowodował zmianę struktury zasobów ekonomicznych polegającą na bardzo szybkim i drastycznym obniżeniu zasobów ekonomicznych węgla kamiennego, spowodowanym jego wypieraniem (zwłaszcza po 2010 r.) przez gaz łupkowy. Rozwój technologii wydobywczych zapoczątkowany przez przemysł gazu łupkowego spowodował także generalną zmianę relacji zasobów ekonomicznych i technicznych polegającą na przyspieszeniu wzrostu zasobów technicznych, a spowolnieniu wzrostu zasobów ekonomicznych, zróżnicowanym dla poszczególnych paliw (między innymi ze względu na ich różną podatność substytucyjną). W wypadku ropy naftowej zasoby ekonomiczne osiągnęły na przykład w przedziale czasowym 1998-2015 praktycznie we wszystkich krajach maksimum na krzywej Hubberta. Z kolei przedział czasowy 2015-2030 jest ważny dlatego, że w tym przedziale nastąpi bardzo głębokie załamanie wydobycia węgla, mniejsze (ale też bardzo duże) ropy naftowej i gazu ziemnego,

a wydobycie gazu łupkowego osiągnie z dużym prawdopodobieństwem maksimum na krzywej Hubberta.

Graniczny rok 2015 (traktowany symbolicznie) należy dodatkowo uznać za przełom historyczny w opisie rynków paliw kopalnych. Do przełomu krzywe wydobycia (zapotrzebowania), zasobów ekonomicznych i zasobów technicznych wznosiły się praktycznie współbieżnie. Zasoby prognostyczne nieznacznie malały. Takie krzywe, na rys. 1.1 przedstawione w wersji wygładzonej (po usunięciu zmian lokalnych powodowanych cyklami koniunkturalnymi), objaśniały mechanizmy klasycznych rynków paliw kopalnych. Rozwój technologii wydobywczych (realizowany za pomocą innowacji przyrostowych) umożliwił zwiększanie stopnia wykorzystania zasobów geologicznych. Dlatego zasoby techniczne mogą rosnąć, mimo występującego równoległe wydobycia paliw. Ten przypadek zachodzi wówczas, gdy przyrost zdolności wykorzystania zasobów geologicznych wynikający z rozwoju technologii wydobywczych jest większy od realizowanego wydobycia. To z kolei wymaga stabilnego trendu wzrostu cen paliw. Przy trwałym negatywnym trendzie cenowym zwiększanie wydobycia istniejących zasobów technicznych, a nawet tylko podtrzymywanie wydobycia, za pomocą obniżki kosztów wydobycia, na ogół nie jest możliwe.

Wzmiankowany system cenotwórstwa paliw kopalnych przestał jednak definitywnie działać za przyczyną przemysłu OZE i energetyki OZE. O ile 1998 r. był przełomowy dla gazu łupkowego, to dla przemysłu OZE przełomem była połowa pierwszej dekady XXI w. Dołączenie w tym czasie do energetyki wiatrowej na wielką skalę energetyki PV spowodowało, że łącznie przemysł/energetyka OZE uzyskały status innowacji przełomowej na rynku energii elektrycznej. To oznacza, że źródła OZE nie mogą być dalej być traktowane jako zaburzające pracę źródeł węglowych, jądrowych, gazowych. Przeciwnie, rozpoczyna się skomplikowany proces dostosowywania tych ostatnich do wymagań źródeł OZE.

Z tego powodu (ale także z wielu innych) załamała się całkowicie wartość objaśniająca czasów wystarczalności paliw kopalnych. Nastąpiła też zmiana jakościowa, która w uproszczeniu polega na tym, że potencjalny deficyt zasobów technicznych paliw kopalnych przestał objaśniać ryzyko utraty bezpieczeństwa energetycznego, bo prawdopodobieństwo deficytu jest praktycznie zerowe. Za to gwałtowny spadek zasobów ekonomicznych objaśnia już dobrze kres wykorzystania paliw kopalnych.

Tab. 4. Struktura regionalna globalnych zasobów prognostycznych paliw kopalnych, %

Lp.	Kraj	Węgiel kamienny	Gaz ziemny	Ropa naftowa
1	Rosja	20	30	5
2	USA	40	5*	5*
3	Chiny	30	(-)	(-)
4	Iran	(-)	15	10
5	Arabia Saudyjska	(-)	(-)	25
6	Katar	(-)	15	(-)
7	Zjednoczone Emiraty Arabskie	(-)	5	10
8	Kuwejt	(-)	(-)	10
9	Irak	(-)	(-)	10
10	Wenezuela	(-)	(-)	10
11	Razem	90	70	85

* Gaz ziemny łącznie z gazem łupkowym, i odpowiednio ropa naftowa w złożach konwencjonalnych łącznie z ropą w formacjach łupkowych.

Wielki problem ułomności rynków paliw kopalnych (ich podatności na terroryzm polityczny ze strony państw niedemokratycznych), różniący diametralnie te rynki od rynków zasobów OZE, związany jest ze strukturą regionalną zasobów paliw kopalnych, przedstawioną w tab. 4. W tabeli uwzględniono 10 krajów, których łączny udział w globalnych zasobach prognostycznych wynosi: w wypadku węgla kamiennego – 90%, gazu ziemnego – 70%, ropy naftowej – 85%. Przy tym kraje zakwalifikowane do uwzględnienia w tabeli spełniają kryterium polegające na tym, że przynajmniej w wypadku jednego paliwa mają one udział w zasobach globalnych większy niż 10%, a z drugiej strony nie ma żadnego kraju, poza uwzględnionymi w tabeli, który miałby w wypadku któregośkolwiek paliwa, udział większy od granicznego udziału 10%. Minimalny udział zasobów wykazanych dla poszczególnych paliw (kolumny tabeli) został przyjęty na poziomie 5% zasobów globalnych dla danego paliwa (zasoby mniejsze nie są w tabeli uwzględnione).

Oczywiście dane z tab. 4 można (i trzeba) interpretować na wiele sposobów. Nie ma jednak wątpliwości, że Rosja jest największym beneficjentem jedyności paliw kopalnych jako źródła energii, i jest najsilniej zainteresowana jej przedłużaniem (Rosja ma najkorzystniejszą strukturę udziałów zasobów paliw kopalnych w zasobach globalnych obejmujących wszystkie paliwa). Europa/UE, która nie ma istotnego udziału (powyżej 5%) w zasobach globalnych któregośkolwiek z paliw kopalnych z natury rzeczy musi być (i jest) najsilniej zainteresowana odchodzeniem od tej jedyności, czyli jest najsilniej zainteresowana transformacją (całej) energetyki.

Ciekawa jest analiza poziomu koncentracji zasobów paliw kopalnych z punktu widzenia ułomności rynków oraz bezpieczeństwa energetycznego. Największa koncentracja, która jest charakterystyczna dla węgla kamiennego (90% zasobów w trzech krajach: USA, Rosja, Chiny) tworzy ułomność rynku, ale jest ona mniejsza niż w wypadku ryków gazu ziemnego i ropy naftowej. Decydują o tym co najmniej dwa czynniki. Pierwszym, jest fakt, że największe zasoby należą do kraju demokratycznego (USA). Po drugie, że dwa kraje (Indonezja, Australia), których zasoby prognostyczne nie kwalifikują ich do zamieszczenia w tab. 3, są wielkimi eksporterami; rocznie eksportują około 0,55 mld ton (ponad 3 tys. TWh). Oczywiście, jeśli ułomność rynku węgla kamiennego jest najmniejsza na rynkach paliw kopalnych, to koncentracja zasobów tego paliwa jest również najmniej groźna z punktu widzenia wpływu na poziom bezpieczeństwa energetycznego, rozpatrywanego w skali globalnej.

W wypadku gazu ziemnego (60% zasobów w trzech krajach: Rosja, Iran, Katar) ułomność rynku do końca XX w. (determinowana praktycznie gazociągowymi systemami przesyłowymi) mogła być zredukowana tylko przez substytucję (głównie ze strony węgla kamiennego, ale także brunatnego, na rynku energii elektrycznej). Rozwój technologii LNG (łącznie z transportem morskim i drogowym) znacznie zredukował na początku XXI w. ułomność globalnego rynku gazu ziemnego. W jeszcze większym stopniu ułomność tę zredukował rozwój przemysłu gazu łupkowego (wprawdzie zasoby prognostyczne tego gazu nie kwalifikują ich do zamieszczenia w tab. 3, ale roczne wydobycie sięgające 5 tys. TWh i szybki rozwój infrastruktury LNG w skali globalnej skutecznie uniemożliwiają wykorzystanie koncentracji zasobów prognostycznych gazu ziemnego przez trzy niedemokratyczne kraje (Rosja, Iran, Katar) do monopolizowania rynku. Również do szantażu w sferze bezpieczeństwa energetycznego. Trzeba nawet podkreślić, że gaz staje się, przez swoją zdolność do substytucji węgla na rynku energii elektrycznej, a także na rynku ciepła, i w pewnym stopniu na rynku transportowym (technologia CNG) paliwem ograniczającym ułomność rynku paliw kopalnych w całościowym ujęciu, i zmniejszającym wpływ koncentracji zasobów paliw kopalnych, znowu w całościowym ujęciu, na osłabienie bezpieczeństwa energetycznego w globalnej skali.

Koncentracja zasobów ropy naftowej (80% zasobów w siedmiu niedemokratycznych krajach: Arabia Saudyjska, Zjednoczone Emiraty Arabskie, Kuwejt, Iran, Irak, Wenezuela i Rosja) jest poważnym problemem dla współczesnego świata, charakteryzującego się praktycznie jedynością tego paliwa dla potrzeb transportu drogowego, lotniczego i morskiego. Chociaż gaz w perspektywie

inwestycyjnej (chodzi o inwestycje w infrastrukturę CNG) daje możliwość niewielkiej redukcji problemu, to istotne jego ograniczenie nastąpiło dopiero wraz z rozwojem przemysłu łupkowego w USA. Mianowicie, ropa z łupków umożliwiła zwiększenie rocznej produkcji ropy, po przeliczeniu na energię chemiczną, do poziomu około 5 tys. TWh, zbliżając USA do samowystarczalności w zakresie pokrycia potrzeb transportowych. Realnym rozwiązaniem problemu staje się jednak dopiero transport elektryczny (samochody elektryczne, zasilane z baterii akumulatorów elektrycznych, ewentualnie z wodorowych ogniw paliwowych). Potencjał tego rozwiązania tkwi na bardzo wielkich wschodzących rynkach transportowych (Chiny, Indie) oraz na azjatyckich rynkach technologii samochodowych (Japonia, Korea Południowa, Chiny, Indie).

Odrębną sprawą są zasoby energii jądrowej. Zasoby – określone zgodnie z konwencją na rys. 2 jako techniczne, a według tab. 3 jako przemysłowe – wynoszą około 0,7 mln TWh. Jeśli efektywne wykorzystanie zasobów, wynikające z osiągalnego (w reaktorach PWR) stopnia wypalenia paliwa jądrowego wynosi około 10%, a sprawność bloku jądrowego kształtuje się na poziomie 35%, to osiągalna produkcja energii elektrycznej z istniejących zasobów wynosi około 250 tys. TWh. Jest to potencjał umożliwiający produkcję energii elektrycznej na obecnym poziomie (3 tys. TWh, tabele 1, 2) przez około 80 lat. Widać zatem, że z punktu widzenia tradycyjnie rozpatrywanego bezpieczeństwa energetycznego konwencjonalna energetyka jądrowa (z jej współczesnymi technologiami) nie ma, wbrew rozpowszechnianym przez lobby jądrowe opiniom, żadnego istotnego znaczenia. Jeśli nawet uwzględni się wyjątkowo korzystną globalną alokację zasobów paliw jądrowych (ponad 60% tych paliw znajduje się w krajach/regionach demokratycznych, mianowicie w Australii, Kanadzie, USA i w Europie).

Synteza rynków paliwowo-energetycznych w kontekście bogactw naturalnych, zasobów przyrodniczych (w tym wydolności środowiska naturalnego) oraz mono rynku energii elektrycznej (bilansu energii użytecznej). Najbardziej kłopotliwą spuścizną po energetyce społeczeństwa przemysłowego są, łącznie traktowane: emisja CO₂ oraz niska efektywność energetyczna konwersji paliw pierwotnych w energię końcową (użyteczną). W tym kontekście konieczna jest nowa krytyczna (holistyczna) analiza technologii, będących źródłem emisji CO₂ w procesach spalania (paliw kopalnych), czyli technologii węglowych i gazowych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej oraz ciepła (grzewczego i do produkcji ciepłej wody użytkowej w zasobach budynkowych, ale także dla potrzeb procesów technologicznych w przemyśle), w połączeniu z technologiami transportowymi. Analiza ta musi obejmować, oprócz emisji CO₂ pochodzących ze spalania paliw oraz sprawności energetycznych wykorzystania tych paliw, także dwa inne aspekty, mianowicie podatki, w szczególności podatek akcyzowy, ale również perspektywę paliw jako zasobów naturalnych.

Wyniki takich holistycznych analiz są konieczne do racjonalnego kształtowania trajektorii transformacyjnej energetyki. W szczególności do poszukiwania równowagi pomiędzy: nakładami inwestycyjnymi charakterystycznymi dla poszczególnych technologii energetycznych wykorzystujących spalanie paliw, kosztami zewnętrznymi (emisje CO₂) i podatkami (przychody budżetowe). Jest zrozumiałe, że racjonalizacja trajektorii transformacyjnej energetyki będzie (z dużym prawdopodobieństwem, zwłaszcza w Europie) uwzględniać w kolejnych dekadach substytucję podatku akcyzowego za pomocą opłat emisyjnych, umożliwiającą ochronę budżetową poszczególnych krajów. Z kolei perspektywa

paliw jako zasobów naturalnych musi uwzględniać nieefektywność wykorzystania paliw (ekstremalną w wypadku paliw jądrowych), a z drugiej strony wielką egzergię energii elektrycznej w obszarze wszystkich potrzeb energetycznych (tradycyjne użytkowanie energii elektrycznej, ciepłownictwo, transport).

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 jądrowa, ale także górnictwo węglowe oraz biznesy naftowy i gazowy utrwalają porządek polityczno-korporacyjny (bliski paramilitarnemu) i różne polityki energetyczne (nadbudowy), które w żadnym wypadku nie pasują do (otwartego) społeczeństwa prosumenckiego (bazy). Spadkiem po epoce przemysłowej są także nieefektywne przemysły wokółenergetyczne, np. nieefektywny amerykański przemysł samochodowy. Dramatycznym dowodem na tę nieefektywność jest „bankructwo” miasta Detroit, amerykańskiej ikony przemysłu samochodowego. Podobieństwo obecnych kłopotów rządu amerykańskiego związanych z przemysłem samochodowym do kłopotów rządu brytyjskiego związanych z przemysłem węglowym dwie dekady wcześniej jest aż nadto widoczne. Rozwiązania zastosowane przez rząd amerykański polegające na szeroko zakrojonym programie pomocy publicznej (z czym wiązało się powszechne w mediach podkładanie na początku dekady 2010. pod skrót GM nazwy *Government Motors*) są jednak na razie odwrotne do tych, które zastosował rząd brytyjski (prywatyzacja *British Coal*).

Na początku analizy (w holistycznym łańcuchu) są emisyjności (jednostkowe) CO₂, odniesione do energii chemicznej w paliwie, oszacowane z wykorzystaniem podstaw termodynamiki chemicznej procesów spalania. Mianowicie, emisja jednostkowa CO₂ pochodząca ze spalania, odniesiona do 1 MWh_{ch} energii pierwotnej (chemicznej), wynosi w przybliżeniu dla gazu ziemnego, ropy naftowej, węgla kamiennego i węgla brunatnego, czyli od wartości najmniejszej do największej: 0,20, 0,26, 0,34, 0,40 tony, odpowiednio. Znając zużycie paliw można oszacować, że energetyka (szeroko rozumiana) jest przyczyną rocznej emisji CO₂ wynoszącej około 32 mld ton (2016). Poszczególne paliwa mają, tab. 1.1, udziały w tej emisji, według wartości malejącej – od największej dla węgla kamiennego, poprzez wartości dla ropy naftowej i gazu ziemnego do węgla brunatnego – wynoszące około: 14, 13, 4 i 1 mld ton, odpowiednio. Taki ranking paliw, uwzględniający kontekst globalnej emisji CO₂ spowodowanej ich spalaniem, ukształtował się historycznie, przed wprowadzeniem regulacji ukierunkowanych na redukcję emisji. Wprowadzenie tych regulacji (traktat z Kioto, 1997) rozpoczęło fundamentalną przebudowę energetyki: w długim horyzoncie w kierunku bezemisyjnej (bez paliw kopalnych), a w średnim – w kierunku energetyki bez węgla (kamiennego i brunatnego).

W holistycznym podejściu, którego namiastką jest tab. 5, przedstawia się emisyjność poszczególnych paliw kopalnych w inny sposób, mianowicie za pomocą wskaźnika będącego ilością spalonego paliwa (wyrażoną w jednostkach naturalnych) emitującą w procesie spalania (stechiometrycznego) 1 tonę CO₂. Przy tym do oszacowań wskaźnika wykorzystane zostały dane KOBiZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami) w zakresie wartości opałowców i wskaźników emisyjności paliw wykorzystanych do raportowania

polских emisji CO₂ (w ramach systemu ETS za 2016 r.). W kontekście emisji globalnych tak uzyskane oszacowania są bardzo przybliżone. Podkreśla się, że wprowadzony wskaźnik jest w komunikacji z szerokim otoczeniem społecznym bardziej praktyczny (lepszym) sposobem prezentowania emisyjności paliw kopalnych, bo wiąże się z dobrą społeczną percepcją ilościową paliw wyrażonych w jednostkach naturalnych.

Tab. 5. Struktura (2016) udziałów procentowych paliw kopalnych w powodowanej przez nie globalnej emisji CO₂ (32 mld t/rok) oraz w rynkach energii pierwotnej (190 tys. TWh/rok), końcowej (83 tys. TWh/rok) i użytecznej/ekwiwalentnej (37 tys. TWh/rok) ⁽¹⁾

Lp.	Paliwo	Ilość paliwa (w jednostkach naturalnych) na tonę emisji CO ₂ w procesie spalania	Udział %			
			emisja CO ₂	energia ⁽¹⁾		
				pier- wotna	koń- cowa	uży- teczna ⁽²⁾
	1	2	3	4	5	6
1	Paliwa kopalne					
2	Węgiel kamienny	0,49 t	45	18	18	22
3	Węgiel brunatny	0,88 t	3	1	1	1
4	Ropa naftowa	0,33 t	39	23	51	39
5	Gaz ziemny	500 m ³	13	10	13	13
7	Razem	(-)	100	52	83	75
8	Paliwa jądrowe - energetyka jądrowa					
9	Energia elektryczna	(-)	0	43	3,6	6,6
10	Hydroenergetyka					
11	Energia elektryczna	(-)	0	2,1	4,8	8,9
12	Pozostałe źródła OZE					
13	Źródła wiatrowe, PV (energia elektryczna)	(-)	0	0,7	1,7	4,1
14	Biomasa stała nieprzetworzona	(-)	0	1,3	6,0	4,2
15	Źródła biogazowe kogeneracyjne, biopaliwa płynne (transportowe)	(-)	0	0,3	0,7	1,2
16	Razem	(-)	100	100	100	100

⁽¹⁾ Energia pierwotna i końcowa jest rozumiana tak jak w tab. 1.1. Energia użyteczna jest natomiast hipotetyczną sumą energii elektrycznej przeznaczony (produkowanej) na potrzeby trzech segmentów jej użytkowania. Pierwszym jest obecny segment (tradycyjnego) użytkowania energii elektrycznej, na potrzeby którego świat produkuje około 24 tys. TWh/rok, jednak zmniejszony o 20% (jest to zmniejszenie wynikające z potencjału antycypowanego wzrostu efektywności użytkowania energii elektrycznej). Dwa pozostałe, to ekwiwalenty obecnych rynków paliw transportowych oraz ciepła po ich hipotetycznej pełnej transformacji, pierwszego za pomocą pełnej elektryfikacji transportu (ten segment ocenia się zachowawczo na co najwyżej 13 tys. TWh/rok), a drugiego za pomocą pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa (z kolei ten segment ocenia się bardzo zachowawczo na około 5 tys. TWh/rok). ⁽²⁾ W horyzoncie transformacyjnym 2050 globalny rynek energii użytecznej szacuje się na około 75 tys. TWh, co odpowiada rocznemu wzrostowi tego rynku o 2,2%.

W tabeli 5 przedstawiono procentową strukturę udziału poszczególnych paliw kopalnych w całkowitej (globalnej) emisji CO₂ będącej wynikiem spalania paliw kopalnych. Jednak tabela ma znacznie dalej idący cel, mianowicie pokazanie całkowicie nowej sytuacji w zakresie

potrzeb dotyczących opisu struktury bilansu energii. Te nowe potrzeby wynikają z konieczności „ułożenia” na nowo (na poziomie zmiany cywilizacyjnej, w perspektywie mono rynku energii elektrycznej OZE) relacji między czterema segmentami źródeł energii pierwotnej (pierwszy to paliwa kopalne, drugi to odrębnie wydzielone paliwa jądrowe, trzeci to biomasowe źródła OZE, a czwarty to segment OZE w postaci źródeł PV, wiatrowych i wodnych). Prawidłowe odczytanie nowej, cztero-segmentowej struktury źródeł energii pierwotnej wymaga jej analizy w kontekście rozszerzonego zestawu kryteriów, obejmującego łącznie cztery kryteria. Oprócz emisji CO₂ powinny to być trzy kryteria związane z energią: pierwotną, końcową i użyteczną. Podmacierz strukturalną transformacji źródeł energii pierwotnej w rynki CO₂ oraz w bilanse energii (pierwotnej, końcowej i użytecznej) przedstawia bardziej szczegółowo tab. 6).

Tab. 6. Strukturalna podmacierz transformacyjna: 4-segmentowa, 4-kryterialna (podmacierz transformacji źródeł energii pierwotnej w rynki CO₂ oraz w bilanse energii pierwotnej, końcowej i użytecznej)

Segmenty: źródła energii pierwotnej			Technologie (przemiany poprzedzające konwersję w energię elektryczną)	Kryterium (udział źródeł energii pierwotnej w bilansach energii: pierwotnej, końcowej i użytecznej)			
				CO ₂	energia		
					pierwotna	kończąca	użyteczna
					1	2	3
1	Paliwa	kopalne	spalanie	x	bogactwa naturalne (wyczerpywalne)	tradycyjne rynki popytowe (energii elektrycznej, transportu, ciepła)	mono rynek energii elektrycznej (użytkowanie energii elektrycznej w środowisku technologicznym: ICT, OZE, LED, PH, PC, EV, UPS)
2		jądrowe	reakcja jądrowa (rozczepienie jądra atomu)	(-)			
3	OZE	biomasa	spalanie; produkcja biopaliw gazowych i płynnych w procesach biologicznych i termodynamicznych (fizyko-chemicznych)	(-)	zasoby naturalne (niewyczerpywalne)		
4		źródła: słoneczne, wiatrowe, wodne	konwersja bezpośrednia w energię elektryczną	(-)			

W pierwszym segmencie energii pierwotnej tradycyjne paliwa kopalne przetwarzane są w procesie spalania. Drugim są paliwa jądrowe przetwarzane w procesie reakcji jądrowych. Trzecim jest biomasa powstająca w obiegu gospodarki zamkniętej (w gospodarce odpadami, w rolnictwie i w przetwórstwie rolno-spożywczym, w leśnictwie i w przetwórstwie drzewnym), a także uprawiana w rolnictwie energetycznym i leśnictwie energetycznym. Biomasa jest przetwarzana w energię elektryczną zawsze z wykorzystaniem spalania i procesów cieplnych (w tych procesach następują starty energii biomasy). Oczywiście, trzeba rozróżnić dwa przypadki: bezpośrednie spalanie biomasy „surowej” oraz przypadek wcześniejszego „uszlachetnienia” biomasy surowej polegającego na jej przetworzeniu

w procesach biologicznych oraz termodynamicznych (chemiczno-fizycznych) na paliwa gazowe lub płynne. Czwartym segmentem są trzy rodzaje źródeł OZE – mianowicie PV, wiatrowe i wodne – przetwarzające „bezpośrednio” energię promieniowania słonecznego, wiatru i wodną na energię elektryczną.

Oszacowania ilościowe przedstawione w tab. 5 mogą być traktowane jedynie jako bardzo orientacyjne. Z drugiej strony są one niezwykle zaskakujące w kontekście tradycyjnych analiz bilansowych. Dlatego zasługują na rozszerzony opis. Na początku podkreśla się, że dotychczasowe standardy opisu bilansów – ukształtowane przez najbardziej opiniotwórcze instytucje działające w obszarze energetyki WEK (przede wszystkim takie jak WEC, a także IEA/OECD) – zaczynają zawodzić (dotyczy to wielu aspektów, w tym sposobu uwzględniania energetyki jądrowej w bilansach energii pierwotnej). Podobnie, zaczynają zawodzić opisy bilansów wprowadzone przez UE w ramach regulacji powiązanych z Pakietem 3x20 (w tym wypadku chodzi np. o definicje energii końcowej). Wreszcie, najważniejsze, nie ma spójnych standardów opisu poszczególnych segmentów źródeł energii pierwotnej w bilansach emisji CO₂, energii pierwotnej, końcowej i użytecznej w procesie transformacji energetyki do mono rynku energii elektrycznej (w tendencji rynku OZE) powstającego w wyniku elektryfikacji transportu oraz pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa, a ogólniej w wyniku rozwoju rynku nowych usług energetycznych w środowisku technologicznym obejmującym technologie: ICT, OZE, LED, PH, HP, EV, UPS.

Struktura tab. 5 w części dotyczącej paliw kopalnych (w tym emisji CO₂ z tych paliw), a także hydroenergetyki i biomasy stałej nieprzetworzonej (służącej w skali globalnej głównie do przygotowywania posiłków i ciepłej wody oraz do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych) jest w odniesieniu do energii pierwotnej strukturą tradycyjną, ukształtowaną przez opiniotwórcze instytucje w długim historycznym procesie. W części dotyczącej emisji CO₂ i energii końcowej jest to struktura respektująca nazewnictwo wprowadzone przez UE w ramach regulacji powiązanych z Pakietem 3x20, w tym regulacji na rynku emisyjnym ETS (podkreśla się, że w wypadku energii elektrycznej i ciepła nie jest to energia netto wykorzystana przez odbiorców, a jest to energia wyprodukowana brutto, czyli łącznie z potrzebami własnymi źródeł wytwórczych oraz stratami sieciowymi; w wypadku paliw transportowych jest to energia chemiczna tych paliw, przed jej przetworzeniem na energię mechaniczną w silnikach spalinowych).

W części dotyczącej paliw jądrowych i energetyki jądrowej, ale przede wszystkim nowych źródeł OZE i energii użytecznej, struktura tab. 5 ma charakter autorski. Podkreśla się przy tym, że struktura ta jest sprawą otwartą, bo nie istnieje jeszcze jej dobry fundament metodologiczny. Nowe podejście zastosowane przy tworzeniu struktury tabeli polega w szczególności na odróżnieniu paliw jądrowych od energetyki jądrowej, powszechnie utożsamianej dotychczas z blokami jądrowymi PWR (kolejnymi generacjami) służącymi tylko do produkcji energii elektrycznej. Istotą tego rozdzielenia jest dążenie do powszechnego ujawnienia niezwykle niskiej efektywności (egzergii) paliw jądrowych w kontekście energii użytecznej (elektrycznej). Mianowicie, wykorzystanie energii jądrowej w procesie reakcji jądrowej w reaktorze i następnie w turbinie parowej nie przekracza 10% (taka wartość została przyjęta do oszacowań przedstawionych w tabeli).

Zgodnie z tab. 5 węgiel (kamienny i brunatny), ropa naftowa i gaz ziemny mają udział w bilansie emisji CO₂ równy 100%, w bilansie energii pierwotnej (uwzględniającym paliwa jądrowe i wszystkie źródła OZE) – 52%, w bilansie energii końcowej – aż 83%, a w (hipotetycznym) bilansie energii użytecznej – 75%. Z kolei energetyka jądrowa (energia elektryczna z elektrowni jądrowych) ma udziały w bilansach energii pierwotnej, końcowej i użytecznej równe: 43%, 4% i 7%, a źródła OZE (wodne, wiatrowe, PV i biomasowe, razem wzięte): 5%, 13% i 18%, odpowiednio (wszystkie dane podano w zaokrągleniu, minimalnie odbiegającym od pełnej zgodności z formalnymi regułami).

Struktura tab. 1.5 pokazuje zatem dobitnie, że za pomocą paliw kopalnych nie ma możliwości rozwiązania nabrzmiewających problemów świata w nowym środowisku technologicznym (ICT, OZE, LED, PH, HP, EV, UPS). Paliwa kopalne nie nadają się do zaspakajania usług energetycznych współczesnego świata w tym środowisku, bo powodując 100% emisji CO₂ zaspakajają tylko 75% potrzeb na rynku energii użytecznej. Również nie nadaje się obecnie do tego energetyka jądrowa (z reaktorami PWR), bo mając udział w rynku energii pierwotnej 43% zaspakaja ona mniej niż 7% potrzeb na rynku energii użytecznej (sytuacja może się zasadniczo zmienić, jeśli wysiłki biznesowe B. Gatesa na rzecz utylizacji wypalonego paliwa jądrowego w reaktorach PWR za pomocą technologii Terra Power zakończą się powodzeniem; w szczególności jeśli doprowadzą do radykalnego zwiększenia wykorzystania energii jądrowej znajdującej się w wypalonym paliwie i zmniejszą tym samym problemy związane z jego składowaniem, a w perspektywie otworzą drogę do efektywniejszego wykorzystania energii jądrowej z dostępnych globalnych zasobów paliw jądrowych).

Miarą wykorzystania energetycznego zasobów paliw kopalnych była w dotychczasowym środowisku technologicznym eksploatacyjna sprawność energetyczna procesów cieplnych (w przybliżeniu stosunek energii końcowej do pierwotnej), przede wszystkim turbin w węglowych i gazowych blokach wytwórczych energii elektrycznej (sprawność energetyczna całych bloków, łącznie z kotłami, to 35-45%), samochodowych silników spalinowych (15-30%, szeroki zakres sprawności jest związany z bardzo zróżnicowanymi warunkami eksploatacyjnymi charakterystycznymi dla samochodów), bloków gazowych *combi* (50-60%), kotłów węglowych, gazowych i na paliwa płynne w ciepłownictwie (80-95)% oraz źródeł kogeneracyjnych węglowych i gazowych (70-85)%. W wypadku elektrowni jądrowych sprawność energetyczna obiegu cieplnego obejmującego wytwornicę pary w reaktorze i turbinę parową jest zbliżona do obiegu bloku węglowego. Zasadnicza różnica z punktu widzenia wykorzystania energii pierwotnej (jądrowej) polega na tym, że użyteczna reakcja jądrowa w reaktorze kończy się po wykorzystaniu co najwyżej 10% energii jądrowej, reszta jest usuwana z reaktora w postaci wypalonego paliwa i tworzy problem, które świat na razie nie rozwiązał.

Odpowiednia jest natomiast do nowego środowiska technologicznego energetyka OZE, której udział w energii pierwotnej wynosi niewiele ponad 4%, ale w energii użytecznej wynosi ponad 18%. Potrzebne są jednak w tym wypadku dodatkowe komentarze. Pierwszy dotyczy energetyki wodnej. Otóż jej potencjał w aspekcie produkcji energii elektrycznej jest wyczerpany (wynika to ze stosunkowo dobrze już opracowanych katastrof sił wodnych na

świecie). Inną sprawą są natomiast zasoby magazynowe energetyki wodnej. Na przykład dla Północnej Europy istnieje ogromny potencjał magazynowy (120 TWh) w istniejącej energetyce wodnej Norwegii i Szwecji, który da się stosunkowo łatwo zintegrować z giga projektem *offshore* na Morzu Północnym, czyli budową elektrowni morskich o mocy 60 GW (i rocznej produkcji energii elektrycznej około 240 TWh) w horyzoncie 2030.

Drugi komentarz dotyczy „mapy” potrzeb inwestycyjnych związanych z pierwotną elektryfikacją OZE (będzie ona charakterystyczna przede wszystkim dla Afryki Subsaharyjskiej i Indii) bądź z reelektryfikacją (która będzie charakterystyczna przede wszystkim w wypadku krajów OECD). I jest związany z weryfikacją wydolności inwestycyjnej gospodarki światowej z punktu widzenia realizacji tych inwestycji. Korzystając z oszacowań przedstawionych w tab. 1 łatwo można oszacować, że nakłady inwestycyjne odpowiadające rocznej stopie wzrostu energetyki wiatrowej równej 12%, PV – 14% i biogazowej – 10% powinny w 2017 r. wynieść: 70, 30 i 10 mld €, odpowiednio. W 2051 r. byłyby to, w cenach stałych, z pominięciem inflacji jak i bez uwzględnienia potencjału obniżki cen stałych dóbr inwestycyjnych dla wymienionych źródeł OZE: 2, 2, 0,4 bln €, odpowiednio. Przytoczone oszacowania uwiarygodniają w bardzo silny sposób racjonalność hipotezy dotyczącej istnienia wystarczającej wydolności inwestycyjnej gospodarki światowej potrzebnej do przeprowadzenia transformacji energetyki.

Racjonalność ta wynika z zestawienia następujących liczb. Roczne globalne nakłady inwestycyjne w infrastrukturę energetyczną w 2016 r. wyniosły około 1,2 bln \$, w tym nakłady inwestycyjne w energetykę wiatrową i PV wyniosły około 170 mld \$, czyli znacznie więcej niż oszacowane powyżej nakłady dla pierwszego roku umownego okresu transformacyjnego. Z kolei w 2051 r., dla 2-krotnie większego rynku energii użytecznej (w porównaniu z hipotetycznym rynkiem takiej energii w 2016 r.) byłyby to nakłady wynoszące prawie 4,5 bln \$. Na pewno takie oszacowanie, gdy odnosi się je do globalnej perspektywy ludnościowej, mieści się w sferze racjonalności.

Argumenty przemawiające za tym stwierdzeniem są następujące. Inwestycje w źródła OZE będą realizowane w okresie 2017-2050 głównie (szacuje się, że będzie to udział wynoszący ponad 90%) poza obszarem OECD, czyli w 2051 r. będą dotyczyć prawie 90% ludności całego świata. To zarazem oznacza, że tempo elektryfikacji OZE (w wypadku słabo zelektryfikowanych Indii oraz Afryki Subsaharyjskiej, i Chin na razie średnio zelektryfikowanych), bądź sukcesywnej reelektryfikacji OZE (dotyczy to „reszty świata”, patrz tab. 1.1), wynoszące niewiele ponad 2% rocznie, będzie i tak bardzo niskie w porównaniu z tempem pierwotnej elektryfikacji (za pomocą zasobów wodnych, węgla i paliw jądrowych) w strefie euroatlantyckiej (w USA i w Europie Zachodniej), gdzie praktycznie do połowy lat 1970. tempo to utrzymywało się na poziomie około 8%.

Trzeci (w tym miejscu ostatni) komentarz jest związany z ustaleniami Szczytu Paryskiego 2015, czyli ze strategią zahamowania zmian klimatu (obniżenia wzrostu temperatury powierzchni globu ziemskiego w okresie do 2050 r. poniżej 1,5 °C), a ponadto z modelem funkcjonowania gospodarki oraz ze stylem życia społeczeństw.

$$Emisja_{2016w} \sum_{i=1}^{33} 0,93^i + Emisja_{2016(r+g)} \sum_{i=1}^{33} 0,95^i = 460 \text{ mld ton } CO_2 \quad (1)$$

Za pomocą wzoru (1) oszacowano skumulowaną emisję CO₂ z paliw kopalnych przy redukcji ich zużycia według tab. 1, czyli o 90% w wypadku węgla (kamiennego i brunatnego) oraz o 80% w wypadku ropy naftowej i gazu ziemnego (łącznie z łupkowym). Emisję wyjściową dla węgla ($Emisja_{2016w}$) przyjęto na poziomie 15 mld ton, a dla ropy i gazu ($Emisja_{2016(r+g0)}$) na poziomie 17 mld ton, tab. 2. Skumulowana emisja, wynosząca 460 mld ton CO₂, w połowie zostanie wchłonięta przez oceany (z powodu tego wchłonięcia oceany poważnie zwiększą stopień swojego zakwaszenia). Taki bilans skumulowanej emisji CO₂ umożliwi utrzymanie koncentracji CO₂ w całym rozpatrywanym okresie transformacji energetyki na stałym poziomie 400 ppm (400 cząstek CO₂ na milion cząstek powietrza), czyli umożliwi ograniczenie wzrostu temperatury w okresie do 2050 r. poniżej 1,5 °C.

Transformacja energetyki w kierunku rynku energii użytecznej (mono rynku energii elektrycznej OZE) bez wątpienia będzie pociągać za sobą poważne zmiany modelu funkcjonowania globalnej gospodarki, zwłaszcza przemysłu, oraz stylu życia społeczeństw. Generalnie będą to zmiany w kierunku respektowania naturalnych właściwości źródeł OZE, i zarazem przywracania rytmu życia respektującego w większym stopniu rytm funkcjonowania natury. W przemyśle ogromne możliwości będzie tworzył w tym zakresie przemysł 4.0 (planowanie produkcji realizowanej za pomocą robotów na prognozowane okresy podaży taniej energii, z kierowaniem tej produkcji do magazynów funkcjonujących w rytmie przyrody). W gospodarstwach domowych wielkie możliwości będzie tworzył Internet IoT. W miastach bardzo silna presja będzie wywierana na zamianę transportu indywidualnego na zbiorowy. Należy się liczyć z rosnącą presją na redukcję „zaśmiecania” środowiska nocnego światłem. Lista potencjalnych możliwości dostosowywania się do właściwości źródeł OZE jest w gospodarce i w stylu życia ludzi praktycznie nieograniczona.

ZAKOŃCZENIE – cztery historyczne fale innowacyjności przyrostowej w energetyce

Z punktu widzenia perspektyw energetyki warto prześledzić, choćby w największym zarysie, kolejne historyczne fale innowacyjności (przyrostowej) w energetyce WEK (czyli w energetyce epoki przemysłowej) [4]. 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 w., 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, 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, lokalizacja – 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 (Alexsander G. Bell, firma: *AT&T*), który stworzył podstawy pod rozwój przyszej 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 stworzył teoretyczne podstawy interwencjonizmu państwowego w okresie międzywojennym. Dzięki temu po II wojnie światowej politycy mieli gotowe narzędzie do wykorzystania). Podkreślić trzeba, że interwencjonizm państwowy w skrajnej postaci został zastosowany w elektroenergetyce (nacjonalizacja 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. Na czwartą falę złożył się także rozwój gazowych technologii energetycznych, mniej spektakularny dla przemian cywilizacyjnych, ale bardzo ważny dla rozwoju energetyki rozproszonej. 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 r. Liczba rocznych patentów rejestrowanych przez IBM w ostatnich 20 latach wynosiła od około 1000 do około 3500. W 2005 r. 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 r. 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 50-60%), przy jednoczesnym zmniejszeniu mocy źródeł, nawet do 1 MW (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%.

Piąta fala innowacyjności, właściwa dla dokonującego się przełomu w energetyce, ma całkowicie inny charakter od czterech pierwszych fal. Wprawdzie i w tym wypadku pojawiają się wielkie postacie (przykładem jest Elon Musk), ale mniej jako genialni wynalazcy, a bardziej jako kreatorzy nowych trendów integrujących przełomowe technologie i przełomowe modele biznesowe. Najbardziej charakterystyczną cechą innowacyjności piątej fali będzie jej „demokratyczny” charakter, i masowość (powszechny zasięg). Oczywiście, w obecnym rozumieniu masowość i innowacyjność są przeciwieństwami. Jednak w perspektywie transformacji energetyki masowa zdolność prosumentów i niezależnych inwestorów do dyfuzji rozproszonych (też masowych) innowacji oferowanych przez producentów urządzeń AGD oraz dostawców (producentów) dóbr inwestycyjnych dla rozproszonej energetyki przekształca się w przełomową zmianę funkcjonowania energetyki w całości.

Źródła dotyczące zasobów paliw kopalnych

- [1] Popkiewicz M. *Rewolucja energetyczna*. Wydawnictwo Sonia Draga, Katowice, 2016
- [2] Obrąpalski J. *Gospodarka energetyczna*. PWN, Warszawa 1955.
- [3] Wilczyński M. *Węgiel. Już po zmierzchu*. European Climate Foundation, listopad 2015.
- [4] Popczyk J. *Postprzemysłowa energetyka – piąta fala innowacyjności*. Wykład inauguracyjny roku akademickiego w Politechnice Śląskiej. Gliwice, październik 2009.