

## MONO RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ (UŻYTECZNEJ) OZE<sup>1</sup>

Jan Popczyk

*Najbardziej nieefektywną rzeczą jest robić efektywnie to,  
czego w ogóle nie powinno się robić.*

P. Drucker

*Nie jest potrzebna energia pierwotna (z paliw kopalnych, w tym jądrowych)  
kilka, kilkanaście, kilkadziesiąt razy większa od energii użytecznej.*

*Potrzebna jest energia użyteczna (ze źródeł OZE)  
do zaspokojenia potrzeb energetycznych współczesnej gospodarki,  
które kształtują się sukcesywnie w nowych środowiskach:  
technologicznym, ekonomicznym, biznesowym i społecznym.*

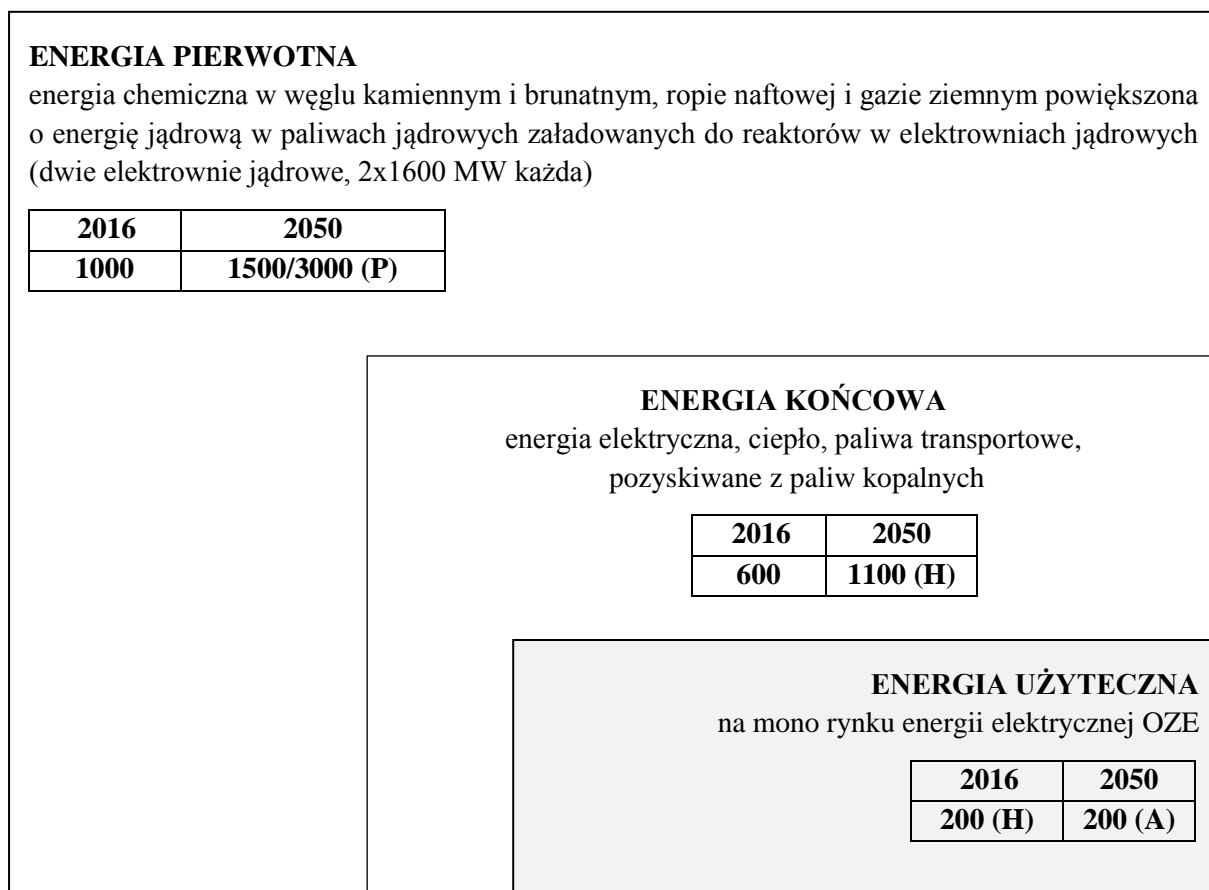
Wschodzące mono rynki energii elektrycznej OZE, wynik przełomu w globalnej energetyce, rozwijają się na fundamencie, którym są cztery nowe środowiska. Są to: bardzo zróżnicowane nowe środowisko technologiczne (ICT, OZE, LED, PH, HP, EV, UPS), nowe środowisko ekonomiczne (kosztów unikniętych oraz kosztów krańcowych, krótkoterminowych na rynkach bieżących i długoterminowych na rynkach inwestycyjnych), nowe środowisko biznesowe/organizacyjne (w energetyce EP i NI całkowicie odmienne od środowiska korporacyjnego energetyki WEK), a także nowe środowisko społeczne (o wielkim potencjale dyfuzji innowacji).

Prosumenci motywowani względami ochrony zasobów przyrodniczych i własnym interesem realizują w sposób ciągły coraz ambitniejsze programy prosumenckiej partycypacji energetycznej, oznaczającej zmianę modelu rozwojowego energetyki na endogeniczny (odejście od modelu egzogenicznego). W ślad za tym politycy ratyfikowali w ekspresowym tempie (potrzebny im był na to niecały rok) cele globalnej polityki klimatyczno-energetycznej uzgodnione w grudniu 2015 r. w Paryżu). Wreszcie, pretendenci (aktywna, szczególnie w USA, nowa generacja niezależnych inwestorów) weszli na rynek energii elektrycznej z innowacjami przełomowymi. W opozycji do tych megatrendów polska rządowo-korporacyjna polityka polega niestety ciągle na snuciu wizji rozwoju energetyki „węgla i atomu”.

---

<sup>1</sup> 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. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autora w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi o ochronę praw autorskich innych autorów niż autor Raportu. Po drugie są to odwołania do wczesnych prac autora, znacznie wyprzedzających utworzenie biblioteki BŹEP oraz do pierwszego Raportu Cyklu (w ostatnim wypadku chodzi o potwierdzenie spójności danych w obydwu Raportach). Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponosi autor.

Dlatego jest niezwykle trudne zmierzenie się Polski z wyzwaniem, którego istota została zobrazowana na rys. 1. W pierwszym przybliżeniu wyzwanie to polega na zastąpieniu w 2050 r. (w wyniku przeprowadzenia do tego czasu głębokiej transformacji całej energetyki) energii chemicznej (łącznie z jądrową) w paliwach kopalnych równej 3000 TWh (w modelu *business as usual*) w energią elektryczną ze źródeł OZE (użyteczną) równą 200 TWh, czyli 15-krotnie mniejszą (nie ma tu istotnego znaczenia, że ta krotność może być mniejsza; ma natomiast znaczenie, że jest to głęboka zmiana jakościowa energetyki, największa w historii).



**Rys. 1. Rynki energii pierwotnej, końcowej i użytecznej, w TWh/rok, w polskiej perspektywie i w horyzoncie 2050;** (P) – prognoza, (H) – rynek hipotetyczny, albo ekwiwalentny, (A) – antycypacja

Krótki komentarz do oszacowań przedstawionych na rys. 1, nawiązujących do oszacowań globalnych [1], jest następujący. Oszacowanie (prognostyczne) energii pierwotnej dla 2050 r. jest charakterystyczną, dla środowiska technologicznego całej energetyki WEK, sumą zużycia energii chemicznej w węglu kamiennym i brunatnym, ropie naftowej i gazie ziemnym oraz energii jądrowej (w paliwie jądrowym zużywanym rocznie przez dwie elektrownie jądrowe, 2x1600 MW każda). W oszacowaniu przyjęto, że zużycie węgla, ropy i gazu rośnie rocznie o 1,3% (zatem we współczesnej perspektywie bardzo niewiele); przy takim wzroście zużycia tych paliw roczna energia pierwotna (chemiczna) rośnie w 2050 r. do około 1500 TWh. Dwukrotny wzrost energii pierwotnej w stosunku do tej wartości podany na rys. 1 dla 2050 r., aż do wartości 3000 TWh, wynika natomiast z wprowadzenia do bilansu energii pierwotnej

energii paliw jądrowych. Przy rocznej produkcji energii elektrycznej w blokach jądrowych wynoszącej około 50 TWh, energia jądrowa paliwa załadowanego do reaktorów bloków wynosi nie mniej niż 1500 TWh. Wynika to ze sprawności wykorzystania paliwa jądrowego w produkcji energii elektrycznej, będącej iloczynem bardzo niskiej sprawności układu obejmującego reaktor wraz z wytwornicą pary oraz niskiej sprawności turbiny parowej. Mianowicie, pierwsza kształtuje się na poziomie poniżej 10%, a druga poniżej 45%; łączna sprawność kształtuje się poniżej 3%.

Oszacowanie energii końcowej przedstawione na rys. 1 dla 2050 r. jest charakterystyczne dla modelu kontynuacji (dla środowiska technologicznego całej energetyki WEK i „biernych” odbiorców), uwzględnia przy tym wykorzystanie innowacji przyrostowych. Uzyskana (hipotetyczna) wielkość rynku energii końcowej w 2050 r. wynosząca 1100 TWh odpowiada rocznemu wzrostowi rynku końcowego równemu 1,9% (znowu, we współczesnej perspektywie jest to wzrost bardzo niewielki).

Transformacja współczesnych rynków energetycznych w mono rynki energii elektrycznej OZE ma charakter przełomowy. Mianowicie, jest realizowana przez pretendenta, czyli przez prosumenta (energetyka EP) i niezależnych inwestorów (energetyka NI), z wykorzystaniem innowacji przełomowych (charakterystycznych dla wszystkich czterech nowych środowisk: technologicznego, ekonomicznego, organizacyjnego i społecznego). Oszacowania rynku energii użytecznej przedstawione na rys. 1 (hipotetyczne dla 2016 r. i antycypowane dla 2050 r.) uwzględniają całkowitą przebudowę usług energetycznych na rzecz ludności (jest to w szczególności pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa i elektryfikacja transportu), ale także na rzecz całej gospodarki, łącznie z przemysłem (w tym wypadku zasadnicze znaczenie ma restrukturyzacja przemysłu w kierunku przemysłu 4.0). Jakościowa przebudowa rynku usług energetycznych powoduje stabilizację wolumenu energii użytecznej. Mianowicie, hipotetyczna wielkość wolumenu w 2016 r. jest równa antycypowanej wielkości wolumenu w 2050 r. Przy tym wolumen na mieszkańca nieznacznie rośnie (o około 0,3%), co wynika ze spadku liczby ludności (z około 38 mln w 2016 r. do około 35 mln w 2050 r.).

## **POLSKIE FUNDAMENTALNE UWARUNKOWANIA TRANSFORMACYJNE**

Jedną z fundamentalnych spraw w kontekście metody nowej energetyki jest stosowane w przeszłości prognozowanie zapotrzebowania na energię/paliwa i wielorakie, bardzo negatywne konsekwencje związane z prognozami, które zawsze miały przyczynę w gigantycznych energetycznych interesach inwestycyjnych (prognozy były takie jak interesy, i dlatego wymykały się na ogół spod działania kryteriów racjonalności ekonomicznej, natomiast miały potężne wsparcie w polityczno-korporacyjnej propagandzie bezpieczeństwa energetycznego).

**Prognozowanie w starej energetyce i metoda nowej energetyki.** Z tego punktu widzenia ważne jest wyeliminowanie z metody nowej energetyki prognoz „dynamicznego” wzrostu zapotrzebowania na paliwa kopalne, i w szczególności na energię elektryczną. Trzeba przy tym podkreślić, że są to prognozy mające na ogół podstawy metodyczne w ekstrapolacji zapotrzebowania energii/paliw za pomocą modeli regresyjnych oraz w modelach przepływów

międzygałęziowych gospodarki centralnie planowanej. Dla zasygnalizowania wielkiego niebezpieczeństwa mentalnego związanego z pułapką takiego prognozowania przytacza się w tab. 1 skrajne przykłady nieracjonalności prognoz dotyczące Polski. Przykładami tymi są prognozy: Polskiej Akademii Nauk – Komitetu Przestrzennego Zagospodarowania Kraju z początku lat 1970. oraz rządowa prognoza z początku lat 1990. (dotyczą one elektrycznej mocy zapotrzebowanej, węgla kamiennego i brunatnego, ropy naftowej oraz gazu ziemnego).

W przełamaniu dramatycznej rozbieżności prognoz i rzeczywistości, takiej jak pokazana w tab. 1, upatruje się w Raporcie głównej szansy na racjonalizację transformacji energetyki w horyzoncie 2050, czyli w horyzoncie, który w ostatnich kilku latach utrwalił się w wymiarze globalnym jako standard w analizach transformacyjnych (transformacja do energetyki bezemisyjnej). Warunkiem podstawowym przełamania rozbieżności jest ukształtowanie się metody, która uwolni nową energetykę od starego prognozowania.

**Tab. 1. Przykłady prognoz energetycznych dla Polski opracowanych na początku lat 1970. i 1990. i ich porównanie z rzeczywistością, do opracowania tabeli wykorzystano dane z [1] i [2]**

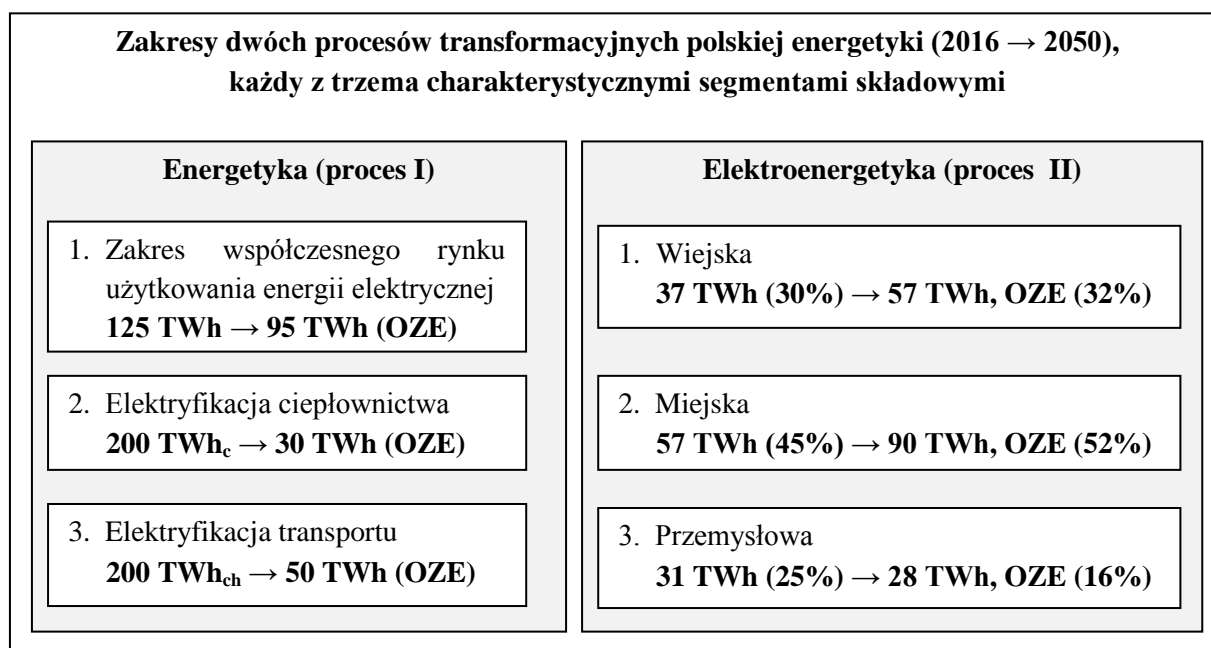
Lp.		Prognozy 2000 [1]	Rzeczywistość 2016
1	Elektryczna moc zapotrzebowana, GW	105	26
2	Wydobycie węgla kamiennego, mln ton	270	70
3	Zużycie węgla kamiennego, mln ton	240	70
4	Wydobycie/zużycie węgla brunatnego, mln ton	120	65
5	Import ropy naftowej, mln ton	90	25
6	Zużycie gazu ziemnego, mld m <sup>3</sup>	Opracowanie [1] nie zawiera prognoz dla gazu ziemnego. Według prognoz rządowych z 1990 r. zapotrzebowanie na to paliwo miało wynosić w 2000 r. około 27 mld m <sup>3</sup> , a w 2010 r. około 40 mld m <sup>3</sup> (wariant wysoki rozwoju gospodarki, [2]). Rzeczywistość 2016, to około 15 mld m <sup>3</sup> .	

W tym kontekście na pewno jest niezbędne natychmiastowe wyeliminowanie polityczno-korporacyjnych prognoz z kształcenia w obszarze energetyki. Z drugiej strony konieczne jest wprowadzenie do praktyki zdroworozsądkowego modelowania dwóch charakterystycznych rynkowych procesów transformacyjnych, z których każdy obejmuje trzy charakterystyczne segmenty; dla Polski zostały one zwymiarowane na rys. 2.

Pierwszy proces obejmuje segmenty w postaci: poprawy efektywności obecnego rynku energii elektrycznej wynoszącego w Polsce 125 TWh (roczna energia elektryczna zużyta przez odbiorców końcowych), a ponadto segment pasywizacji budownictwa i elektryfikacji rynku ciepła (obecne zapotrzebowanie na ciepło przez odbiorców końcowych, to około 200 TWh<sub>c</sub>) oraz segment elektryfikacji rynku transportowego (obecne zapotrzebowanie na energię chemiczną przez odbiorców końcowych, to około 200 TWh<sub>ch</sub>). Drugim jest proces obejmujący transformację (w kierunku zastąpienia paliw kopalnych elektrycznymi źródłami OZE): elektroenergetyki wiejskiej (30% obecnego rynku zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci nN-SN), elektroenergetyki miejskiej (45% rynku energii elektrycznej pobieranej z sieci nN-SN) oraz elektroenergetyki przemysłowej

(wielki przemysł – 25% rynku energii elektrycznej; odbiorcy zasilani z sieci 110 kV, wyjątkowo z sieci przesyłowej 220 i 400 kV).

Ten prosty zabieg – przejście do zdroworozsądkowego modelowania w horyzoncie 2050 dwóch charakterystycznych rynkowych procesów transformacyjnych – wyzwoli każdego (zwłaszcza każdego, kto się zajmował energetyką przez ostatnie dziesięciolecia) z dotychczasowych wyobrażeń o energetyce, w szczególności z wyobrażeń o nieuchronnym dynamicznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną, i o tym, że nie da się w horyzoncie 2050 zbudować energetyki bez paliw kopalnych (prawie bez paliw kopalnych).



**Rys. 2. Dwa rynkowe procesy transformacyjne, każdy z trzema segmentami składowymi**

**Prosumencka efektywność energetyczna vs korporacyjna presja inwestycyjna.** Bardzo pożyteczna jest na początek, w kontekście efektywności energetycznej, symulacyjna weryfikacja dwóch procesów transformacyjnych energetyki, rys. 2, w optyce rynkowej prosumenta (w niewielkim natomiast stopniu jest użyteczna optyka niezależnego inwestora). Otóż wyniki najprostszego prosumenckiego modelowania nie pozostawiają wątpliwości. Obszarom wiejskim i miastom, a także wielkiemu przemysłowi, ciepłownictwu i transportowi nie są potrzebne w horyzoncie 2050 (i w żadnym innym) gigantyczne inwestycje energetyki WEK, tab. 2. Te inwestycje są potrzebne samej energetyce WEK. Niestety nie istnieją kryteria (poza polityczno-korporacyjnym propagandowym kryterium bezpieczeństwa energetycznego), które umożliwiłyby – na obecnym etapie transformacji energetyki – weryfikację ich ogólnej racjonalności gospodarczej.

W nowej (technologicznie, ekonomicznie, biznesowo, społecznie) energetyce mieszkańcom obszarów wiejskich i miast, samorządom, przedsiębiorcom MSP, wielkiemu przemysłowi potrzebne są przede wszystkim własne inwestycje, we własną efektywność energetyczną, i we własne źródła elektryczne OZE. W nowej energetyce potrzebni są także niezależni inwestorzy, zdolni konkurować na rynkach źródeł elektrycznych OZE.

Fenomen metody nowej energetyki polega właśnie na fakcie, że to podmioty tej (nowej) energetyki zdobywają (już zdobyły) indywidualne możliwości weryfikacji najważniejszej hipotezy roboczej, że świat uwolniony od dominacji paliw kopalnych i obecnego modelu biznesowego energetyki WEK jest w pełni realny. W dodatku, że zamiana energetyki WEK – wykorzystującej paliwa kopalne (z rocznymi rynkami o wartościach idących w skali globalnej w biliony \$, a w skali polskiej w dziesiątki miliardów PLN), z jednostkowymi inwestycjami wymagającymi nakładów sięgających nawet 10 mld \$ (bloki jądrowe klasy 1600 MW) – na energetykę EP i NI wykorzystującą zasoby OZE (z dolnym progiem jednostkowych inwestycji na poziomie kilku tys. PLN) prowadzi do bardzo dobrego efektu ekonomicznego. Źródłem tego efektu jest zamiana paramilitarnego charakteru rynków paliw kopalnych na demokratyczny charakter zasobów OZE. A dalej, zamiana efektu skali i monopolu w energetyce WEK na powszechną skalowalność rozwiązań technicznych oraz konkurencję w energetyce EP-NI.

**Tab. 2. Planowany rządowo-korporacyjny rozmach inwestycyjny polskiej energetyki WEK**

Lp.	Inwestycje	Planowane/realizowane nakłady inwestycyjne
1	Cztery bloki jądrowe klasy 1600 MW	160 mld PLN (horyzont realizacji 2035)
2	Pięć bloków klasy 1000 MW na węgiel kamienny: jeden (w Koziencach) w rozruchu, trzy w budowie (dwa w Opolu i jeden w Jaworznie), jeden (w Ostrołęce) planowany do uruchomienia w 2024 r.	każdy wymaga nakładów inwestycyjnych około 7 mld PLN (łącznie nakłady 35 mld PLN, horyzont 2024)
3	Elektroenergetyczny system przesyłowy	20 mld PLN (horyzont 2025)
4	Inwestycje petrochemiczne (Orlen, Lotos)	6 mld PLN rocznie
5	Infrastruktura gazowa (PGNiG, Gaz System)	3 mld PLN rocznie
6	Inwestycje w górnictwie węgla energetycznego	brak inwestycji

Chodzi oczywiście zawsze o stosowną hipotezę roboczą, „skrojoną” w energetyce EP-NI na rozmiar zainteresowanego (potrzeb, ale też możliwości realizacyjnych prosumenta). Jest przy tym zrozumiałe, że weryfikacja indywidualnych hipotez roboczych, mająca w coraz większym stopniu podstawę w piśmiennictwie internetowym, zawsze napotka na trudności związane z zalewem danych niskiej jakości, a nawet z danymi fałszywymi, wprowadzanymi do Internetu celem dezinformacji. Jednak osiągnięty poziom konsolidacji i jakości opisu transformacji energetyki w wymiarze globalnym pozwala każdemu, o ile stoi za nim uczciwość badawcza (i zwykła uczciwość życiowa), przewycięzać coraz skuteczniej barierę niskiej jakości danych internetowych (Polska w konsolidacji internetowego opisu transformacji energetyki w sensie pozytywnym praktycznie jeszcze nie uczestniczy; ma to bezpośredni związek z kryzysem rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej, ale także z brakiem nowych koncepcji badawczych ze strony korporacji naukowej związanej z energetyką).

Ponieważ najsurowszym potencjalnym weryfikatorem dwóch rynkowych procesów transformacyjnych, przedstawionych na rys. 2, jest prosument z segmentu ludnościowego, to

bez wątplenia pożądanym jest wytworzenie w jego optyce – czyli właściciela domu lub mieszkania, na obszarach wiejskich lub w mieście – standardu danych wyjściowych potrzebnych do analiz symulacyjnych tych procesów. Nie ma istotnych powodów, aby odrzucić roboczą hipotezę, że typowy/reprezentatywny prosument (gospodarstwo domowe) w naturalny sposób skonsoliduje te dane na podobieństwo danych przedstawionych w tab. 3. Chodzi zwłaszcza o dane potrzebne do weryfikacji jednej z hipotez, mianowicie orzekającej, że on sam (każdy prosument) niezależnie od swojego wieku, jest w stanie w horyzoncie 2050 uwolnić się całkowicie od użytkowania paliw kopalnych.

Wybór danych przedstawionych w tab. 3, jako podstawy do analizy rynkowych procesów pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa oraz elektryfikacji transportu, ma silne uzasadnienie, bo są to fundamentalne wielkości rynkowe w budownictwie oraz w transporcie. Jako takie są one mniej podatne na manipulację, czyli są stosunkowo wiarygodne. Przede wszystkim jednak są to dane będące przedmiotem coraz silniejszej refleksji społecznej, ale także refleksji indywidualnej prosumenta w zakresie jego niezbędnego auto-ograniczenia (inaczej: w zakresie gospodarki zrównoważonej, a jeszcze dalej – gospodarki obiegu zamkniętego) [4, 5, 6, 7, 11].

**Tab. 3. Dane do szacowania efektów elektryfikacji ciepłownictwa i transportu**

Lp.	Wielkość	Lata	
		2016	2050
1	Liczba ludności, mln	38	35
<b>Rynek domów/mieszkań</b>			
2	Początkowa liczba domów (o przeciętnym rocznym zużyciu ciepła grzewczego wynoszącym około 180 kWh/m <sup>2</sup> ), mln	6	(-)
3	Początkowa liczba mieszkań (o przeciętnym rocznym zużyciu ciepła grzewczego wynoszącym również około 180 kWh/m <sup>2</sup> ), mln	6	(-)
4	Roczna liczba budowanych nowych domów, tys.	80	
5	Roczna liczba budowanych nowych mieszkań, tys.	80	
6	Pożądany przyrost nowych domów/mieszkań (do zbudowania), mln	1	
7	Potencjalna liczba domów/mieszkań do rewitalizacji, mln	5	
8	Domy/mieszkania do (nieuchronnego/technicznego) wyburzenia, mln	2	
9	Liczba domów/mieszkań w horyzoncie 2050, mln	(-)	11
10	Wartość domów/mieszkań (w cenach stałych), bln PLN	2,8	3,4
<b>Rynek samochodów</b>			
11	Liczba samochodów/1000 mieszkańców (wskaźnik)	550	400
12	Liczba samochodów, mln	20	14
13	Roczna sprzedaż nowych samochodów, tys.	400	(-)
14	Wartość samochodów, mld PLN	500	(-)

I chociaż dane w tab. 3 wymagają (bezsprzecznie) weryfikacji, to fundamentalne znaczenie ma fakt, że potencjalne przedziały zmienności poszczególnych danych mieszczą się w obszarach skutecznego działania mechanizmów rynkowych nowej energetyki. Zresztą, w energochłonnym (ciągle jeszcze) i nieelektryfikowanym budownictwie, oraz

w niezelektryfikowanym transporcie, mechanizmy te działają przecież w rzeczywistości, a nie tylko potencjalnie (ich ukształtowanie zajęło w Polsce, w ustrojowym procesie transformacyjnym gospodarki, kilkanaście ostatnich lat). Działanie tych mechanizmów rozumie bardzo dobrze, w wymiarze mikroekonomicznym, zainteresowany prosument. To jest bardzo ważne, bo to on podejmuje decyzje prosumenckie/inwestycyjne (stosując całkowicie odmienne kryteria ekonomiczne od kryteriów obowiązujących w energetyce korporacyjnej; mianowicie, są to na ogół kryteria ekonomiki behawioralnej).

Fakt, że prosument rozumie mechanizmy rynkowe w obszarze, w którym podejmuje decyzje oznacza, że nie są możliwe nadużycia prowadzące do rozbieżności prognoz energetycznych oraz rzeczywistości tak drastycznych jak pokazuje tab. 1. W konsekwencji nie jest możliwa też tak silna presja inwestycyjna w energetyce jak pokazuje tab. 2. Jest przy tym bezdyskusyjną sprawą, że waga prosumenckich mechanizmów rynkowych w procesach elektryfikacji ciepłownictwa i transportu wykracza poza mikroekonomię, bo są to mechanizmy, które gwarantują efektywne działanie popytu i podaży ogólnie na rynku (za ich pomocą dokonuje się optymalna alokacja zasobów makroekonomicznych).

### **Strategie rynkowe pasywizacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa.**

Zdroworozsądkowa analiza/strategia rynkowa w drugim segmencie procesu I (czyli w segmencie elektryfikacji ciepłownictwa, zawsze powiązanej z wcześniejszą pasywizacją budownictwa) w zarysie wygląda następująco (podkreśla się tym miejscu, że nie jest to jedyna możliwa wersja analizy/strategii). Najbardziej racjonalną jest zrównoważona strategia elektryfikacji usług ciepłowniczych w budownictwie mieszkaniowym – zrównoważona w tym sensie, że ewolucyjnie/bezpośrednio nawiązującą do dotychczasowych rynkowych procesów rozwojowych w budownictwie (czyli do rozwoju przed pasywizacją i elektryfikacją budownictwa).

**Tab. 4. Dane uwiarygodniające potencjalne strategie rynkowe pasywizacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa**

<b>Lp.</b>	<b>Wielkość</b>	<b>Wartość</b>
<b>1</b>	Roczne zapotrzebowanie nowego domu/mieszkania na ciepło grzewcze	30 kWh <sub>c</sub> /m <sup>2</sup>
<b>2</b>	Roczne zapotrzebowanie na ciepło grzewcze istniejącego domu/mieszkania po rewitalizacji (trzeciej generacji)	40...50 kWh <sub>c</sub> /m <sup>2</sup>
<b>3</b>	Roczne zapotrzebowania na ciepło do produkcji ciepłej wody użytkowej	1200 kWh <sub>c</sub> /osobę
<b>4</b>	Wzrost nakładów na budowę nowego domu/mieszkania z tytułu inwestycji zapewniających jego standard zero-energetyczny, w pełni zrównoważony przez wzrost wartości rynkowej domu/mieszkania	15%
<b>5</b>	Nakłady na rewitalizację (trzeciej generacji) istniejącego domu/mieszkania, w % wartości domu/mieszkania, z nadwyżką zrównoważone przez wzrost wartości rynkowej domu/mieszkania	15%

Według tej (zrównoważonej) strategii intensywność budowy nowych domów/mieszkań pozostaje w horyzoncie 2050 na stałym poziomie (corocznie buduje się około 160 tys. nowych domów/mieszkań, około 5,5 mln w horyzoncie 2050). Jednak jednostkowe roczne zapotrzebowanie na ciepło grzewcze tych domów/mieszkań zmniejsza się do około 30



kWh/m<sup>2</sup>, tab. 4 (zapotrzebowanie 2-krotnie wyższe od standardu domu pasywnego, ale 6-krotnie niższe od przeciętnego obecnego zapotrzebowania na ciepło grzewcze, tab. 3). Roczne zapotrzebowanie ciepła na produkcję ciepłej wody użytkowej wynosi około 1200 kWh/osobę, tab. 4. Przy tym zapotrzebowanie na ciepło grzewcze oraz na ciepło do produkcji ciepłej wody użytkowej, a także na potrzeby klimatyzacji, pokrywa się każdorazowo za pomocą monowalentnej pompy ciepła o współczynniku COP wynoszącym 3,5, zintegrowaną z prawidłowo dobranym budynkowym źródłem PV, w stosunku do którego na rynku energii elektrycznej stosuje się mechanizm *net metering*. Dla takiego zakresu infrastruktury pasywizacyjno-elektryfikacyjnej (i przedstawionego zakresu danych), obowiązują nakłady inwestycyjne na tę infrastrukturę podane w tab. 3 (wzrost nakładów inwestycyjnych na dom/mieszkanie o 2x15%).

Równolegle do budowy nowych domów/mieszkań realizuje się w zrównoważonej strategii pasywizacji/elektryfikacji proces rewitalizacji około 5,5 mln istniejących domów/mieszkań do rocznego standardu grzewczego wynoszącego, w tendencji, 50 kWh/m<sup>2</sup>. Jest to bardzo wysoki standard dla domów/mieszkań budowanych w latach 1970. (i wcześniej), mających roczne zapotrzebowanie na ciepło grzewcze znacznie powyżej obecnego przeciętnego (180 kWh/m<sup>2</sup>), sięgające nawet 300 kWh/m<sup>2</sup>. To oznacza, że proces pasywizacji istniejących domów/mieszkań wymaga powszechnego zastosowania termomodernizacji trzeciej generacji (powiązanej z wykorzystaniem technologii domu pasywnego) oraz infrastruktury elektryfikacyjnej takiej jak w wypadku nowego domu/mieszkania (obejmującej monowalentną pompę ciepła zintegrowaną ze źródłem budynkowym PV).

Jednak podkreśla się, że standardy ciepłownicze przyjęte dla istniejących domów/mieszkań po ich zrewitalizowaniu, jak i dla nowych domów/mieszkań (tab. 4), nie są wygórowane. Tę hipotezę roboczą weryfikuje się tu na drodze odwołania do wartości wskaźników zapotrzebowania na energię pierwotną energii przyjętych w *Krajowym planie mającym na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii* (plan przyjęty w postaci uchwały rządowej, Monitor Polski 2015, poz. 614). Otóż w planie przyjmuje się następujące roczne wartości wskaźnika na kolejne lata, w kWh/m<sup>2</sup>: 105-120 do końca 2016 r., 85-95 od 1 stycznia 2017 r., i 65-70 od 1 stycznia 2019 r. Przy tym są to wartości łączne dla potrzeb grzewczych i produkcji ciepłej wody użytkowej.

**Elektryfikacja transportu.** W trzecim segmencie procesu I (elektryfikacja transportu) można by z kolei wprowadzić od 2025 r. wyłączną sprzedaż samochodów elektrycznych (zakaz sprzedaży nowych samochodów z silnikami spalinowymi, czyli samochodów tradycyjnych). Oczywiście, sam zakaz sprzedaży nie jest mechanizmem rynkowym, ale uruchamia mechanizmy rynkowe, w szczególności równoważenie popytu i podaży na pożądanym poziomie, który jest (powinien być) wynikiem odpowiedniej umowy społecznej. Takie/podobne rozwiązanie wprowadza się już (i przewiduje się do wprowadzenia) w coraz większej liczbie krajów na świecie (największe znaczenie w skali globalnej ma pod tym względem polityka Indii; mianowicie, kraj ten ma zrealizować proces przejścia od tradycyjnego transportu samochodowego w jednolity/wyłączny rynek samochodów elektrycznych w okresie do 2030 r.).

Niewątpliwie, dane przedstawione w tab. 3 dotyczące transportu indywidualnego w Polsce wskazują wyraźne różnice w „napięciach” rynkowych w obszarze elektryfikacji transportu oraz w obszarze pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa. Na przykład, aby przeprowadzić pełny zakres elektryfikacji transportu z zastosowaniem zaproponowanej regulacji należałoby zwiększyć o 50% roczny rynek sprzedaży nowych samochodów po 2025 r. (do 600 tys. samochodów elektrycznych rocznie). Jest to zadanie zapewne osiągalne, ale trudne. I okazuje się, wymagające prosumenckiego zaangażowania kapitałowego (bezwzględnego) przewyższającego prosumenckie zaangażowanie kapitałowe wymagane w związku z pasywizacją budownictwa i elektryfikacją ciepłownictwa. Ten wynik jest bez wątpienia jednym z najbardziej zaskakujących wyników zdroworozsądkowej analizy segmentów drugiego i trzeciego w rynkowym procesie transformacyjnym I, rys. 2.

Bardziej szczegółowo, na podstawie danych z tabl. 3 i 4 można wyliczyć, że (niezbędne) prosumenckie roczne zaangażowanie kapitałowe w procesie pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa powinno w horyzoncie 2050 kształtować się na poziomie niewiele wyższym niż 20 mld PLN (wynika to z czasów życia domów/mieszkań wynoszących 50...60 lat oraz dwa razy krótszych czasów życia infrastruktury elektryfikacyjnej w postaci pomp ciepła i źródeł budynkowych PV). Jest to zatem zaangażowanie, które zwiększałoby polski rynek budowlany w segmencie budownictwa mieszkalnego w granicach 15-20% (obecną roczną wartość tego rynek, przed jego pasywizacją i elektryfikacją, szacuje się w Polsce na około 60 mld PLN).

(Niezbędne) Prosumenckie roczne zaangażowanie kapitałowe w procesie elektryfikacji transportu powinno natomiast kształtować się w okresie 2025-2050 na poziomie około 25 mld PLN. To oszacowanie wynika z różnicy cen samochodu elektrycznego i tradycyjnego (przyjmuje się tu 100 tys. PLN i 60 tys. PLN, odpowiednio) oraz z czasu życia samochodu około 15 lat. To oznacza oczywiście wzrost rocznej wartości rynku nowych samochodów o prawie 70% (byłby to hipotetyczny skutek wprowadzenia prawnego zakazu sprzedaży nowych samochodów z tradycyjnym napędem, bez zmiany liczby sprzedanych samochodów). Czyli procentowy wzrost zaangażowania prosumenckiego jest w wypadku elektryfikacji transportu co najmniej 3,5-krotnie większy od wzrost zaangażowania prosumenckiego w wypadku pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa. Do tego wyniku potrzebne są dwa komentarze.

Po pierwsze, kolejne lata ujawnią wielki potencjał rozwojowy rynku samochodów elektrycznych na świecie. Tym samym istnieje szansa, że szybko zostanie zmniejszona asymetria niezbędnego prosumenckiego zaangażowania, która obecnie działa na niekorzyść samochodu elektrycznego. Po drugie, i to jest ważniejsze, „startowe” napięcia w procesie transformacji energetyki, o których jest mowa, mają potencjał wytworzenia w kilku kolejnych latach całkowicie nowej, prosumenckiej struktury preferencji obejmującej rozległy obszar usług mieszkaniowych, transportowych i energetycznych (budowa nowego domu/mieszkania, rewitalizacja istniejącego domu/mieszkania, zakup samochodu elektrycznego, wykorzystanie transportu publicznego). W dodatku będzie to struktura preferencji, która będzie odpowiedzią na takie narastające praktyczne dolegliwości jak: smog, niewydolność (parkingowa i nie tylko) miast w obszarze transportu indywidualnego, i wiele innych.

**Potencjał poprawy efektywności użytkowania energii elektrycznej w jej współczesnym zakresie wykorzystania.** Oszacowanie tego potencjału jest przedstawione w tab. 5. Największy potencjał jest charakterystyczny dla użytkowania energii elektrycznej przez ludność. Szacuje się, że jest to około 30%. Potencjał ten tworzą przede wszystkim dostawcy: oświetlenia LED, sprzętu AGD, produktów przemysłu ICT. Dla szeroko rozumianych przedsiębiorstw MSP, łącznie z przemysłem spożywczym (wymienia się ten przemysł, bo jego roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi w Polsce ponad 4 TWh) potencjał szacuje się na około 20% (potencjał tworzą przede wszystkim: oświetlenie LED oraz napędy elektryczne, praktycznie już powszechnie wyposażane w energoelektroniczne układy sterowania).

**Tab. 5. Szacunkowy potencjał redukcyjny (horyzont 2050) obecnego rynku użytkowania energii elektrycznej w Polsce**

Lp.	Segment	Potencjał
1	Ludność (oświetlenie, AGD, produkty przemysłu ICT)	30%
2	MSP, w tym przemysł spożywczy, inne (oświetlenie, napędy elektryczne, inne odbiorniki elektryczne)	20%
3	Przemysł (hutniczy, górniczy i kopalnictwo, chemiczny, rafineryjny, celulozowo-papierniczy, cementowy, inne) – procesy technologiczne (napędy elektryczne, grzejnictwo elektryczne, inne)	20% dla okresu zwrotu nakładów 4 lata
		10% dla okresu zwrotu nakładów 2 lata

Duży potencjał poprawy użytkowania energii elektrycznej istnieje ciągle jeszcze w wielkim przemyśle. Jednak w tym wypadku najprostsze rezerwy zostały już wykorzystane (np. w górnictwie i kopalnictwie w ostatnich 20 latach obniżono jednostkowe zużycie energii elektrycznej, na tonę wydobycia, o około 30%). Dlatego bezinwestycyjne metody poprawy użytkowania energii elektrycznej praktycznie nie są już możliwe. Ciągle natomiast czasy zwrotu proefektywnościowych nakładów inwestycyjnych w użytkowanie energii elektrycznej są bardzo atrakcyjne (chodzi o inwestycje w technologie użytkowania energii elektrycznej nowej generacji, bardzo silnie wysyczone w układy energoelektroniczne, czyli napęd elektryczny, grzejnictwo przemysłowe, w tym mikro-hutnictwo, a także chodzi o technologie procesowego zastosowania energii elektrycznej w przemyśle chemicznym).

Szacuje się, że czasy zwrotu równe cztery lata zapewniają redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną równą około 20%, a czasy zwrotu równe dwa lata umożliwiają redukcję około 10%. Zatem są to wskaźniki kilkukrotnie korzystniejsze od wskaźników dla inwestycji wytwórczych.

## **PIERWSZE SZACOWANIE POLSKIEGO MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE**

Przez efektywną elektryfikację wszystkich usług energetycznych rozumie się stan będący (w tendencji) wynikiem działań podejmowanych w trzech kierunkach. Pierwszy kierunek obejmuje pełne wykorzystanie technologii nowej generacji (z uwzględnieniem ich dalszego rozwoju) w obecnym obszarze użytkowania energii elektrycznej. Chodzi o technologie już

skomercjalizowane, takie jak: oświetlenie LED, produkty przemysłu AGD, produkty przemysłu ICT, pełne wysycenie przemysłowych napędów elektrycznych oraz instalacji grzejnictwa przemysłowego w energoelektroniczne układy sterowania, i inne. Drugim kierunkiem jest pełna pasywizacja budownictwa i elektryfikacja ciepłownictwa. Trzecim kierunkiem jest natomiast elektryfikacja transportu.

**Bilans zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce po efektywnej elektryfikacji wszystkich usług energetycznych.** Bilans ten, bardziej rozbudowany niż na rys. 1, przedstawia tab. 6. Do budowy bilansu wykorzystane zostały dane z tab. 3 do 5. Bilans jest oczywiście całkowicie spójny z danymi przedstawionymi na rys. 2, charakteryzującymi proces transformacyjny I (także proces II).

Podkreśla się, że bilans przedstawiony w tab. 6 został poddany różnorodnym krzyżowym weryfikacjom, zwłaszcza w kontekście działania mechanizmów rynkowych. Szczególne znaczenie mają wszelkie weryfikacje uwiarygodniające wystarczalność mechanizmów rynkowych (ich dostateczną siłę) w procesach samoregulacji, czyli uwiarygodniające „stabilność” bilansu (traktowanego jako proces). Oczywiście, testy trzeba zawsze konstruować stosownie do wielkości i rodzaju zaburzeń, które rynek ma ustabilizować.

Przykładem jest następujący test, jeden z bardzo wielu, odnoszący się do „małych” zaburzeń. Zredukowanie w horyzoncie 2050 rocznego zużycia energii elektrycznej w pierwszym segmencie procesu transformacyjnego I do 95 TWh (z obecnych 125 TWh), wyliczone głównie na podstawie danych z tab. 5, wymaga rocznej redukcji poboru energii elektrycznej zaledwie o 0,8%, co potwierdza wzór (1):

$$125 \text{ TWh} \cdot 0,992^{33} = 95 \text{ TWh} \quad (1)$$

Nie ma wątpliwości, że zadanie takie na rynku będzie, przy powszechnej aktywności prosumentów (łącznie z przemysłowymi), bardzo łatwo osiągalne. Tym samym „regresyjny” test ma w tym wypadku sens (i ogólnie w przypadku mało zaburzonych rynkowych procesów, czyli procesów odbywających się w środowisku energetyki rozproszonej i bez przełomów technologicznych).

Pasywizacja budownictwa i elektryfikacja ciepłownictwa (drugi segment procesu transformacyjnego I) należy natomiast do „zaburzeń” ekstremalnie dużych. W tym wypadku pożyteczne są proste testy technologiczno-ekonomiczne. Punktem wyjścia do najprostszego testu technologicznego jest wartość współczynnika COP dla pompy ciepła, przyjęta na poziomie 3,5. Dla takiej wartości ciepło grzewcze powinno być przeciętnie (statystycznie) zredukowane w procesie pasywizacji budownictwa (w całym bilansie) około 3,5-krotnie (ze 155 do 45 TWh). Ponieważ potencjalnie (indywidualnie) jest możliwa redukcja nawet 6-krotna, to uznaje się, że przeprowadzony test daje wynik pozytywny).

Elektryfikacja transportu – trzeci segment procesu transformacyjnego I – wprowadza zaburzenie rynku znacznie mniejsze niż segment drugi, ale znacznie większe niż segment pierwszy. W tym wypadku najważniejszym jest ilościowy test technologiczny wykorzystujący oszacowania przeciętne połączone z testem uwzględniającym zmianę stylu życia (i zmniejszenie liczby ludności). Pierwszy z nich daje w horyzoncie 2050 oszacowanie zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby indywidualnego transportu wynoszące

około 65 TWh (co wynika z 3-krotnego wzrostu sprawności eksploatacyjnej samochodu elektrycznego w stosunku do samochodu tradycyjnego z silnikiem spalinowym). Drugi nakazuje natomiast zmniejszenie 65 TWh do 50 TWh, wynikające (głównie) z antycypowanej alokacji usług realizowanych za pomocą indywidualnego transportu samochodowego na rynek transportu zbiorowego.

**Tab. 6. Polski rynek energii elektrycznej 2050, po antycypowanej efektywnej elektryfikacji wszystkich usług energetycznych i transformacji OZE**

Lp.	Segment	Rynek energii elektrycznej: odbiorców/prosumentów (poz. 1 do 6), TWh	
		2016 (tradycyjny, odbiorców)	2050 (prosumentów, po elektryfikacji usług energetycznych i transformacji OZE)
<b>Zakres tradycyjnego rynku energii elektrycznej</b>			
1	Ludność, łącznie z samorządami i rolnictwem	42	30
2	MSP, łącznie ze „średnim” przemysłem	50	37
3	„Wielki” przemysł, łącznie z transportem kolejowym	33	28
<b>Spasywizowane budownictwo, zelektryfikowane ciepłownictwo</b>			
4	Ciepło grzewcze (zapewnienie komfortu środowiskowego w domach/mieszkaniach)	~0	15
5	Produkcja ciepłej wody użytkowej (w domach/mieszkaniach)	~0	15
<b>Zelektryfikowany transport indywidualny</b>			
6	Samochód elektryczny	~0	50
<b>Łącznie</b> rynek 2016: odbiorców i korporacyjnych wytwórców (WEK) rynek 2050: prosumentów i niezależnych wytwórców (NI)			
7	Σ	125/160	~175/200

Bilans 2050 przedstawiony w tab. 6 ma charakter szokowy, zwłaszcza w zestawieniu z prognozami przedstawionymi w tab. 1. Przy tym ma on jednak trzy właściwości, które przesądają o tym, że nie może być ani zignorowany, ani łatwo (urzędowo, pozanaukowo) podważony.

Po pierwsze, ze względu na zdroworozsądkowy charakter bilansu może on być stosunkowo łatwo zweryfikowany przez każdego zainteresowanego. Mianowicie, może być zweryfikowany przez rządowego urzędnika tworzącego podstawy regulacyjne dla transformacji energetyki (obecnie broniącego polskiego węgla), przez energetyka z energetyki WEK, ciągle jeszcze nie dostrzegającego przełomu w energetyce (petryfikującego

energetykę), przez potencjalnego niezależnego inwestora przygotowującego się do wejścia na klastrowe rynki energii, ale także przez prosumenta szukającego możliwości na wykorzystanie swojej szansy wynikającej z często już lepszego (niż w wypadku urzędnika rządowego, energetyka korporacyjnego i niezależnego inwestora) zrozumienia istoty globalnej transformacji energetycznej.

Po drugie, znaczenie bilansu 2050 przedstawionego w tab. 6 polega na tym, że jest to bilans określający warunki początkowe do badań symulacyjnych stabilnego procesu transformacyjnego. Stabilność procesu zapewnia uczestnictwo w nim milionów prosumentów, dokonujących stale wyboru między prosumenckimi inwestycjami profektywnościowymi oraz inwestycjami w źródła OZE, i ponadto tysięcy niezależnych inwestorów na konkurencyjnym rynku inwestycyjnym OZE. Prosumenci mogą i powinni zapewnić sobie własne bezpieczeństwo energetyczne, wykorzystując przy tym do uzupełnienia partycypacji prosumenckiej podaż energii elektrycznej ze strony niezależnych inwestorów. Jest zrozumiałe, że o ile decyzje milionów prosumentów i tysięcy niezależnych inwestorów, korzystających z „fabrycznych” technologii energetycznych, zapewniają rynkową stabilność procesu transformacyjnego otwartej energetyki, to inwestycje w elektrownie jądrowe, w elektrownie węglowe, w wielkie systemy energetyczne (elektroenergetyczne, gazowe, petrochemiczne) w zamkniętej energetyce WEK mogą być podporządkowane tylko polityce energetycznej, a nie praktyce ekonomicznej (w Polsce są one realizowane zaledwie przez kilkanaście korporacyjnych przedsiębiorstw energetycznych, w uproszczeniu: w elektroenergetyce są to cztery grupy elektroenergetyczne oraz operator przesyłowy, w górnictwie węgla kamiennego – trzy przedsiębiorstwa, w gazownictwie – jedna krajowa grupa energetyczna oraz operator przesyłowy, w sektorze paliw płynnych – dwie grupy petrochemiczne oraz jeden operator logistyczny).

Po trzecie, bilans 2050 przedstawiony w tab. 6 jest uwarunkowany właściwościami fundamentalnymi. Mianowicie, jest to bilans, którego podstawą jest fakt, że energia elektryczna ze źródeł OZE posiada wśród wszystkich rodzajów energii najwyższą egzergię w kontekście realizacji prosumenckich łańcuchów usług energetycznych (stąd znaczenie pasywizacji budownictwa i elektryfikacji ciepłownictwa oraz transportu). Ponadto jest to bilans uwzględniający zmianę modelu rozwojowego gospodarki na endogeniczny, z dotychczasowego egzogenicznego. Taka zmiana powoduje daleko idące konsekwencje. W modelu egzogenicznym jest tyle gospodarki ile energii/paliw (w przeszłości niedostateczna, w polityce energetycznej, podaż energii/paliw ograniczała rozwój gospodarki). W modelu endogenicznym (po efektywnej elektryfikacji wszystkich usług energetycznych) jest tyle energii elektrycznej ile dobrych rynkowych pomysłów na gospodarkę (ryzyko niezrealizowania tych dobrych pomysłów z powodu niedostatecznej podaży rynkowej energii elektrycznej praktycznie już nie istnieje).

**Transformacja OZE na rynku wytwarzania energii elektrycznej.** Przez transformację OZE na rynku energii elektrycznej rozumie się proces, w wyniku którego spełnione będą w Polsce warunki unijnej klimatyczno-energetycznej Mapy Drogowej 2050 w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Trzeba przy tym pamiętać, że zakres ten, wynoszący 80-95%, obejmuje wszystkie obecne rynki końcowe: energii elektrycznej, ciepła i (chemicznej) energii transportowej. Jeśli rynki ciepła i transportowy zostaną w pełni zelektryfikowane, to jest

zrozumiałe, że dopuszczalny limit emisji CO<sub>2</sub>, wynoszący dla Polski w 2050 r. 15-60 mln ton, może być wykorzystany do zrealizowania dwóch transferów paliwowych na rynek energii elektrycznej. Mianowicie, transferu gazu ziemnego z rynku ciepła oraz transferu paliw transportowych, w tym podtrzymania istniejącego już udziału gazu ziemnego na rynku energii elektrycznej (udział ten, po uruchomieniu bloku w Płocku, to około 2 tys. MW mocy elektrycznej w źródłach gazowych *combi*; takiej mocy odpowiada zużycie energii chemicznej w gazie ponad 20 TWh).

Przyjmując optykę procesu transformacyjnego II (rys. 2), w której elektryfikację wszystkich usług energetycznych za pomocą źródeł OZE dekomponuje się na elektryfikację obszarów wiejskich, miast oraz wielkiego przemysłu (obecnie zasilanego z około 370 GPZ-ów) można łatwo udowodnić, że praktycznie nie ma „napięcia” (trudności transformacyjnych) na obszarach wiejskich. Mianowicie, zasoby źródeł OZE przewyższają na tych obszarach potrzeby (wynoszące 57 TWh), a gęstość powierzchniowa mocy dostępnych zasobów OZE jest wystarczająca w kontekście gęstości powierzchniowej zapotrzebowania na energię elektryczną. Dlatego racjonalna jest robocza hipoteza, że możliwa jest całkowita elektryfikacji obszarów wiejskich w Polsce za pomocą źródeł OZE już w horyzoncie 2040 (jest w tej hipotezie nawiązanie do coraz silniejszej konsolidacji celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej na kolejne dekady).

Pojawia się natomiast duże napięcie transformacyjne w miastach i w (wielkim) przemyśle oraz w przypadku głównych korytarzy transportowych (kolejowo-drogowych), wśród których najważniejszym jest korytarz północ-południe (węglowa magistrala kolejowa oraz autostrada A1). Dlatego racjonalna hipoteza robocza dotycząca nowej elektryfikacji, za pomocą rozwoju źródeł OZE, musi uwzględniać w horyzoncie 2050 w tych wypadkach strukturę bilansu energetycznego, w którym oprócz dominującego udziału lądowych źródeł OZE istotne znaczenie będą miały morskie farmy wiatrowe, a także źródła wykorzystujące, w równowadze rynkowej, gaz ziemny (transfer z rynku ciepła) oraz paliwa transportowe (transfer z rynku samochodów z silnikami spalinowymi). Jest wiele czynników, które będą określać równowagę rynkową wykorzystania źródeł gazowych i „dieslowskich”, różną w miastach, w energetyce przemysłowej i w korytarzach transportowych.

**Tab. 7. Dane do oceny możliwości wykorzystania gazu ziemnego, ropy naftowej oraz węgla (kamiennego, brunatnego) w procesie transformacji rynku energii elektrycznej w kontekście emisyjności źródeł wytwórczych**

Lp.	Paliwo	Dane dotyczące paliw		Dane dotyczące źródeł (nowych) <sup>1</sup>	
		wartość opalowa	emisyjność CO <sub>2</sub> t/MWh <sub>ch</sub>	sprawność %	emisyjność t/MWh <sub>e</sub>
1	Gaz ziemny	10,0 MWh <sub>ch</sub> / tys. m <sup>3</sup>	0,20	35...55	0,61...0,37
2	Ropa naftowa	11,8 MWh <sub>ch</sub> /t	0,26	40...45	0,65...0,55
3	Węgiel kamienny	6,0 MWh <sub>ch</sub> /t	0,34	40...45	0,84
4	Węgiel brunatny	2,2 MWh <sub>ch</sub> /t	0,40	40...45	0,99

<sup>1</sup> Źródła gazowe: sprawność 35% – źródła budynkowe napędzane agregatami gazowymi oraz turbinami gazowymi, 55% – źródła przemysłowe *combi* klasy kilka ... kilkadziesiąt MW. Źródła

z dieslowskimi jednostkami napędowymi: źródła klasy kilkaset kW. Źródła węglowe (na węgiel kamienny i brunatny): źródła klasy 500...1000 MW.

W kontekście emisji CO<sub>2</sub> oprócz celów redukcyjnych unijnej klimatyczno-energetycznej Mapy Drogowej 2050 ważna jest dopuszczalna emisyjność jednostkowa źródeł energii elektrycznej. Wynika to zwłaszcza z propozycji zawartej w Pakiecie Zimowym [8], ograniczającej dopuszczalną emisyjność źródeł do 0,55 t/MWh<sub>e</sub>. Taki poziom emisyjności umożliwi wykorzystanie w szerokim zakresie źródeł gazowych i otwiera jednocześnie szanse na wykorzystanie źródeł dieslowskich, ale tylko na granicy ich osiągalnej obecnie sprawności (całkowicie eliminuje natomiast źródła węglowe), tab. 7.

Oprócz emisji/emisyjności CO<sub>2</sub> trzeba analizować trzy inne (charakterystyczne) czynniki, określające rynkowy obszar wykorzystania dwóch transferów paliwowych w horyzoncie 2050, różny w miastach, w energetyce przemysłowej i w korytarzach transportowych. Pierwszy, to zapotrzebowanie na zasoby regulacyjno-bilansujące. Przy tym zasoby te trzeba już bezwzględnie rozpatrywać łącznie z rosnącymi zdolnościami regulacyjno-bilansującymi źródeł OZE (w szczególności na rynku niezależnych inwestorów), np. ze zdolnościami regulacyjno-bilansującymi przewymiarowanych źródeł biogazowych wyposażonych w zbiorniki biogazu, ale także z regulacją pierwotną elektrowni wiatrowych. Przede wszystkim jednak zasoby regulacyjno-bilansujące źródeł korzystających z dwóch transferów paliwowych trzeba rozpatrywać łącznie z prosumenckim zarządzaniem usługami energetycznymi. Oczywiście, potencjał prosumenckiego zarządzania (prosumenckiego *self dispatchingu*) obejmuje nowe systemy cenotwórstwa energii elektrycznej na zdecentralizowanych rynkach energii elektrycznej (od systemów DSM/DSR po cenotwórstwo czasu rzeczywistego). Zarządzanie to obejmuje jednak przede wszystkim zasoby własne prosumentów. W wypadku prosumenta z segmentu ludnościowego są to: routery OZE, akumulatory elektryczne (w tym akumulatory samochodów elektrycznych) oraz inne zasobniki (ciepła, paliw). W wypadku prosumenta z segmentu przemysłowego jest to przyszłościowo przemysł 4.0.

Drugim czynnikiem jest istniejąca infrastruktura. W tym kontekście największe znaczenie ma fakt, że w miastach i przy autostradach istnieje rozwinięta infrastruktura stacji benzynowych, a w energetyce przemysłowej jest ona bardzo ograniczona. Z kolei gospodarka energetyczna w (wielkim) przemyśle – przemysł chemiczny, petrochemiczny, hutnictwo, a nawet górnictwo (KGHM) – jest obecnie bardzo silnie powiązana z infrastrukturą gazowniczą.

Trzeci czynnik, to podatki. Elektryfikacja transportu musi spowodować całkowitą zmianę struktury podatku akcyzowego. Przy tym podkreśla się, że nałożenie akcyzy na energię elektryczną wykorzystywaną do napędu samochodów elektrycznych, a z drugiej strony ograniczenie akcyzy na paliwa transportowe wykorzystywane w źródłach wytwórczych na rynku energii elektrycznej jest tylko jedną z możliwości, które trzeba analizować.

Struktura mono rynku energii elektrycznej 2050 przedstawiona w tab. 8 ma charakter struktury testowej. Pokazuje ona, że transformacja energetyki podporządkowana modelowi endogenicznemu rozwojowi gospodarki (pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa, elektryfikacja transportu) pozwala zrealizować, bez napięć bilansowych, cel redukcyjny unijnej klimatyczno-energetycznej Mapy Drogowej 2050. Mianowicie, łatwo



wyliczyć, że struktura ta pozwoli na redukcję łącznej emisji CO<sub>2</sub> o około 87%. Taki wynik oznacza, że istnieje szeroki zakres możliwości dostosowania mechanizmów rynkowych do potrzeb właściwego ukształtowania procesu transformacyjnego (trajektoria transformacyjna powinna gwarantować efektywne wykorzystanie zasobów energetyki WEK na rynku schodzącym).

**Tab. 8. Antycypowana struktura bilansu 2050 na polskim mono rynku energii elektrycznej (proces transformacyjny II)**

Lp.	Mono rynek energii elektrycznej	Łącznie	Rodzaj źródeł		
			OZE	gazowe	dieslowskie
<b>Łączne zużycie energii elektrycznej: 175 TWh</b>					
1	Wiejski, TWh	57	57 (2040)	0	0
2	Miejski, TWh	90	60	10	20
3	Przemysłowy, TWh	28	14	14	0
<b>Produkcja energii elektrycznej: 1,15 · 175 TWh = 200 TWh</b>					
4	Łącznie, TWh	200	150	27	23
5	Udział w rynku, %		75	13,5	11,5
<b>Emisja CO<sub>2</sub> (dopuszczalny limit: 15...60 mln ton)</b>					
6	Emisja, mln ton	26	0	13	13

Istnieje niestety bardzo duże niebezpieczeństwo związane z realizowaną rządowo-korporacyjną polityką energetyczną, mającą u podstaw model egzogeniczny rozwoju gospodarki. Z całą pewnością można już wskazać w tym kontekście na przeinwestowanie rynków gazu ziemnego oraz paliw transportowych, które w ostatnich latach bardzo ekspansywnie się rozwijają. Dla mono rynku energii elektrycznej 2050 o strukturze takiej jak w tab. 8, i korzystając z danych w tab. 7, można łatwo wyliczyć, że jest na nim miejsce tylko dla około 60% gazu ziemnego (60 TWh<sub>ch</sub>) i jedynie dla około 25% ropy naftowej (50 TWh<sub>ch</sub>) wykorzystywanych w 2016 r. W ujęciu skumulowanym jest to około 30% istniejącego potencjału (wykorzystanie przez odbiorców końcowych gazu ziemnego do celów energetycznych wynosiło w Polsce w 2016 r. około 100 TWh<sub>ch</sub>, a ropy naftowej około 200 TWh<sub>ch</sub>).

Oczywiście, na mono rynku energii elektrycznej 2050 nie ma w ogóle miejsca dla źródeł węglowych (ani na węgiel kamienny ani, tym bardziej, na węgiel brunatny). Zatem istnieje wielkie ryzyko, że cztery bloki węglowe klasy 1000 MW (jeden uruchamiany w Kozienicach oraz trzy w budowie: 2xOpole i Jaworzno) jeszcze przed 2050 r. staną się źródłem bardzo dużych *stranded costs*.

**Krańcowe ceny energii elektrycznej w procesie transformacyjnym energetyki.** W świetle przedstawionych liczb jest zrozumiałe, że obecny układ interesów zostanie w nadchodzących latach zmieniony na całkowicie nowy. Taka hipoteza robocza ma silne podstawy także w możliwych już wiarygodnych oszacowaniach transformacyjnych cen krańcowych (w horyzoncie 2050) energii elektrycznej. W scenariuszu rozwojowym energetyki WEK

(dominujący udział źródeł węglowych oraz jądrowych, i odpowiednio, bardzo ekspansywny rozwój sieci przesyłowych 400 kV) ceny te są jednoznacznie wyższe od cen w scenariuszu energetyki EP-NI (rozwijającej się w dominującej części na infrastrukturze sieciowej nN-SN).

Dla segmentu ludnościowego (obecna taryfa G) cena w scenariuszu rozwojowym energetyki WEK musiałaby wynosić co najmniej 1000 PLN/MWh (wartość w cenach stałych). W scenariuszu energetyki EP-NI oszacowana cena wynosi około 600 PLN/MWh (jest niższa, chociaż tylko nieznacznie, od obecnej). Dla odbiorcy z segmentu wielkiego przemysłu oszacowane ceny wynoszą, odpowiednio: co najmniej 500 PLN/MWh oraz nie więcej niż 350 PLN/MWh (ostatnia cena jest niższa, znowu tylko nieznacznie, od obecnej). Przedstawione oszacowania (krańcowych cen transformacyjnych) są oszacowaniami własnymi autora.

## **GLOBALNE ŚRODOWISKO MONO RYKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE**

W Raporcie nie utożsamia się przyczyn przełomu w energetyce z polityką klimatyczno-energetyczną. Traktuje się te przyczyny szerzej, jako splot bardzo silnych uwarunkowań o charakterze cywilizacyjnym oraz gry interesów wokół nowego układania świata, mającego podstawę w wykorzystaniu postępu technologicznego do wytworzenia nowej struktury przewag konkurencyjnych. Z drugiej jednak strony politykę klimatyczno-energetyczną traktuje się jako główną siłę sprawczą przełomu. W szczególności uznaje się, że żadna inna siła nie dałaby możliwości skonsolidowania opinii publicznej w globalnej skali wokół praktycznego celu, którym jest wyeliminowanie z energetyki paliw kopalnych.

**Od Rio de Janeiro (1992), przez Kioto (1997/2005) do Paryża (2015/2016).** Konsolidacja opinii nie byłaby możliwa zwłaszcza w sytuacji, kiedy musiała ona trwać prawie 25 lat (1992 – Szczyt Ziemi w Rio de Janeiro, 2016 – ratyfikacja traktatu z Paryża), i napotykała na liczne kryzysy (świadczy o tym chociażby czas potrzebny na ratyfikację protokołu z Kioto, w dodatku bez udziału USA i Chin, wynoszący aż osiem lat).

Waga globalnego konsensusu wokół polityki klimatyczno-energetycznej osiągniętego w ciągu 25 lat wynika między innymi z jego rozległości. Mianowicie, konsensus obejmuje w szczególności następujące charakterystyczne (bardzo zróżnicowane) wymiary. Są to: wymiar naukowy (Raport IPCC, 2014), wymiar globalnej równowagi (nierównowagi) rynków kapitałowych (Stanowisko Banku Światowego, 2015), wymiar etyczny (encyklika *Laudato si* papieża Franciszka, 2015), społeczny (Raport Sterna – Lord Nicholas Stern, 2015), intelektualny (apel noblistów, 2015), a także bezpośredni praktyczny wymiar klimatyczny (udokumentowane dane pomiarowe dotyczące topnienia lodów Arktyki, 2015).

Innym potwierdzeniem siły polityki klimatyczno-energetycznej są już praktyczne wyniki przebudowy energetyki. W tym wypadku bardzo ważne jest zróżnicowanie modeli transformacji energetycznej w różnych krajach/regionach. To zróżnicowanie potwierdza fakt, że cele polityki klimatyczno-energetycznej są silniejsze od różnic ustrojowych i biznesowych. Trzy najważniejsze przykłady potwierdzające taką roboczą hipotezę dotyczą UE, USA oraz Chin.

Główną cechą unijnego modelu są (coraz bardziej trzeba mówić, że były) systemy wsparcia (przebudowy energetyki). Systemy te stanowią integralną część polityki

klimatyczno-energetycznej UE, i mają oczywiście charakter przejściowy. W UE wyróżnia się model niemiecki znany pod nazwą *Energiewende*, który został zaprojektowany i jest realizowany jako największy, po Planie Marshalla, rządowy program rozwojowy Niemiec. Drugim charakterystycznym modelem krajowym w Europie jest model brytyjski. O ile model niemiecki jest modelem rozwojowym o cechach innowacji przełomowej (zmieniającej w sposób zasadniczy funkcjonowanie rynku energii elektrycznej), to model brytyjski, ukierunkowany w dużym stopniu na ochronę bezpieczeństwa elektroenergetycznego jest w gruncie rzeczy modelem o cechach innowacji przyrostowej (świadczą o tym takie rozwiązania jak: kontrakty różnicowe dla energetyki jądrowej, aukcje na tradycyjnym rynku mocy, aukcje na inwestycje w postaci wielkich źródeł OZE).

Z kolei model amerykański, to model innowacji przełomowych realizowanych przez pretendenta do nowych rynków, na ich własne ryzyko. W takim trybie wprowadzana była na rynku amerykańskim technologia wydobywania gazu łupkowego. Jednak najbardziej charakterystycznym przykładem pretendenta do całkowicie nowego rynku prosumenckich (energetycznych) łańcuchów wartości jest Elon Musk, realizujący biznesowy łańcuch obejmujący: samochód elektryczny (marka Tesla) → zasobniki energii elektrycznej (akumulatory litowo-jonowe; budowa największej fabryki świata takich akumulatorów *Giga Factory* zostanie zakończona już w 2018 r.) → budynkowe ogniwa PV (firma *Solar City*) → powiązanie energetyki prosumenckiej z inteligentną infrastrukturą (firma *Google and SolarCity 2.0*).

W Chinach zakres przebudowy energetyki jest niewielki w takim sensie, że osiągnięty poziom elektryfikacji Chin jest ciągle jeszcze znacznie poniżej poziomu krajów bloku OECD (potencjał wzrostowy rynku tworzy „pierwotną” przestrzeń dla nowej energetyki). Dlatego podstawowe znaczenie w Chinach ma elektryfikacja pierwotna według nowej trajektorii rozwoju bezemisijnego (inwestycje w źródła OZE, w efektywność energetyczną i w inteligentną infrastrukturę). Rozwój ten, strategiczny w polityce gospodarczej Chin, jest realizowany na podstawie Narodowego Planu Akcji na rzecz zmian klimatycznych; pierwszy Plan został przyjęty w 2007 r., drugi w 2012 r.. Za Plan odpowiada Narodowa Administracja Energetyczna, która w styczniu 2010 r. została przekształcona w nadrzędną (w stosunku do resortowych ministerstw) Narodową Komisję Energetyczną, na czele której stanął premier. W wyniku podjętych strategicznych działań Chin zostały bardzo szybko globalnym liderem w energetyce OZE, zarówno w zakresie rozwoju własnej energetyki jak i w zakresie technologicznym (jako światowa „fabryka” dóbr inwestycyjnych dla energetyki OZE).

**Amerykański wkład w transformację energetyki.** Nie byłoby przełomu w globalnej polityce klimatyczno-energetycznej gdyby nie porozumienie amerykańsko-chińskie, korzeniami sięgające kryzysu z 2008 r. na amerykańskim rynku nieruchomości. To wówczas prezydent Barak Obama pozyskał Chiny dla polityki klimatyczno-energetycznej (choć ani USA ani Chiny nigdy nie podpisały protokołu z Kioto) i między innymi za pomocą inwestycji w energetyce OZE dokonał pobudzenia amerykańskiej gospodarki. Po ośmiu latach (w 2015 r.) USA zanotowały w energetyce historyczną redukcję emisji CO<sub>2</sub> wynoszącą aż 18% (8% względem zużycia energii oraz 10% względem PKB), tab. 9. W tym czasie ceny energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych obniżyły się o 41%, z budynkowych źródeł PV o 54%, a z dużych źródeł PV o 64%, „przebijając” sieciowy parytet cenowy OZE. Zatrudnienie

w przemyśle/usługach na rzecz efektywności energetycznej w 2016 r. przekroczyło w USA 2,2 mln pracowników (w przemysłach paliw kopalnych i w elektroenergetyce łączna liczba miejsc pracy była 2-krotnie mniejsza) [9].

Na obecnym etapie zasadnicze znaczenie w procesie kształtowania się nowych usług energetycznych ma przy tym już ogólnie rozumiana alokacja inwestycji prywatnych ze strony podaźowej na stronę popytową. Jest to w szczególności rozwój prosumenckich usług energetycznych podążający w naturalny sposób za rozwojem gospodarczym/społecznym, warunkowanym powszechną cyfryzacją. W wypadku USA taką hipotezę roboczą potwierdzają w szczególności strategie firm informatycznych oraz przedsiębiorstw z obszaru najnowszych technologii (przemysł ICT), które niezwykle dynamicznie wykorzystują nowy model energetyki do swojej „wtórnej” (prosumenckiej) elektryfikacji.

**Tab. 9. Wyniki wykorzystania energetyki do pobudzenia gospodarki USA po kryzysie na rynku nieruchomości w 2008 r., do opracowania tabeli wykorzystano dane z [9]**

Lp.	Wielkość	Objaśnienie	Efekt
1	Redukcja emisji CO <sub>2</sub>	8% względem zużycia energii elektrycznej + 10% względem PKB	18%
2	Obniżka cen OZE	Elektrownie wiatrowe	41%
		Źródła PV budynkowe	54%
		Duże (autonomiczne) źródła PV	64%
3	Zatrudnienie	Przemysł i usługi w obszarze efektywności energetycznej	2,2 mln
		Przemysł paliw kopalnych, łącznie z elektroenergetyką	1,1 mln

**Globalny wymiar energetyki i związane z tym kłopoty metodologiczne.** Ilościowe znaczenie energetyki w wymiarze globalnym można sensownie szacować, tab. 10, praktycznie jedynie poprzez odniesienie wartości rynków energetycznych do wartości światowego produktu PKB, który w 2016 r. osiągnął poziom około 110 bln \$. Obecna roczna wartość światowego rynku paliw kopalnych (ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla kamiennego i brunatnego) wynosi co najmniej 2 bln \$. Jest to wartość określona na podstawie cen giełdowych dla węgla kamiennego oraz dla ropy naftowej, a w wypadku gazu ziemnego oszacowana na podstawie danych internetowych odnoszących się do powiązanych z cenami ropy charakterystycznych kontraktów bilateralnych *take or pay* w Europie, cen na coraz bardziej płynnym światowym rynku gazu LNG, i w inny sposób.

**Tab. 10. Globalny wymiar energetyki – porównanie rocznej wartości rynku paliw kopalnych, rynków energii elektrycznej i PKB**

Paliwa kopalne (węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa i gaz ziemny)		Energia elektryczna	Paliwa kopalne łącznie z energią elektryczną	PKB
2012		2016		
bln \$				
4	2	3	4	110 bln \$

Na początku obecnej dekady ceny paliw były co najmniej 2-krotnie wyższe, tab. 12, a ich zużycie praktycznie tylko około 5% mniejsze, wartość PKB była nieco tylko większa od 90 bln \$, czyli wartość rynków paliw wynosiła około 4% światowego PKB. Wielka różnica cen paliw kopalnych w ostatnich latach wymaga komentarza. Silne fluktuacje cen paliw kopalnych zawsze utrudniały ich prognozowanie. Transformacja energetyki trudności nie zmniejsza, zmienia jednak ich charakter. Zmiany fluktuacyjne, wiążące ceny z cyklami inwestycyjnymi (albo odwrotnie) stopniowo przeradzają się w spadkowe trendy cenowe. Z dużą ostrożnością, ale trzeba już mówić, że z obecnego zapadu cen paliw kopalnych „odbicia”, przynajmniej istotnego, nie będzie. Dlatego, bo transformacja energetyki zapoczątkowała trwałą alokację inwestycji z obszaru paliw kopalnych w obszar nowej energetyki (OZE).

Podobną, do obecnej wartości rynku paliw, ma wartość rynków energii elektrycznej na świecie (podkreśla się, że nie ma światowego rynku energii elektrycznej). Mianowicie, szacuje się tę wartość na około 3 bln \$. Takie oszacowanie wartości rynków energii elektrycznej uwzględnia ceny u odbiorców końcowych. Ze względu na ciągle jeszcze dominujące, w przypadku odbiorców końcowych, cenotwórstwo (taryfowe) podana wartość rynków energii elektrycznej jest stabilna, nie podlega w czasie takim szybkim zmianom jak giełdowa wartość rynków paliw. Podkreśla się ponadto, że wartości rynków energii elektrycznej i rynków paliw nie są rozłączne. Ich obecną łączną wartość szacuje się tu na około 4 bln \$.

Jednak wszelkie dane, zwłaszcza finansowo-ekonomiczne, dotyczące energetyki, cechują się wiarygodnością, która jest niższa już tylko na rynkach finansowych. W dodatku względy polityczne (bezpieczeństwo energetyczne) pozwalały sojuszowi polityczno-korporacyjnemu przez ostatnie dziesięciolecia manipulować energetyką na świecie jak żadną inną realną sferą gospodarki. Oczywiście, manipulacje po stronie sojuszu polityczno-korporacyjnego powodują po stronie przeciwnej (tych, którzy chcą zmienić sytuację) wyolbrzymione dane liczbowe (wyolbrzymione kontrreakcje), których racjonalizacja/weryfikacja jest niezwykle trudna, niezależnie od tego, przez jak bardzo prestiżowe, międzynarodowe instytucje dane są przytaczane. Przykładem jest oszacowanie upublicznione w 2015 r. przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy, zgodnie z którym roczne globalne koszty zewnętrzne użytkowania paliw kopalnych wynoszą 5,3 bln \$, czyli ok. 5% globalnego produktu PKB (taki wynik zwalnia w gruncie rzeczy od odpowiedzialności za to, co się pisze o energetyce, bo to co się pisze przestaje się przekładać na rzeczywiste zmiany w realnej gospodarce, niestety poza zmianami w sferze korzyści grup interesów, które są prawdziwe). Podobne oszacowania makroekonomiczne, ale także nieweryfikowalne modele techniczne (technologiczne) energetycznych systemów WEK (również pojedynczych urządzeń, np. takich jak bloki jądrowe 1600 MW), stały się największą pułapką metodologiczną energetyki WEK i ostatnim etapem jej degradacji.

Z drugiej strony, realna (rzeczywista) wartość inwestycji w źródła OZE na rynku energii elektrycznej osiągnęła w 2015 r. na świecie poziom wynoszący już ponad 270 mld \$ (w tym w źródła PV ponad 150 mld \$). Wartość ta przekroczyła ponad 2-krotnie łączną wartość

inwestycji w elektroenergetyce węglowej, gazowej i jądrowej (łącznie 130 mld \$). Tabela 11, w której zestawiono dane o inwestycjach została skonstruowana w sposób, który ma na celu zasygnalizowanie fundamentalnej sprawy w obszarze transformacji energetyki. Mianowicie, sprawę racjonalizacji nakładów inwestycyjnych względem wartości rynków, zwłaszcza w kontekście transformacji rynków energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych bazujących na paliwach kopalnych w mono rynek energii elektrycznej OZE. Niewątpliwie, wartość inwestycji OZE wynosząca 9% wartości rynku energii elektrycznej jest racjonalna (w bardzo dużym uproszczeniu), tak jak racjonalna jest łączna procentowa wartość inwestycji (w źródła OZE i w tradycyjne technologie) wynosząca 13 %. Całkowicie nieracjonalna byłaby natomiast wartość inwestycji w tradycyjne technologie wynosząca 4% łącznej wartości rynku paliw kopalnych i energii elektrycznej, gdyby paliwa kopalne miały w przyszłości odgrywać istotną rolę.

**Tab. 11. Alokacja inwestycji w światowej elektroenergetyce z rynków paliw kopalnych na rynki OZE, opracowanie własne, na podstawie zweryfikowanych we własnym zakresie danych internetowych**

Lp.	Wielkość	Inwestycje 2015		
		OZE	technologie tradycyjne (na paliwa kopalne)	łącznie
1	Nakłady inwestycyjne, mld \$	270	130	400
2	Baza do racjonalizacji udziału inwestycji w rynku (dane z tab. 10), bln \$	3	3	3
3	Udział inwestycji w rynku	9%	4%	13%

Interesujące jest uzupełnienie danych dotyczących alokacji inwestycji prowadzącej do mono rynku energii elektrycznej OZE w globalnej skali o globalne dane dotyczące elektryfikacji transportu. Otóż liczba sprzedanych w 2015 r. nowych samochodów elektrycznych (700 tys.) zwiększyła się prawie 2-krotnie w stosunku do 2014 r. (udział samochodów elektrycznych osiągnął poziom w całym rynku sprzedaży nowych samochodów wynoszący prawie 1%).

Jeszcze innego typu alokacją inwestycji prowadzącą do mono rynku energii elektrycznej OZE jest alokacja prywatnego kapitału, której dokonują pretendenci do rynków energii elektrycznej, tacy jak E. Musk oraz B. Gates, i ogólnie firmy informatyczne; mianowicie, zainwestowali oni już wiele miliardów \$ w całkowicie nowe łańcuchy usług energetycznych. Wreszcie, B. Gates doprowadził do utworzenia *Breakthrough Energy Coalition* – koalicji działającej na rzecz rozwoju czystych technologii energetycznych. Koalicja skupia 28 przedsiębiorców spośród najbogatszych ludzi świata, poszukujących przełomowych rozwiązań rynkowych dla energetyki. Podobnych do tych za pomocą których wcześniej zrewolucjonizowali oni wiele innych rynków. Charakterystycznymi z tego punktu widzenia są rynki: komputerowe, teleinformatyczne, usług internetowych, podróży, rozrywki i wreszcie (najważniejsze) – finansowe (doświadczenia z rynków finansowych są szczególnie ważne w walce o przełom w energetyce, a zwłaszcza w elektroenergetyce).

**Europejska energetyka pod władzą celów klimatyczno-energetycznych 2020 i 2030.** Cele 3x20 przyjęte przez UE w 2008/2009 roku wydawały się, wówczas, bardzo ambitne

(w Polsce, która cel dotyczący OZE ma ograniczony do 15%, budziły one i ciągle budzą wrogość sojuszu polityczno-korporacyjnego). Po ośmiu latach (w 2017 r.) okazuje się jednak, że tracą nie te kraje członkowskie, które realizują cele (z nadwyżką), ale te, które petryfikują energetykę (i spychają swoje gospodarki w strukturalną nieefektywność).

Tę roboczą tezę w odniesieniu do Polski potwierdzają trendy cenowe i inwestycyjne w energetyce europejskiej (współbieżne z trendami światowymi). Szczególne znaczenie mają przy tym trendy cenowe na rynkach paliw kopalnych i energii elektrycznej, tab. 12. Te z kolei obecnie trzeba bezwzględnie rozpatrywać w powiązaniu z trendami inwestycyjnymi w źródła wytwórcze energii elektrycznej, tab. 15.

Otóż spadki cen giełdowych/kontraktowych wszystkich trzech paliw kopalnych (węgla, gazu, ropy), oraz cen hurtowych energii elektrycznej biją w Europie wszelkie rekordy. W wypadku węgla kamiennego ceny giełdowe w okresie od 2008 r. spadły o prawie 80%, z około 220 do około 50 \$/t (przy tym są to oczywiście ceny światowe; Europa praktycznie już nie „zajmuje” się cenami węgla). Giełdowe (światowe) ceny ropy naftowej od 2014 r. spadły o 60%. Europejskie hurtowe ceny gazu ziemnego (kontraktowe i habowe/giełdowe) od 2013 r. ceny spadły o 50%.

Ceny hurtowe energii elektrycznej są najniższe od 12 lat. Przy tym dokonująca się ekspansja mechanizmu *market coupling* doprowadziła do ukształtowania się dwóch europejskich stref cen giełdowych energii elektrycznej na połączeniach transgranicznych, tab. 12. Jest to wschodnio-północna strefa cen niskich (w 2016 r. ceny w tej strefie kształtowały się na poziomie 35-40 €/MWh, w Skandynawii spadały nawet do 20 €/MWh) oraz zachodnia strefa cen wysokich (55-66 €/MWh). Do pierwszej strefy należą Niemcy, Skandynawia (łącznie z Danią) i Polska. Do drugiej należą w szczególności Włochy, Francja, Hiszpania, Wielka Brytania. Porównanie cen nie pozostawia już wątpliwości: niższe ceny „przesuwają” się tam, gdzie intensywność procesów transformacyjnych w elektroenergetyce jest największa.

**Tab. 12. Ceny hurtowe paliw kopalnych i energii elektrycznej oraz detaliczne energii elektrycznej i gazu ziemnego (2016), do opracowania tabeli wykorzystano dane z [8] oraz [10]**

<b>Ceny hurtowe paliw kopalnych i energii elektrycznej</b>						
Węgiel kamienny	od 2008 r. światowe (giełdowe) ceny spadły o prawie 80%; Europa praktycznie już nie „zajmuje” się cenami węgla					
Ropa naftowa	od 2014 r. światowe (giełdowe) ceny spadły o 60%					
Gaz ziemny	od 2013 r. europejskie (kontraktowe i habowe/giełdowe) ceny spadły o 50%					
<b>Dwie europejskie strefy cen energii elektrycznej na połączeniach transgranicznych (<i>market coupling</i>) 2016, €/MWh</b>						
wschodnio-północna			zachodnia			
Niemcy	Skandynawia	Polska	Włochy	Francja	Hiszpania	Wielka Brytania
35-40	20-35	35-40	55-60	60-65	55-60	60-65
<b>Wzrosty cen końcowych/detalicznych od 2008 r. (po wejściu w życie w 2007 r. drugiego unijnego pakietu liberalizacyjnego)</b>						
Energia elektryczna	3%					

Gaz ziemny	2%
------------	----

Jeśli Polska blokuje (najsilniej w UE) transformację swojej elektroenergetyki z uzasadnieniem, że jest to strategia służąca ochronie gospodarki przed wysokimi cenami energii elektrycznej, to powinna mieć oczywiście ceny najniższe. Niestety, są to obecnie ceny statystycznie najwyższe w strefie wschodnio-północnej, Bardzo często wyższe niż w Niemczech i dużo wyższe niż w Skandynawii. Nie ma zatem wątpliwości, że jednolity rynek unijny (napędzany rozbudową połączeń transgranicznych) będzie powodował w kolejnych latach rozwieranie się (na niekorzyść Polski) nożyc cenowych, którym Polska będzie poddana w strefie wschodnio-północnej systemu elektroenergetycznego UCTE.

Ceny końcowe/detaliczne energii elektrycznej i gazu ziemnego, które od 2008 r. kształtują się pod wpływem drugiego unijnego pakietu liberalizacyjnego (2007) wzrosły bardzo nieznacznie, mianowicie o 3% i 2%, odpowiednio. Gdyby nawet te wzrosty traktować w całości jako nieunikniony koszt transformacji (traktowanej w kategoriach „czarnej skrzynki”, charakterystyczny dla okresu 2008-2016, to byłby on znikomy. W rzeczywistości wcale nie musiał to być koszt, a mogła to być korzyść w postaci spadków cen detalicznych. Tak byłoby, gdyby reformy były radykalniejsze, i opłaty systemowo-sieciowe na rynkach energii elektrycznej oraz gazu ziemnego nie były wykorzystywane do transferów finansowych mających na celu ratowanie dochodów budżetowych oraz bilansów przedsiębiorstw korporacyjnych (finansowanie ich nieefektywności).

W takich okolicznościach prawie 100-procentowa alokacja inwestycji w źródła wytwórcze energii elektrycznej na rynek OZE, tab. 15, jest potwierdzeniem roboczej hipotezę o tym, że przełom transformacyjny w elektroenergetyce europejskiej (dotyczy to także elektroenergetyki światowej) już się dokonał.

Najważniejsze, poza cenowymi, wyniki transformacji unijnej elektroenergetyki (najtrudniej poddającej się zmianom w całej energetyce), przedstawione w tab. 13, są następujące. W 2016 r. zużycie energii elektrycznej na jednostkę PKB (łączy produkt PKB w 2016 r. wynosił w UE około 13 bln €) obniżone zostało o 1,2% (skumulowane w okresie 2010-2016 zużycie energii elektrycznej na jednostkę PKB obniżone zostało o 10%, co wynika z faktu, że produkt PKB wzrósł o 7%, a zużycie energii elektrycznej zmalało w tym okresie bezwzględnie o 3%).

**Tab. 13. Efekty realizacji celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej w zakresie redukcji zużycia energii elektrycznej w okresie 2010-2016 opracowanie własne, na podstawie danych z [10]**

Dane 2016		
PKB		13 bln €
Produkcja energii elektrycznej		3,2 tys. TWh
Redukcja zużycia energii elektrycznej na jednostkę PKB		1,2%
Wskaźniki dla okresu 2010-2016		
Wzrost PKB		7%
Redukcja zużycia energii elektrycznej	bezwzględna	3%
	na jednostkę PKB	10%



Jest jednak zrozumiałe, że dotychczasową skuteczność unijnej polityki klimatyczno-energetycznej trzeba analizować przede wszystkim przez pryzmat celu redukcyjnego dotyczącego emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS. To właśnie na realizacji tego celu w elektroenergetyce (w obszarze produkcji energii elektrycznej) UE była dotychczas szczególnie skoncentrowana.

**Tab. 14. Efekty realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE w zakresie redukcji CO<sub>2</sub> w 2016 roku i w okresie 2008-2016, do opracowania tabeli wykorzystano dane z [10]**

Dane 2016					
1	Emisja CO <sub>2</sub> , łączna (w systemach ETS i non-ETS)				3,2 mld ton
2	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> w obszarze produkcji energii elektrycznej				4,5%
3	Redukcja produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych w Wielkiej Brytanii				60%
<b>Realizacja celu redukcyjnego CO<sub>2</sub> dla okresu 2008-2016</b>					
		emisja CO <sub>2</sub> , mln ton		wskaźnik redukcji	
		2008	2016		
4	Emisja z (istniejących, w dużym stopniu przestarzałych) elektrowni węglowych (na węgiel kamienny i brunatny)	900	690	23%	
5	Emisja z pozostałych elektrowni (głównie gazowych)	450	330	26%	
6	Emisja w systemie ETS poza elektroenergetyką	900	735	18%	
7	Emisja w całym systemie ETS	2250	1750	22%	

Otóż w elektroenergetyce w 2016 r. emisja CO<sub>2</sub> zredukowana została w Europie o 4,5% (o prawie 50 mln ton). O takim wyniku zadecydowały między innymi radykalne działania zrealizowane przez Wielką Brytanię, będącą kolebką światowej elektroenergetyki węglowej, która zredukowała produkcję energii elektrycznej w elektrowniach węglowych o około 60%; zmniejszyła udział elektrowni węglowych w produkcji energii elektrycznej do 9%, z 23% w 2015 r. (21 kwietnia 2017 r. Wielka Brytania po raz pierwszy w historii swojej elektroenergetyki pokryła całodobowe krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną bez wykorzystania elektrowni węglowych). Szkocja, posiadająca odrębny system elektroenergetyczny, wyłączyła natomiast w 2016 r. z eksploatacji ostatnią elektrownię węglową całkowicie.

Łączna emisja CO<sub>2</sub> w 2016 r. wynosiła w całej unijnej/europejskiej gospodarce, czyli w systemach ETS i non-ETS, około 3,2 mld ton. Udział emisji objętych systemem ETS wynosił około 1,75 mld ton, z tego na wytwarzanie energii elektrycznej przypadało nieco ponad 1 mld ton. Bardziej szczegółowe dane dotyczące unijnej/europejskiej sytuacji w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub> w całym systemie ETS po 9 latach unijnej polityki klimatyczno-energetycznej (okres 2008-2016) zostały przedstawione w tab. 14.

Jeszcze bardziej spektakularne od wyników dotyczących redukcji emisji CO<sub>2</sub> są wyniki uzyskane w UE/Europie w zakresie realizacji celu dotyczącego udziału źródeł OZE, z zastrzeżeniem, że chodzi o udział źródeł OZE w rynku energii elektrycznej, tab. 15. W 2016 r. udział tych źródeł w produkcji energii elektrycznej osiągnął w UE/Europie poziom 30%

(wyprodukowano w nich około 1 tys. TWh energii elektrycznej). Przy tym liczne małe kraje – Norwegia, Austria, Dania, Szkocja, Szwecja mają udziały przekraczające 50% (w wypadku Norwegii jest to praktycznie 100%, chociaż taka sytuacja jest w Norwegii uwarunkowana historycznym rozwojem elektroenergetyki wodnej, a nie współczesną transformacją OZE). Niemcy – największa gospodarka unijna – przekroczyły udział 30%, a Wielka Brytania – druga...trzecia gospodarka europejska – przekroczyła na razie udział 20%.

Rzeczywista obniżka emisji CO<sub>2</sub> w elektroenergetyce węglowej (na węgiel kamienny i brunatny) wyniosła 23% (emisje zmalały z 900 do 690 mln ton). W pozostałej elektroenergetyce (głównie gazowej) obniżka ta wyniosła 26% (emisje zmalały z 450 do 330 mln ton). Poza elektroenergetyką emisje w systemie ETS zmalały o 18% (z 900 do 735 mln ton). Czyli w całym systemie ETS emisje zmalały o 22% (z 2,24 do 1,75 mld ton).

**Tab. 15. Efekty realizacji celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej w zakresie inwestycji OZE, ze szczególnym uwzględnieniem efektów uzyskanych w 2016 r., opracowanie własne, na podstawie zweryfikowanych we własnym zakresie danych internetowych**

Lp.	Rodzaj źródeł	Moce	Inwestycje <sup>1</sup>	Energia (roczna produkcja)
		GW	mld €	TWh
<b>Inwestycje w istniejące źródła wytwórcze zrealizowane do 2016 r., włącznie</b>				
1	Węglowe <sup>2</sup>	150	240	620
2	Jądrowe	120	600	800
3	Gazowe <sup>3</sup>	186	120	620
4	Wodne (przepływowe)	136	400	400
5	Wiatrowe	154	240	310
6	Słoneczne (PV)	100	150	110
7	Biomasowe <sup>4</sup>	30	80	190
8	Inne	25	50	150
9	Razem, wartości przybliżone	900	1880	3200
<b>Inwestycje zrealizowane w 2016 r.</b>				
10	Wiatrowe	13	20	25
11	Słoneczne (PV)	7	10	7
12	Biomasowe	1	2	8
13	Gazowe	3	2	21
14	Węglowe	0,2	0,4	1
15	Razem, wartości przybliżone	24	34	62
<b>Porównanie procentowego udziału źródeł OZE</b>				
16	Udział w źródłach włączonych do eksploatacji w 2016 r.	95%	93%	66%
17	Udział we wszystkie istniejących źródłach wytwórczych	52%	46%	30%

<sup>1</sup> Nakłady „pierwotne”, do ich oszacowania zastosowano jednolicie poziom cen 2016. <sup>2</sup> Na węgiel kamienny i brunatny, łącznie. <sup>3</sup> Do oszacowań przyjęto założenie o dominującym, ale nie wyłącznym, udziale bloków *combi*. <sup>4</sup> W źródłach biomasowych około 50% stanowią źródła biogazowe

utylicacyjno-rolnicze, a drugie 50%, to źródła wykorzystujące biomasę stałą, biopaliwa płynne oraz biogaz ze składowisk odpadów i z oczyszczalni ścieków.

Ponieważ zgodnie z obowiązującą trajektorią redukcji emisje CO<sub>2</sub> w systemie ETS miały w 2016 r. wynosić w UE/Europie 1,97 mld ton, to oznacza to, że rzeczywiste emisje kształtowały się o około 11% poniżej planowanych. Skumulowana (w okresie 2008-2016) nadwyżka uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wzrosła do ponad 3 mld ton. Oznacza to wielką nadpodaż uprawnień. Inaczej, oznacza że cele dotyczące redukcji emisji CO<sub>2</sub> nie stanowią dla UE żadnego ryzyka spowolnienia gospodarczego. Stanowią natomiast zagrożenie dla grup interesów blokujących innowacyjność gospodarczą.

Cała tab. 15 została skonstruowana w taki sposób, aby pokazać wymiar praktyczny dokonującej się transformacji elektroenergetyki, ale również nowe problemy metodologiczne. Otóż wymiar praktyczny sprowadza się do struktury inwestycyjnej źródeł wytwórczych w historycznym procesie rozwojowym elektroenergetyki obejmującym kolejno źródła: wodne – węglowe – jądrowe – gazowe – wiatrowe – PV – biomasowe. Struktura źródeł wytwórczych przekazanych w 2016 r. przez inwestorów do eksploatacji nie pozostawia wątpliwości odnośnie transformacji inwestycyjnej, czyli fundamentalnej, elektroenergetyki. Zgodnie z tab. 15 wartość inwestycji w źródła wytwórcze wiatrowe, słoneczne (PV) i biomasowe stanowiła 93% wszystkich inwestycji wytwórczych zrealizowanych w 2016 r. na rynku energii elektrycznej (6% przypadło na źródła gazowe, a tylko 1% na źródła węglowe). Taka struktura inwestycyjna wskazuje na nieodwracalność eliminacji energetyki węglowej, jądrowej i wodnej z portfela inwestycyjnego (tej ostatniej z powodu praktycznego wyczerpania zasobów sił wodnych).

Z kolei problemy metodologiczne są związane z całkowitą zmianą znaczenia mocy jako czynnika objaśniającego na rynku energii elektrycznej. Widać, że skumulowana moc źródeł wytwórczych nie pełni już tej funkcji (zmienia się radykalnie stosunek mocy źródeł zarówno do nakładów inwestycyjnych jak i do produkcji energii). Dlatego moc musi być zastąpiona innym prostym wskaźnikiem odzwierciedlającym strukturę mocy. Rozwiązania trzeba zapewne szukać w zastosowaniu prostego modelu regresyjnego opisującego strukturę mocy. Jednak aby model taki miał właściwości objaśniające rynek musi spełniać przynajmniej dwa postulaty. Powinien umożliwiać łatwe szacowanie potencjału produkcji energii elektrycznej niezbędnego do realizacji procesów regulacyjno-bilansujących, a ponadto łatwe szacowanie zwrotu niezbędnych nakładów inwestycyjnych.

**Tab. 16. Unijne cele klimatyczno-energetyczne 2030,**  
do opracowania tabeli wykorzystano dane z [10]

1	Udział OZE w rynku energii elektrycznej	50%	Zwiększenie rocznej produkcji o 500 TWh
2	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> , w systemach ETS i non-ETS (łącznie)	43%	Zmniejszenie rocznej emisji o 1,4 mld ton
3	Poprawa efektywności energetycznej	30%	Zmniejszenie rocznego zużycia o 5 tys. TWh

Przedstawione dane dotyczące realizacji celów 2020 pozwalają lepiej zrozumieć determinację UE w zakresie formułowania celów w horyzoncie 2030. Cele te – przewidziane do osiągnięcia zaledwie w ciągu 13 lat (określone w stosunku do obecnej sytuacji), rozciągnięte bardziej równomiernie na całą gospodarkę (a nie tylko skoncentrowane na elektroenergetyce i na wielkim przemyśle, jak to ciągle jeszcze jest w wypadku realizacji celów 2020) – to redukcja CO<sub>2</sub> o 43%, udział OZE na rynku energii elektrycznej wynoszący 50%, poprawa efektywności energetycznej wynosząca 30% [8]. Bardzo grube oszacowania celów w jednostkach mianowanych przedstawione zostały w tab. 16.

Jest zrozumiałe, że cele 2030, znacznie bardziej ambitne od „rozruchowych” (potraktowanych rozpoznawczo) celów 2020, muszą być zrealizowane za pomocą technologii energetycznych znacznie bardziej innowacyjnych od obecnych. Przy tym w gruncie rzeczy chodzi również o technologie uwzględnione w dyrektywie 2009/28, ale dotychczas nie wykorzystywane jeszcze na masową skalę. Wśród takich technologii są technologie domu pasywnego możliwe do wykorzystania w powszechnej rewitalizacji energetycznej budownictwa (istniejących zasobów budynkowych, praktycznie wszystkich rodzajów), a także pompa ciepła i samochód elektryczny.

Przy tym pompa ciepła i samochód elektryczny mają już w dyrektywie 2009/28 bardzo wysoką pozycję jako innowacyjne technologie. Mianowicie, są one traktowane jako „przetworniki” energii elektrycznej wytworzonej w rzeczywistych źródłach OZE na cele OZE (zapisane w dyrektywie) ze współczynnikiem COP (równym co najmniej 3) w wypadku pompy ciepła i ze współczynnikiem 2,5 w wypadku samochodu elektrycznego. Oczywiście, w jednym i drugim wypadku duża dźwignia (współczynniki ponad 3 oraz 2,5, odpowiednio) mają uzasadnienie w rzeczywistych procesach energetycznych/termodynamicznych (w dużej egzergii energii elektrycznej w procesach elektryfikacji ciepłownictwa i transportu).

Nietrafna natomiast okazała się w dyrektywie 2009/28 regulacja dotycząca obowiązku wykorzystania biopaliw pierwszej generacji na rynku paliw transportowych na poziomie 10%. Chodzi w tym wypadku o biopaliwa produkowane z upraw rolniczych, czyli o etanol (produkowany z kukurydzy, trzciny cukrowej, jęczmienia i innych upraw), a także o estry (produkowane z rzepaku i innych roślin oleistych). To negatywne doświadczenie, w obszarze związanym z początkowym kształtowaniem unijnych celów 2020, otwiera w horyzoncie 2030 nowe perspektywy dotyczące pozyskiwania biopaliw (płynnych) drugiej generacji, tzn. przede wszystkim w obszarze gospodarki o obiegu zamkniętym [11]. W tym wypadku chodzi o biopaliwa produkowane z trwałych surowców, spełniających w szczególności kryteria zrównoważonego rozwoju, zwłaszcza nie stanowiących konkurencji dla upraw żywnościowych.

Inną potencjalną szansą w horyzoncie 2030 są biopaliwa (płynne) trzeciej generacji, czyli paliwa glonowe. Paliwa te mają bardzo korzystny bilans energetyczny, czyli wysoką nadwyżkę energii chemicznej na końcu procesu biologicznego (często modyfikowanego genetycznie) nad energią wsadową (niezbędną do funkcjonowania procesu). Mają też bardzo korzystne inne parametry, np. bardzo wysoką gęstość powierzchniową produkcji energii chemicznej. Dalekie są natomiast jeszcze od etapu dojrzałości technologicznej i etapu komercjalizacji.

Na pograniczu biopaliw pierwszej i drugiej generacji dużego znaczenia praktycznego w horyzoncie 2030 należy oczekiwać w odniesieniu do technologii biogazowych, mianowicie biogazowni (także mikro-biogazowni) rolniczo-utylicacyjnych. Znaczenie tej technologii, praktycznie już skomercjalizowanej, a posiadającej bardzo duży potencjał rozwojowy regulacyjno-bilansujący na wschodzących mono rynkach energii elektrycznej może przesądzić o tempie transformacji energetyki w kolejnej dekadzie.

Technologiami, które zaczynają się kształtować w pewnej konkurencji do biopaliw pierwszej, drugiej i trzeciej generacji, a także do technologii biogazowych, są całkowicie nowe synergiczne technologie gazowe. Przykładem takiej technologii jest technologia C-GEN (nazwa własna technologii), należąca do szerokiej klasy technologii biomasowych (spalanie, piroliza, zgazowanie, technologie biogazowe, technologie termochemiczne). Jej jądrem jest zgazowanie niskotemperaturowe substratów węglowych (paliwa węglowe niskojakościowe, np. muły węglowe, ale także odpady komunalne, biomasa rolnicza, i inne substraty z gospodarki obiegu zamkniętego) w atmosferze powietrza i czystego tlenu. Zalety tej technologii nie są związane jednak z wyjątkowością cząstkowych bilansów termodynamicznych. Zalety wiążą się z jej wyjątkowym potencjałem synergicznym, obejmującym energetykę, gospodarkę odpadami, rolnictwo i przemysł chemiczny. Są to także zalety związane z dużą jej skalowalnością i z dużym potencjałem regulacyjno-bilansującym. Jednak na razie jest to technologia wymagająca komercjalizacji (która musi trwać co najmniej kilka lat).

Istnieje wiele nowych technologii OZE, o dużym potencjale koncentracji mocy oraz dużym potencjale regulacyjno-bilansującym na rynkach wschodzących energii elektrycznej, których rozwój będzie się kształtował intensywnie w kolejnych latach. Jedną z tych możliwości jest związana z głęboką geotermią. Skuteczne wiercenia realizowane w USA na głębokość przekraczającą 10 km (towarzyszące rozwojowi technologii gazu łupkowego) otwierają na całym świecie, w tym w UE/Europie, możliwość budowy geotermalnych źródeł energii elektrycznej (o mocy jednostkowej wynoszącej nawet 200 MW; takie moce są interesujące w Polsce w wypadku wielkich miast, powyżej 500 tys. mieszkańców, w wypadku wielkiego przemysłu oraz w wypadku najważniejszych korytarzy transportowych).

Jest zrozumiałe, że obfitość nowych technologii wyzwolona dotychczasowymi doświadczeniami w zakresie realizacji unijnych celów 2020 (i przełomem globalnym w polityce klimatyczno-energetycznej) całkowicie zmienia sposoby realizacji unijnych celów 2030. Mianowicie, tworzy środowisko, w którym podstawowym sposobem realizacji przestają być wsparcie i cele indykatywne. Stają się natomiast takim środowiskiem mechanizmy konkurencji, połączone z kilkoma rozwiązaniami regulacyjno-cywilizacyjnymi w obszarze technologii WEK, gdzie konkurencja ma z natury rzeczy ograniczone znaczenie.

W elektroenergetyce najważniejszym z tych ostatnich rozwiązań staje się obniżenie, w całej UE, emisyjności jednostkowej CO<sub>2</sub> źródeł energii elektrycznej wykorzystujących paliwa kopalne do poziomu poniżej 0,55 t/MWh [8]. Jest to cel, którego praktyczne znaczenie polega na szybkiej eliminacji w Europie elektroenergetyki węglowej. Mianowicie, jest to emisyjność jednostkowa, która uniemożliwia inwestycje w postaci bloków węglowych, tab. 7. Należy przy tym podkreślić, że nie ma już w Europie krajów, oprócz Polski i Grecji, które byłyby zainteresowane inwestycjami w nowe bloki węglowe.

Jednak już na początku 2017 r. widoczne stało się, że główny trend dotyczący realizacji celów 2030 jest związany w UE/Europie z indywidualnymi inicjatywami poszczególnych krajów (przewidywanymi do realizacji przez te kraje, poza systemem unijnym). Taką inicjatywą jest np. inicjatywa rządu Szkocji dotycząca zwiększenia do 2030 r. udziału energii ze źródeł OZE do 50%, ale na wszystkich trzech rynkach końcowych, mianowicie: energii elektrycznej, ciepła i transportu. Coraz powszechniejsze stają się inicjatywy całkowitego zakazu sprzedaży nowych samochodów z silnikami spalinowymi (samochodów tradycyjnych). Najbardziej spektakularną propozycją prowadzącą do eliminacji paliw kopalnych, pierwszą taką na świecie (o wielkim znaczeniu mentalnym), jest jednak propozycja rządu Irlandii całkowitego zakazu wykorzystania środków publicznych na finansowanie inwestycji w obszarze paliw kopalnych (stosowania jakichkolwiek mechanizmów wsparcia w procesach restrukturyzacyjnych w obszarze tych paliw).

### **KSZTAŁTOWANIE ŚRODOWISKA NA RZECZ PRAKTYCZNEJ REALIZACJI TRANSFORMACJI POLSKIEJ ENERGETYKI**

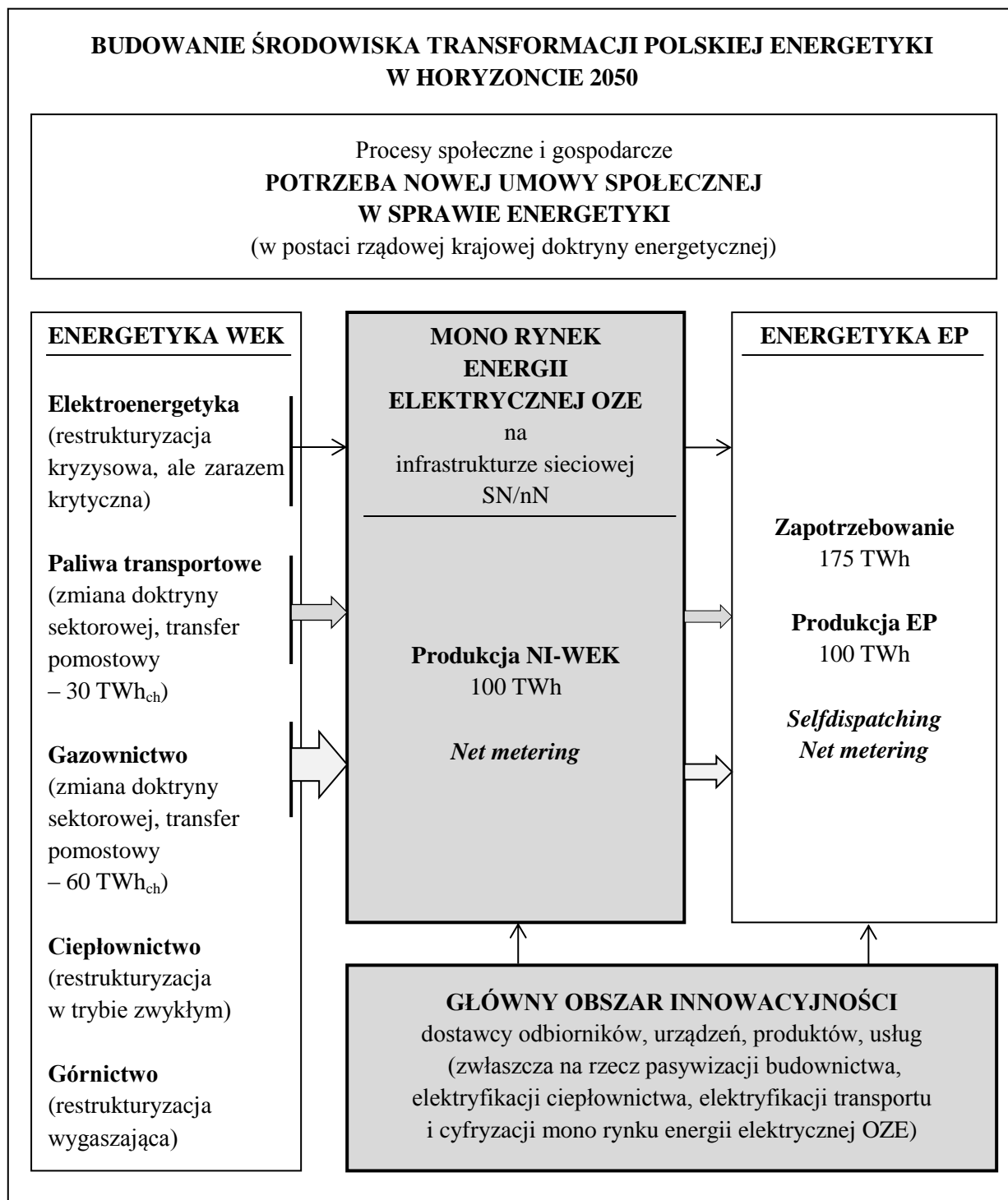
Przewycięzanie licznych barier mentalnościowych oraz kompetencyjnych blokujących w Polsce bardzo silnie transformację energetyki jest nakazem chwili. Strukturę konfliktów i interakcji (a zarazem grup interesów, starych i nowych) w szerokim otoczeniu, z mono rynkiem energii elektrycznej OZE w centrum, przedstawia rys. 3. Podkreśla się, że o umowę społeczną, zasygnalizowaną na rysunku, będzie niezwykle trudno. Dlatego, bo transformacja narusza wielkie interesy przedsiębiorstw zasiedziały na rynkach paliwowo-energetycznych, a rynki te w nadchodzących dekadach będą się dramatycznie kurczyć, co wynika z rys. 1, a w szczególności z tab. 6 i 8.

Umowa społeczna, aby była skuteczna, musi mieć u podstaw doktrynę energetyczną, której istotą powinno być zerwanie z polityką energetyczną, w nowej rzeczywistości już całkowicie niewydolną (wykorzystywaną do ochrony interesów korporacyjnych, a nie do ochrony bezpieczeństwa energetycznego gospodarki). Przy ukształtowanym już środowisku technologicznym oraz szybko zmieniającym się środowisku ekonomicznym, a także biznesowym i społecznym doktryna musi w szczególności respektować fakt, że zrestrukturyzowanie energetyki WEK stało się zadaniem znacznie trudniejszym niż zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego gospodarce za pomocą rynku (konkurencji). Dlatego Polsce potrzebna jest doktryna energetyczna odwołująca się do rynku. Oczywiście, taka doktryna oznacza zmianę układu interesów. Jej beneficjentami z natury rzeczy staną się: prosumenci, niezależni inwestorzy oraz dostawcy odbiorników, urządzeń, produktów, usług. Przegranymi będą natomiast wszystkie sektory energetyki WEK, chociaż każdy w inny sposób

Strategicznym skutkiem transformacji będzie, bez wątpienia, układ interesów bardziej nowoczesny od istniejącego. Będzie to układ wywołujący falę innowacyjności, której istotą będzie w pierwszym etapie masowy zasięg (o demokratycznym charakterze), a w kolejnym wytworzenie, w wyniku przejścia do rozwiązań o bardzo dużej skalowalności rynkowej, nowego typu korporacji, ale już na wyższym poziomie rozwoju społecznego.

Konsekwencją na drugim biegunie będzie potrzeba bardzo głębokiej restrukturyzacji wszystkich sektorów energetyki WEK. Syntetyczną charakterystykę poszczególnych

sektorów energetyki WEK w kontekście ich restrukturyzacji przedstawia tab. 17. Wynika z niej przede wszystkim złożoność sytuacji związana z przeciwbieżnością dwóch perspektyw diagnostycznych sektorów: perspektywą rządowo-korporacyjną i perspektywą obiektywnych wymagań transformacyjnych.



**Rys. 3. Struktura konfliktów i interakcji w szerokim otoczeniu ze zdecentralizowanym mono rynkiem energii elektrycznej OZE w centrum**

W czasie narastającej globalnej fali innowacyjności polityka rządowa, uwypuklona w skrajnej centralizacji władztwa nad energetyką (utworzenie Ministerstwa Energetyki centralizującego wszystkie sektory energetyki WEK w stopniu, którego nawet w centralnie planowanej gospodarce socjalistycznej nigdy nie było) jest bez wątpienia głęboko niewłaściwe z punktu widzenia zarządzania trajektorią transformacyjną. W szczególności dlatego, że zwiększa ona siłę polityczną przedsiębiorstw energetycznych funkcjonujących według starego modelu biznesowego energetyki WEK, co jest zawsze, i na całym świecie, czynnikiem niezwykle utrudniającym restrukturyzację tych przedsiębiorstw.

**Tab. 17. Sektorowość – pułapka energetyki WEK**

Lp.	Sektor	Status sektora	Charakterystyka stanu sektorów w dwóch perspektywach diagnostycznych	
			perspektywa rządowo -korporacyjna	perspektywa wymagań transformacyjnych
1	<b>Elektroenergetyka</b>	krytyczny – ekstremalnie trudny do restrukturyzacji	potrzeba dynamicznego inwestowania (i tworzenie programów inwestycyjnych)	zapaść finansowa, nieadekwatność modelu biznesowego, potrzeba rewizji strategii inwestycyjnej
2	<b>Paliwa transportowe</b>	ważny – średnio trudny do restrukturyzacji	potrzeba dynamicznego inwestowania (i realizacja na wielką skalę)	przeinwestowanie, potrzeba otwarcia na elektryfikację transportu
3	<b>Gazownictwo</b>	ważny – trudny do restrukturyzacji	potrzeba dynamicznego inwestowania (i faktyczna realizacja)	przeinwestowanie, potrzeba otwarcia na transformację rynkową
4	<b>Ciepłownictwo</b>	ważny – średnio trudny do restrukturyzacji	równowaga potrzeb rozwojowych i inwestycji <sup>1</sup>	potrzeba otwarcia na pasywizację budownictwa i elektryfikację ciepłownictwa
5	<b>Górnictwo</b>	schyłkowy – bardzo trudny do restrukturyzacji	potrzeba ochrony sektora przed upadłością	zapaść strukturalna, konieczność wygaszenia

<sup>1</sup> Niedostateczna siła polityczna i stosunkowo duża ekspozycja na konkurencję rynkową uniemożliwia sektorowi nieracjonalną presję inwestycyjną.

Dlatego właściwy opis środowiska restrukturyzacyjnego polskiej energetyki WEK, którego próba w ujęciu hasłowym przedstawiona została w tab. 17, powinna być punktem wyjścia do analiz transformacyjnych. Z drugiej strony w analizach transformacyjnych należy uwzględnić ryzyko dalszej centralizacji energetyki WEK. Potrzeba taka wynika choćby z zamierzeń rządowych, które zostały ujawniane na początku 2017 r. przez media, dotyczących fuzji grup naftowych Orlen i Lotos, a nawet – dodatkowo jeszcze – grupy gazowej PGNiG. Należy podkreślić, że scenariusz fuzji sektorów paliwowych (naftowego i gazowego) byłby trzecim po 2010 r. strategicznym błędem w energetyce tej samej natury (po recentralizacji górnictwa węgla kamiennego i recentralizacji elektroenergetyki).



Dalsze rozwinięcie jakościowego, hasłowego, porównania kondycji energetyki WEK przedstawione w tab. 17 należy poszerzyć następująco. Perspektywa rządowo-korporacyjna jest coraz bardziej oderwana od dominujących globalnych trendów i realnej gospodarki. Dlatego musi ona być skorygowana. Perspektywa wymagań transformacyjnych uzasadnia niezbędność i pilność radykalnych działań praktycznych, którymi w pierwszej kolejności muszą być: głęboka restrukturyzacja elektroenergetyki, w tym budowa całkowicie nowych kompetencji (operatorów dystrybucyjnych w części dotyczącej infrastruktury sieciowej nN-SN) ukierunkowanych na rozwój mono rynku energii elektrycznej OZE, wyhamowanie inwestycji w sektorze paliw płynnych oraz w gazownictwie, wreszcie odstąpienie od ratowania górnictwa (realizacja wygaszającego programu restrukturyzacyjnego). Oczywiście, poza dyskusją jest wycofanie się Polski z programu energetyki jądrowej.

Generalnie, odpowiedzią na sektorowość energetyki WEK musi być synergetyka, podstawowo zdefiniowana jako synteza długoterminowych przemian strukturalnych (technologicznych, ekonomicznych i społecznych) w czterech strukturalnie (w kategoriach XXI wieku) nieefektywnych obszarach gospodarki, którymi są: energetyka, budownictwo, transport i rolnictwo [5, 6, 7], rozszerzonych o nowy, piąty sektor, mianowicie gospodarki o obiegu zamkniętym [11]. To wymaga pobudzenia, w trybie szokowym, rozwoju energetyki prosumenckiej EP (rozciągniętej na wszystkich odbiorców energii elektrycznej i paliw) oraz rozwoju energetyki NI (segmentu niezależnych inwestorów).

**Konsolidacja mono rynku energii elektrycznej OZE (ryнку energii użytecznej).** Punktem wyjścia do modelowania potencjalnego (prawdopodobnego) kurczenia się rynków energetyki WEK (energetyki paliw kopalnych) w procesie transformacyjnym o horyzoncie 2050 jest tab. 18, która przedstawia wartość tych rynków w zestawieniu z podstawowymi danymi makroekonomicznymi dla Polski. Tablica nie pozostawia wątpliwości, transformacja energetyki ma potencjał siły przebudowującej całą gospodarkę, i tak musi być traktowana.

Przy tym, jeśli w Polsce roczna wartość rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych wynosi około 180 mld PLN, to w stosunku do PKB, wynoszącego około 2000 mld PLN, jest to 9%. Zatem względna waga interesów związanych z energetyką jest w Polsce większa niż na świecie, i większa niż w UE/Europie. To oznacza, że (wynikające z dotychczasowych zaniechań) trudności/konflikty związane z niezbędną transformacją energetyki WEK będą w Polsce też większe/silniejsze niż na świecie, i większe niż w UE/Europie.

Uzupełnieniem do tab. 18 jest obraz energetyki WEK, którego dostarcza Giełda Papierów Wartościowych. Mianowicie, na parkiecie WIG 30 (firmy o największej kapitalizacji) aż dziewięć firm należy do szeroko rozumianej energetyki WEK (cztery elektroenergetyczne, dwie paliw transportowych, jedna gazowa, dwie górnicze w sektorze węgla kamiennego). Przy tym największa (w Polsce, ale też w Europie) grupa wydobywcza węgla kamiennego jest trwale niewydolna ekonomicznie (tym samym nie ma jej na GPW). Nie ma też na GPW (ze względu na status firm strategicznych dla bezpieczeństwa państwa) dwóch krajowych operatorów przesyłowych (elektroenergetycznego i gazowego) oraz trzeciego krajowego operatora – operatora logistycznego paliw płynnych. Z drugiej strony, na parkiecie WIG 30 nie ma ani jednej firmy technologicznej. To obrazuje stopień zagrożenia strukturalnego polskiej gospodarki.

Na rys. 4 przedstawiona została „mapa”, której celem jest zobrazowanie strategicznych powiązań w procesie transformacji energetyki. W szczególności mapa systematyzuje powiązania między trzema „ścieżkami” na których odbywają się procesy transformacyjne. Dwie pierwsze ścieżki dotyczą narastania przesłanek transformacji energetyki, które w Raporcie prezentuje się w optyce budowy mono rynku energii elektrycznej OZE. Poznanie przesłanek występujących wewnątrz energetyki (pierwsza ścieżka) jest konieczne ze względu na pułapki kompetencyjne, którymi jest naszpikowany proces transformacyjny, o wielkiej złożoności (i rozległości). Poznanie przesłanek w obszarze zmian cywilizacyjnych (druga ścieżka) jest niezbędne dla pobudzenia wyobraźni odnośnie głębokości i zakresu zmian transformacyjnych, nieporównywalnych z niczym, co w historii energetyki miało miejsce.

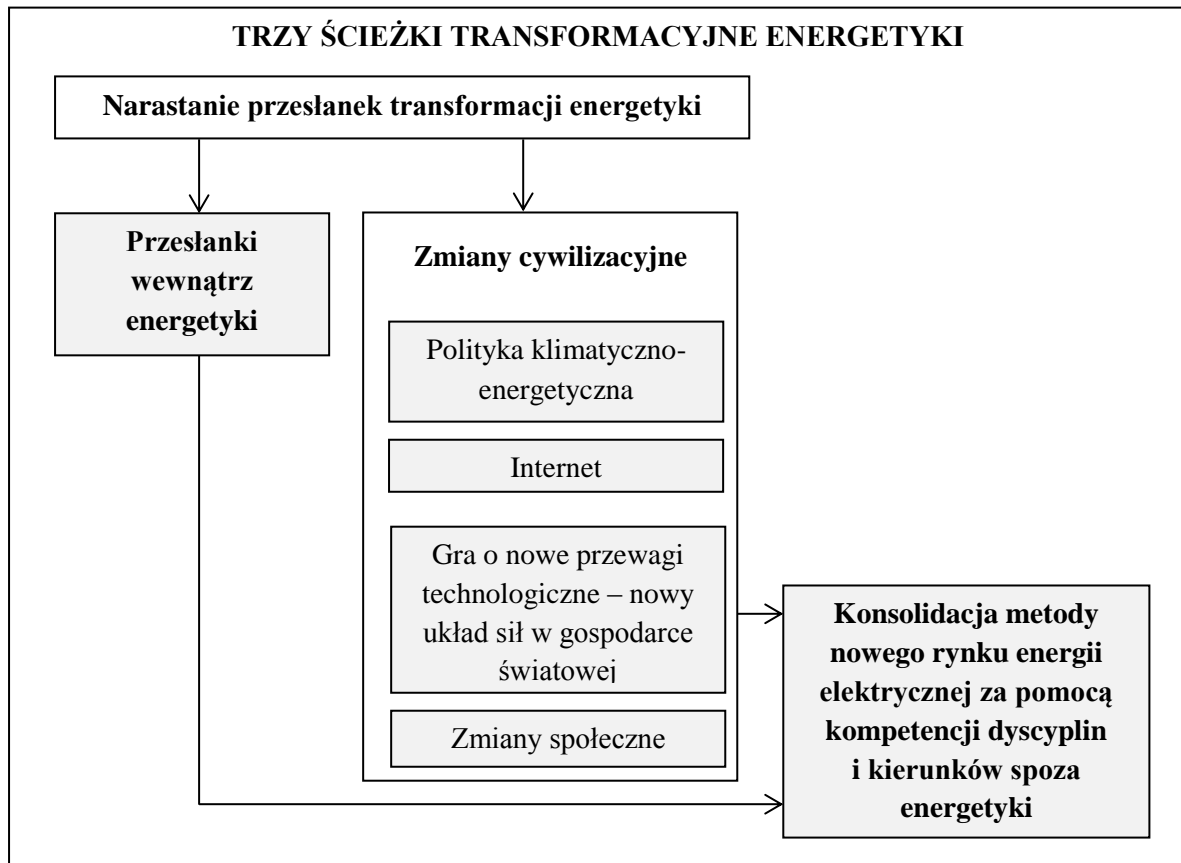
**Tab. 18. Szacunkowe roczne dane (2016) w mld PLN obrazujące wymiar makroekonomiczny energetyki WEK w Polsce – punkt wyjścia do modelowania jej zmniejszania się w procesie transformacyjnym 2050**

<b>ENERGETYKA WEK (2015)</b>						
<b>Rynki końcowe</b> (z podatkami i parapodatkami)	180	paliwa transportowe		energia elektryczna	ciepło	
		100		50	30	
<b>Import</b>	~ 67	<b>paliwa</b>				
		ropa	gaz	węgiel	biomasa <sup>1</sup>	
		40	12	3	0,6	
		<b>dobra inwestycyjne</b>				
		elektroenergetyka (głównie bloki węglowe)		gazownictwo	sektor paliw transportowych	
		5		3	3	
<i>know how</i> (usługi konsultingowe) – b.d.						
<b>Podatki, parapodatki</b>	~80	<b>akcyza</b> – 36 (dominujący udział paliw transportowych)				
		<b>VAT</b> – 38 (dominujący udział ludności)				
		<b>CO<sub>2</sub></b> – 6 (dominujący udział energetyki węglowej)				
<b>Ukryte dopłaty</b>	5	górnictwo węgla kamiennego – 5 (dominujący udział)				
<b>MAKROEKONOMIA KRAJU</b>						
PKB – 2000, zadłużenie – 1100, budżet – 385, deficyt budżetowy – 60, dochody rozporządalne ludności – 670						

<sup>1</sup>Do współspalania, i przede wszystkim do spalania w największych na świecie – o mocy jednostkowej 200 MW – biomasowych blokach kondensacyjnych.

Ponieważ istotą procesu transformacji energetyki jest budowa mono rynku energii elektrycznej OZE, to przesłanki w elektroenergetyce są najważniejsze, rys. 5. Jest też drugi powód, aby przesłankom w elektroenergetyce poświęcić szczególną uwagę. Tym powodem jest trudność demonopolizacji rynku energii elektrycznej związana z monopolem sieciowym, czyli technicznym. Także trudność związana z koniecznością bilansowania popytu i podaży

w czasie rzeczywistym; czas rzeczywisty oznacza spełnienie rygorów zjawisk elektromagnetycznych zachodzących z częstotliwością 50 Hz, i pociąga za sobą potrzebę istnienia dużych zasobów regulacyjnych (mocy) we współczesnych systemach elektroenergetycznych.



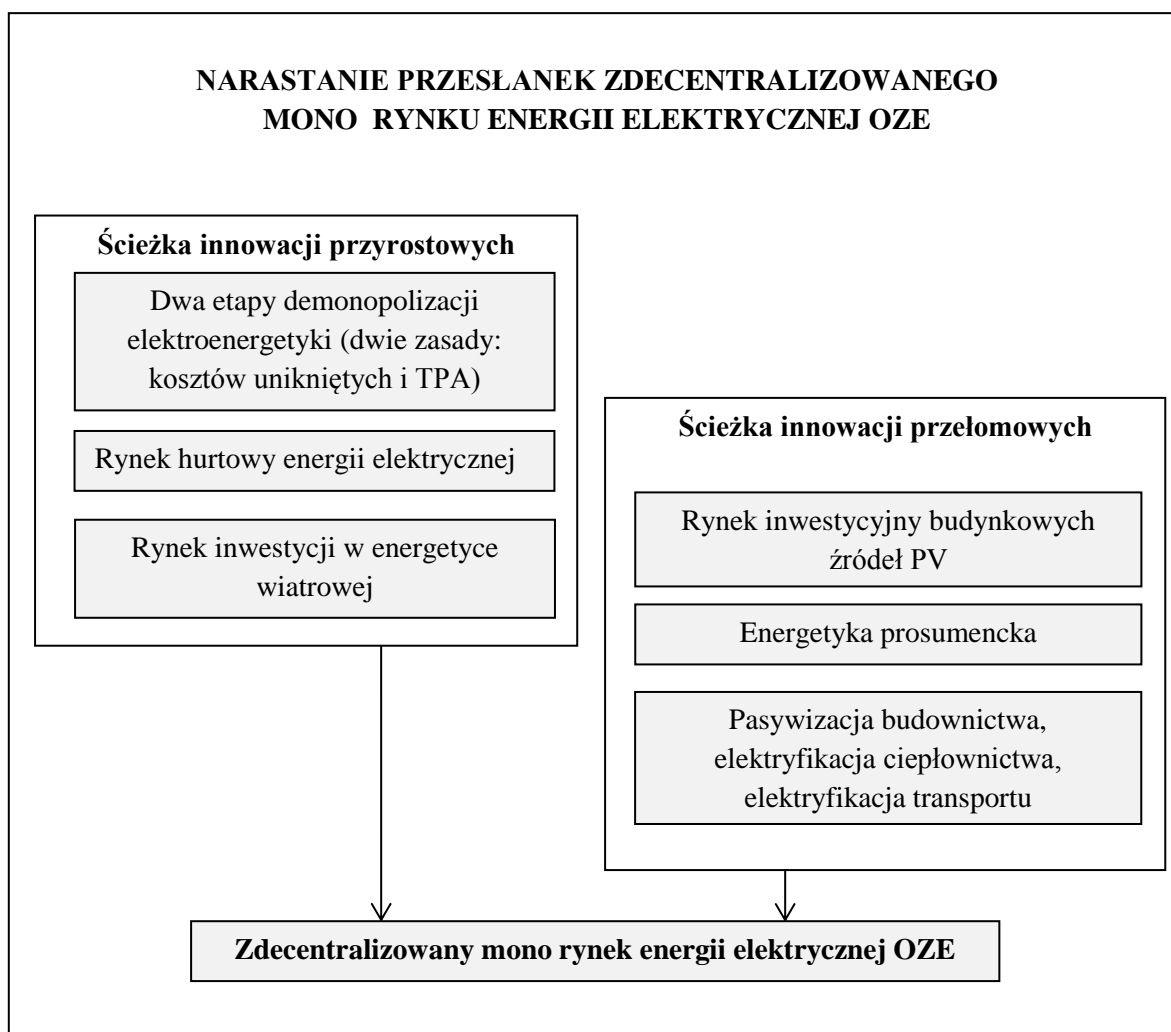
**Rys. 4. „Mapa” powiązań między trzema ścieżkami transformacji energetyki**

Pierwszą, wewnętrzną (w energetyce) ścieżkę narastania przesłanek budowy rynku energii elektrycznej OZE prezentuje się na rys. 5 przede wszystkim w optyce rynkowych innowacji przyrostowych zapoczątkowanych implementacją zasady kosztów unikniętych do produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu (USA – ustawa PURPA, 1978/1982), a następnie powszechnym wdrożeniem zasady TPA (ostatnia dekada minionego wieku). Podkreśla się, że celem zasady TPA było zaktywizowanie rynku między wytwórcami energii elektrycznej, a jej odbiorcami. Jednak w tym zakresie praktyczne efekty okazały się, z bardzo wielu powodów (szczególnie z powodu monopolistycznych opłat systemowo-sieciowych), mniejsze od oczekiwanych. Wielkie efekty zostały natomiast uzyskane w zakresie pobudzenia konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Pobudzenie to okazało się możliwe dzięki wykorzystaniu mechanizmów charakterystycznych dla rynków giełdowych; zastosowanie tych ostatnich wymagało wdrożenia technicznego rynku bilansującego. Oczywiście, byłoby niemożliwe zastosowanie rynków giełdowych (także ułomnego rynku bilansującego) bez wcześniejszego szokowego rozwoju teleinformatyki. Do pierwszej ścieżki zalicza się w Raporcie także rozwój energetyki

wiatrowej (zapoczątkowany na przełomie wieków), oznaczający ogólne pobudzenie rozwoju technologicznego źródeł OZE, ale jednak nie wprowadzający istotnych zmian rynkowych.

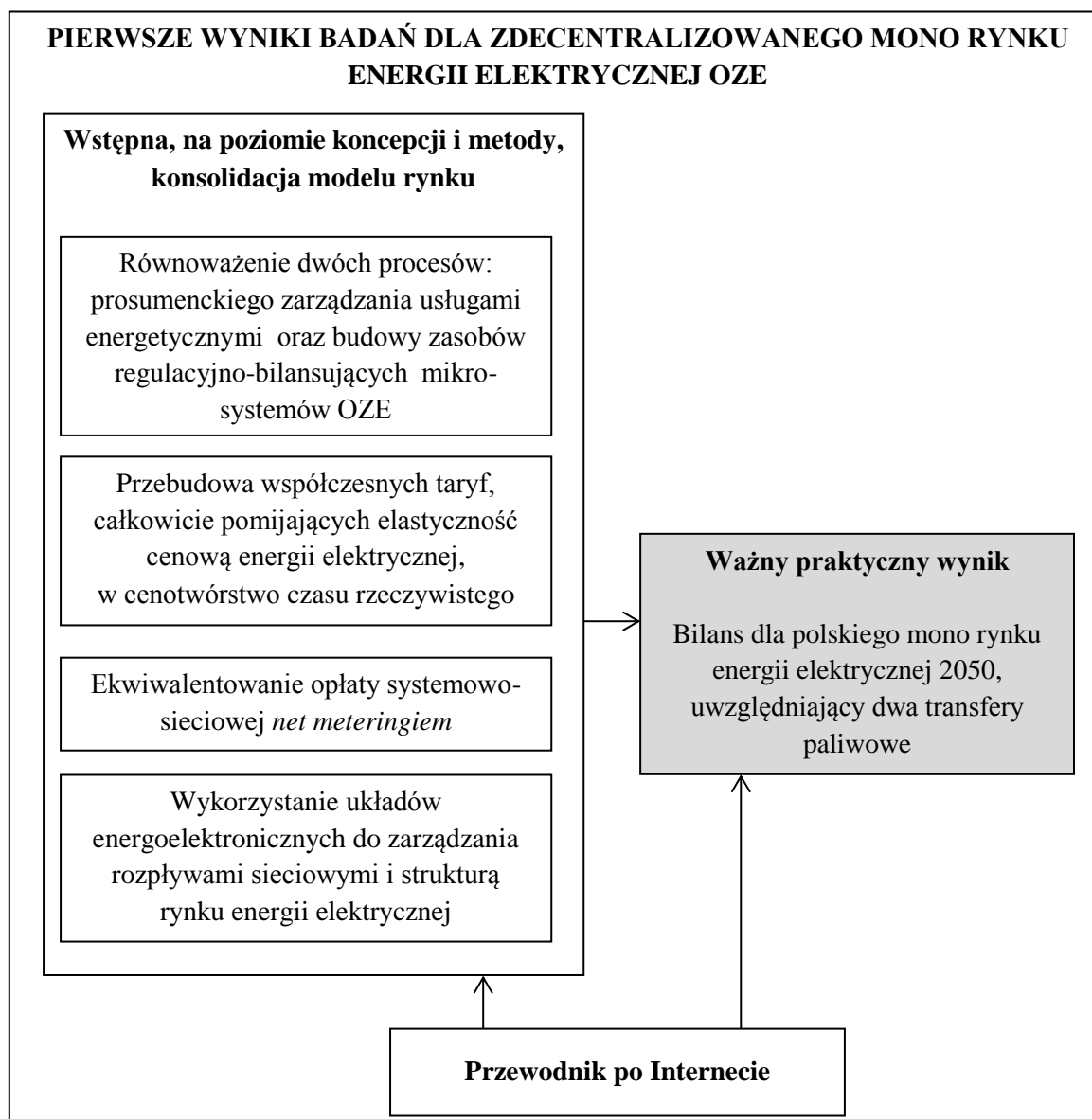
Ścieżkę rynkowych innowacji przełomowych (na rys. 5 druga ścieżka, zewnętrzna) początkuje budynkowa integracja źródeł fotowoltaicznych. To ona otworzyła drogę do rozwoju energetyki prosumenckiej w segmencie ludnościowym. Właśnie ta energetyka pobudziła już wielki obszar innowacji przełomowych. Jedną z nich jest prosumencki *self dispatching* (w najprostszej postaci może to być router OZE, ale także prosumencka SCADA na urządzenia mobilne). Przełomowym rozwiązaniem rynkowym w kontekście możliwości pokonania bariery w postaci monopolistycznej opłaty systemowo-sieciowej jest prosumencki *net metering*. Dalej, energetyka prosumencka otworzyła drogę do kształtowania całych łańcuchów usług energetycznych. W tym nurcie dokonuje się rozwój rynków pasywizacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu i, na koniec, mono rynku energii elektrycznej OZE.



**Rys. 5. Przesłanki elektryfikacji (całej) energetyki i (wschodzącego) zdecentralizowanego mono rynku energii elektrycznej OZE (rynku energii użytecznej)**

Celem na trzeciej ścieżce, uwzględnionej na rys. 5, jest zapoczątkowanie konsolidacji modelu mono rynku energii elektrycznej OZE poprzez wykorzystanie metod dyscyplin naukowych

i kierunków dydaktycznych spoza energetyki; por. trzecia ścieżka na rys. 4, także rys. 5. Wyniki uzyskane w tym zakresie zostaną przedstawione w kolejnych Raportach Cyklu. Mają one (wyniki) na razie wstępny charakter. Jednak podkreśla się, że w analizach wykonanych już w obszarze konsolidacji metody nowego rynku energii elektrycznej za pomocą kompetencji dyscyplin i kierunków spoza energetyki zgromadzone zostało doświadczenie z wykorzystania danych opisujących realne problemy, które trzeba stopniowo rozwiązywać (na ogół za pomocą technik symulacyjnych). Jest to zgodne z fundamentalnym obecnie wymaganiem obowiązującym w obszarze badań stosowanych i kształcenia zawodowego.

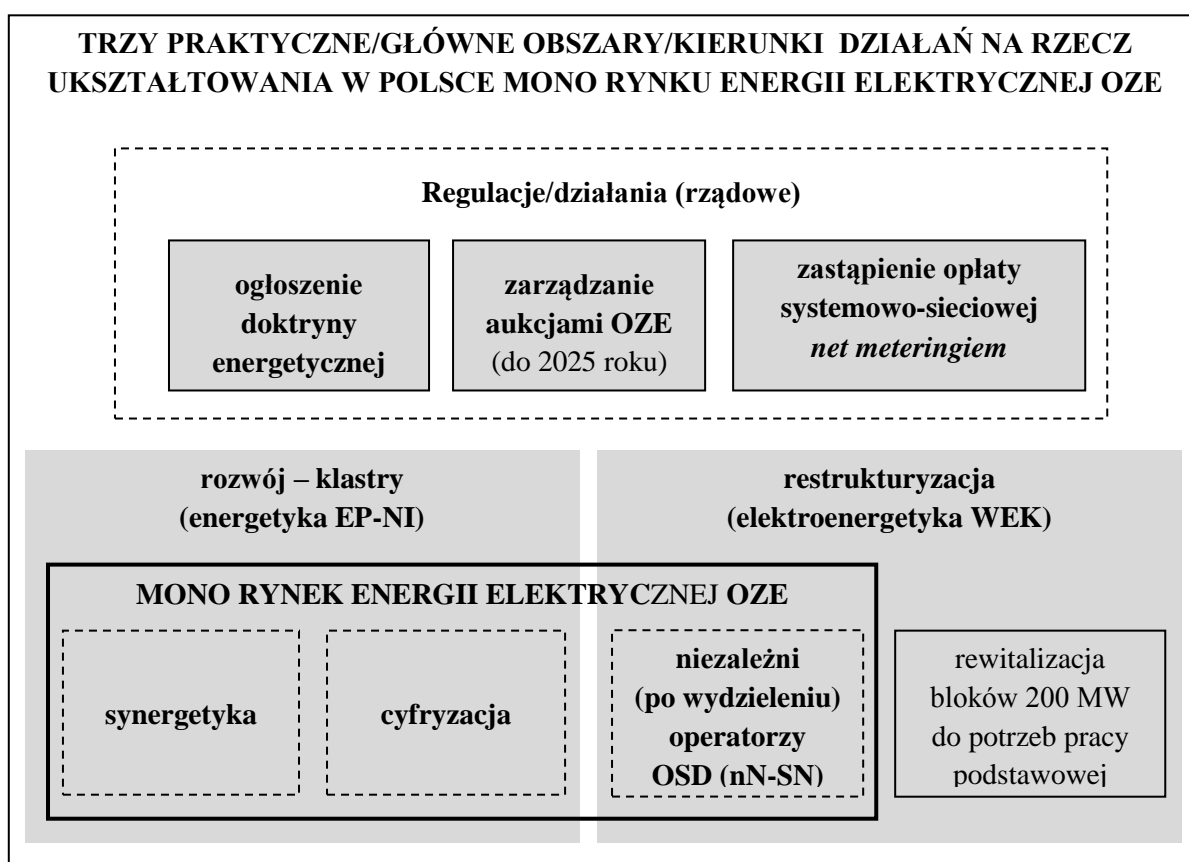


**Rys. 6. Struktura kompetencyjna metody zdecentralizowanego mono rynku energii elektrycznej OZE**

Ukierunkowana w Raporcie na polskie uwarunkowania konsolidacja modelu mono rynku energii elektrycznej OZE z natury rzeczy musi być weryfikowana w trybie ciągłym z globalnymi trendami/koncepcjami i dynamicznie opracowywanymi/wdrażanymi nowymi

rozwiązaniami rynkowymi. Dlatego bardzo wysoką rangę nadaje się w Cyklu Raportów zasadom wykorzystania Internetu do celów weryfikacji, rys. 6. Jest to zgodne z ogólną potrzebą włączenia zasad wykorzystania Internetu do metody nowej energetyki.

Praktyczne rekomendacje ukierunkowane na transformację energetyki, w konsekwencji na konsolidację mono rynku energii elektrycznej OZE (rynku energii użytecznej) przedstawiono, w postaci strukturalnej „mapy”, na rys. 7. W Polsce o postulowany tu w postaci mapy przełom mentalny trzeba ciągle jeszcze walczyć (mimo, że świat ma go już w dużym stopniu za sobą). Jeśli energetyka WEK – w całości, ale w szczególności elektroenergetyka – utraciła zdolności rozwojowe, czyli utraciła zdolność adaptacji do nowych warunków funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa, to uwolnienie Polski od petryfikacji energetyki, która przybrała już groźny wymiar, staje się coraz bardziej kryzysogenne.



**Rys. 7. Obszary i kierunki pożądanego koncentracji działań transformacyjnych w polskiej energetyce**

Ilustracją kryzysogennych działań są na pewno przygotowania do podwyżek opłat systemowo-sieciowych (monopolistycznych) na rynku energii elektrycznej, mających posłużyć do sfinansowania na „rynku” mocy inwestycji w schyłkowe segmenty technologiczne (na razie głównie w bloki węglowe). Taki, etatystyczny rynek tworzy ryzyko strukturalnego opóźniania polskiej gospodarki w kolejnych latach, wynikające głównie z blokowania nowym technologiom dostępu do wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Jest to szczególnie groźne w sytuacji, kiedy polscy prosumenci (z segmentu ludnościowego)

raczkują dopiero na rynku źródeł PV, a polscy inwestorzy NI raczkują na rynku elektrowni biogazowych.

Analiza powodów gwałtownego nasilania się kryzysogennych działań nie jest łatwą sprawą. Nie ulega jednak wątpliwości, że brak książek/monografii opisujących istotę przełomu, i perspektywy nowej energetyki, ma znaczenie podstawowe. Z drugiej strony siła grup interesów, złożoność/rozległość i znaczenie cywilizacyjne przełomu energetyki z natury rzeczy czynią go wręcz niebezpiecznym dla kandydatów na autorów podważających stary porządek, mimo że zmienia się on, poza Polską, na wszystkich poziomach (globalnym, europejskim/unijnym, na poziomach poszczególnych krajów, a także na poziomie najniższym – odbiorców/prosumentów w segmencie ludnościowym).

W szczególności brak książek poświęconych nowym/przyszłościowym koncepcjom na pewno można traktować jako jedną, z wielu, przyczyn umożliwiających polskiemu rządowi przez ostatnie 10 lat wykorzystywanie do własnych praktycznych celów najbardziej pro-węglowej i pro-jądrowej polityki elektroenergetycznej na świecie. W odniesieniu do energetyki jądrowej (której przecież nie trzeba likwidować, co byłoby niezwykle trudne, a wystarczyłoby ją usunąć z planów rozwojowych) podkreśla się nieracjonalność obydwu decyzji politycznych. Tej z 2006 r., kiedy rząd ogłosił udział Polski w budowie elektrowni jądrowej Ignalina (Visaginas) na Litwie. I tej z 2009 r., kiedy rząd ogłosił program budowy dwóch polskich elektrowni jądrowych, każda z dwoma blokami, każdy blok o mocy 1600 MW.

W kontekście potrzeby przełamania sektorowości polskiej energetyki i ukształtowania mono rynku energii elektrycznej OZE szczególne znaczenie w Raporcie przypisuje się segmentowi ludnościowemu energetyki EP, tab. 19. Decyduje o tym struktura wydatków ludności (i wielki potencjał dyfuzyjności nowych produktów rynkowych do polskich gospodarstw domowych, jeden z najwyższych na świecie). Mianowicie, polskie gospodarstwo domowe wydaje na energię elektryczną, ciepło i paliwa transportowe aż 20% swoich dochodów rozporządzalnych. Jeśli tak duży udział dochodów ludności jest kierowany do strukturalnie nieefektywnej energetyki WEK (i będzie kierowany przez dziesięciolecia, jeśli dalej będzie realizowana rządowa polityka energetyczna), to z natury rzeczy drastycznie są ograniczone (i będą ograniczone przez dziesięciolecia) środki na rozwój nowoczesnej, innowacyjnej gospodarki.

**Tab. 19. Potencjał inwestycyjny segmentu ludnościowego energetyki EP w transformacji całej energetyki**

1	Dochody rozporządzalne gospodarstwa domowego (3 osoby), tys. PLN	miesięczne	4,4
		roczne	53
2	Roczne wydatki gospodarstwa domowego na energię elektryczną i paliwa (około 20% dochodów rozporządzalnych), tys. PLN		8
3	Roczny potencjał inwestycyjny segmentu ludnościowego energetyki EP w transformacji energetyki (i w zwiększaniu własnego majątku), mld PLN		100
4	Wartość domów/mieszkań ludności, bln PLN		2,8

Oczywiście, będzie także wiele innych negatywnych efektów oraz niewykorzystanych szans. Charakterystyczną niewykorzystaną szansą będzie np. potencjalna szansa związana z możliwością zwiększania w obszarze energetyki EP bogactwa prosumentów z segmentu ludnościowego tworzonego w trybie partycypacji prosumenckiej (istotą tej szansy jest w szczególności wykorzystanie przez gospodarstwa domowe swoich dochodów rozporządzalnych do sfinansowania inwestycji w prosumenckie technologie energetyczne zwiększające wartość rynkową domu/mieszkania).

Mimo zagrożeń związanych z sektorowością polskiej energetyki nie ma wątpliwości, że siła transformacyjna segmentu ludnościowego energetyki EP będzie w Polsce systematycznie rosła, zwłaszcza że segment ten ma wysoką rangę w unijnym pakiecie zimowym [8]. Można uznać, że klastry energii wprowadzone w połowie 2016 r. do ustawy OZE są rozwiązaniem wychodzącym naprzeciw pożądanym trendom, jeśli nawet nie mają jeszcze dostatecznie ukształtowanego praktycznego środowiska rozwojowego (w szczególności w postaci odpowiedniego *know how*). Obniżanie barier związanych z brakiem *know how* potrzebnego prosumentom i klastram, w szczególności prezentacja podstaw w postaci koncepcji i narzędzi dla takich rozwiązań jak *selfdipatching*, cenotwórstwo czasu rzeczywistego, *net metering*, zarządzanie rozpliwami sieciowymi poprzez wykorzystanie układów energoelektronicznych, symulatory procesów rozwojowych są głównym celem Cyklu Raportów.

W ujęciu fundamentalnym klastry energii mają potencjał, aby się stać również w Polsce siłą sprawczą transformacji energetyki. Przedstawione na rys. 7 w syntetyczny sposób trzy obszary/kierunki działań, które powinny stanowić jądro procesu transformacyjnego polskiej energetyki (z końcowym efektem w postaci mono rynku energii elektrycznej OZE) mogłyby stanowić racjonalne bazowe środowisko rozwoju klastrów energii „wywołanych” ustawą OZE.

W szerokiej perspektywie Cykl Raportów ma na celu uwiarygodnienie w Polsce hipotezy roboczej, że nowa energetyka oznaczająca, w tendencji, radykalne przekierowanie inwestycji na stronę popytową (na stronę nowych usług energetycznych) oraz zastąpienie paliw kopalnych źródłami OZE, a także cyfryzację jest szansą dla energetyki EP-NI taką jaka na początku lat 1990. została stworzona przez rząd i wykorzystana przez małych i średnich przedsiębiorców (MSP) w ramach reformy ustrojowej gospodarki (i państwa).

**Szansa na wykorzystanie transformacji energetyki do budowy gospodarki obiegu zamkniętego (rozwój endogeniczny).** Transformacja energetyki, wywołana zmianami o charakterze cywilizacyjnym, sama uruchamia – w pętli sprzężenia zwrotnego, na ścieżce innowacji przełomowych (transformacja energetyki WEK w mono rynek energii elektrycznej OZE) i na ścieżce innowacji przyrostowych na mono rynku energii elektrycznej OZE oraz w energetyce EP-NI – rozległe zmiany gospodarcze i społeczne. W tym kontekście celem Cyklu Raportów jest skierowanie uwagi Czytelnika na rolę (skutki przyczynowe) transformacji energetyki w szerokim kontekście synergetyki, która tworzy środowisko rozwoju endogenicznego gospodarki. Podkreśla się, że jest to model który mógłby uwolnić Polskę od modelu rozwoju naśladowczego, co byłoby wykorzystaniem przez Polskę historycznej szansy.



**Tab. 20. Polski bilans energetyczny (2015) dla paliw kopalnych (bez OZE), uwzględniający kontekst mono rynku energii elektrycznej OZE 2050 z jednej strony, a z drugiej rabunkowej polityki surowcowej w energetyce węglowej**

<b>Rozszerzony bilans energetyczny dla paliw kopalnych (2015), TWh</b>			
		<b>(·) 1/2/3/4/5<sup>1</sup></b>	<b>Stosunek 5/(·)</b>
<b>Węgiel kamienny</b>	energia elektryczna	<b>(43)</b> 56/70/200/210/520	12
	ciepło	<b>(9)</b> 60/66/82/87/220	25
<b>Węgiel brunatny</b>	energia elektryczna	<b>(40)</b> 50/62/180/190/270	7
<b>Ropa naftowa</b>	paliwa transportowe	<b>(50)</b> /200/210/260/273/340	7
<b>Gaz ziemny</b>	energia elektryczna	<b>(3)</b> 4/5/10/11/13	4
	ciepło	<b>(17)</b> 110/120/126/133/170	10
<b>Razem</b>		<b>(162)</b> 480/533/859/906/1533 <sup>2</sup>	10

<sup>1</sup> Objasnienia:

- (·) – zużycie końcowe energii elektrycznej potrzebnej do zaspokojenia potrzeb w danym segmencie zapotrzebowania na mono rynku energii elektrycznej OZE (po pasywizacji budownictwa, elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu); zużycie to stanowi poziom odniesienia, czyli jest minimalnym zużyciem osiągalnym dla skomercjalizowanych technologii efektywnościowych (wartości w nawiasach, podane w przybliżeniu, wyliczono dla współczynników redukcyjnych wynoszących: dla rynku energii elektrycznej 0,75, dla rynku transportu 0,25, dla rynku ciepła 0,15),
- energia końcowa wyprodukowana z paliw kopalnych, wykorzystana przez odbiorców końcowych, w danym segmencie produkcji,
  - energia końcowa (p.1) zwiększona: na rynkach energii elektrycznej i ciepła o straty sieciowe i potrzeby własne źródeł wytwórczych (na rynkach energii elektrycznej o 20%, na rynkach ciepła o 10%), a na rynku paliw transportowych o energię potrzebną do transportu tych paliw z rafinerii do stacji benzynowych (5%),
  - energia chemiczna dostarczona do przetworzenia w instalacji przetwórczej (w elektrowni kondensacyjnej, elektrociepłowni, kotłowni, piecu grzewczym, instalacji petrochemicznej, gazoporcie); do oszacowań przyjęto w szczególności ekwiwalentną sprawność produkcji energii elektrycznej z węgla równą 35%, a z gazu ziemnego 50%, natomiast dla ciepła sprawność tę przyjęto na poziomie 80% w wypadku źródeł węglowych oraz 95% w wypadku źródeł gazowych),
  - energia chemiczna dostarczona do przetworzenia (p.3) zwiększona o ekwiwalentną energię chemiczną w danym paliwie, odpowiadającą rzeczywistej energii (zawsze w dużej części elektrycznej) służącej wydobywaniu danego paliwa (w kopalni węgla kamiennego/brunatnego, w instalacji wydobywczej ropy naftowej, w instalacji wydobywczej gazu ziemnego) i przetransportowaniu do instalacji przetwórczej,
  - energii chemiczna wydobyta (p.4) zwiększona o straty eksploatacyjne, czyli o energię pozostającą w złożu po zakończeniu jego eksploatacji (w polskim górnictwie węgla kamiennego straty eksploatacyjne są niezwykle duże, wynoszą około 60%; w wypadku węgla brunatnego jest to około 30%; dla ropy naftowej i gazu ziemnego straty eksploatacyjne przyjęto na poziomie 20%).

<sup>2</sup> Podane dokładne liczby pochodzą z formalnego sumowania. Oczywiście, nie można do dokładności zapisu liczb przywiązywać wagi. Trzeba natomiast podane liczby traktować w rzeczywistości jako bardzo grube oszacowania.

Synergetyka, uwzględniająca koncepcję gospodarki obiegu zamkniętego (obejmującą gospodarkę odpadami [11]), tworzy w powiązaniu z energetyką EP oraz z energetyką NI środowisko do rozwijania (na poziomie koncepcyjnym, przedrynkowym/demonstracyjnym, i początkowym wdrożeniowym) w pełni zelektryfikowanych i scyfryzowanych prosumenckich usług energetycznych, o przełomowym charakterze w kontekście stopnia ich integracji i indywidualizacji (droga do tych usług prowadzi poprzez pasywizację budownictwa, elektryfikację ciepłownictwa i elektryfikację transportu oraz mono rynek energii elektrycznej OZE).

Rozszerzony bilans energetyczny dla paliw kopalnych przedstawiony w tab. 20 jest bardzo pouczający i może być wykorzystany do budowania szerokiej świadomości, że transformacja energetyki prowadzi do radykalnego ograniczenia jej ekstremalnej nieefektywności (w kontekście rozwoju zrównoważonego). Przekonywujące są pod tym względem wartości stosunku energii:  $5/(\cdot)$ , czyli energii chemicznej paliwa kopalnego (bezpowrotnie traconego w łańcuchu wydobywanie-transport-przetwarzanie-przesył/dystrybucja, p.5) wykorzystanego do zaspokojenia określonej potrzeby energetycznej do energii elektrycznej służącej do zaspokojenia tej samej potrzeby, ale na mono rynku energii elektrycznej OZE. Otóż wartości tego stosunku (zawierające się w przedziale 4 do 25, wartość przeciętna ważona 10) dyskwalifikują całkowicie energetykę paliw kopalnych (nie same paliwa) z punktu widzenia gospodarki obiegu zamkniętego.

(Do przedstawionej w tab. 20 ilustracji nieefektywności wykorzystania paliw kopalnych można dołożyć, zwłaszcza w kontekście polskiego programu energetyki jądrowej, jeszcze większą nieefektywność wykorzystania paliwa w elektrowniach jądrowych. Otóż wykorzystanie uranu wydobytego ze środowiska naturalnego w zastosowaniu do produkcji energii elektrycznej nie przekracza 3%, a stopień wypalenia paliwa jądrowego w reaktorach elektrowni jądrowych kształtuje się poniżej 10 %. Dlatego też pojawiają się coraz silniejsze sygnały dotyczące intensywnych badań ukierunkowanych na innowacyjne technologie powtórnego wykorzystania wypalonego paliwa jądrowego w tradycyjnych ciśnieniowo-wodnych, wysokotemperaturowych reaktorach PWR. Liderem tego kierunku i inwestorem zarazem jest B. Gates).

Rysunek 8 przedstawia w uproszczeniu strukturę powiązań sektorów paliwowych z całą polską gospodarką, w tym „pozaenergetyczne” znaczenie kopalin „energetycznych”. W szczególności wskazuje – poprzez koksownictwo – znaczenie węgla kamiennego dla hutnictwa. Gazu ziemnego – poprzez przemysł chemiczny – dla rolnictwa. Ropy naftowej – poprzez przemysł petrochemiczny – dla przemysłu tworzyw sztucznych i produkcji gazów technicznych.

Widać zatem, że transformacja energetyki musi pociągnąć w Polsce za sobą silną zmianę uwarunkowań funkcjonowania dużej części gospodarki. Przy tym trudno na razie o jednoznaczną ocenę zmian tych uwarunkowań. Pewne jest jednak to, że hutnictwo (i koksownictwo), rolnictwo (i przemysł nawozów azotowych) oraz petrochemia (i przemysł tworzyw sztucznych oraz gazów technicznych) są wystawione na bardzo silną konkurencję na rynkach globalnych. Transformacja energetyki ukierunkowana na eliminację paliw kopalnych i powodująca dramatyczny spadek ich cen wystawia polski przemysł na coraz silniejszą konkurencję ze strony Chin oraz USA. Petryfikacja polskiej energetyki przyczynia się w takiej sytuacji do pogorszenia uwarunkowań dużej części polskiego przemysłu:

koksownictwa (roczna produkcja prawie 10 mln ton), przemysłu petrochemicznego (roczna produkcja tworzyw sztucznych około 3 mln ton) oraz przemysłu chemicznego (roczna produkcja mocznika około 1,5 mln ton).

<b>PALIWA KOPALNE W POLSKIEJ GOSPODARCE (2015)</b>		
<b>Węgiel</b>	<b>kamienny, brunatny</b>	<b>energia elektryczna</b> zużycie węgla – 190 TWh <sub>ch</sub> /rok
		<b>ciepło</b> zużycie węgla – 85 TWh <sub>ch</sub> /rok
		<b>koksownictwo</b> zużycie węgla – 10 mln t/rok (70 TWh <sub>ch</sub> /rok)
<b>Gaz ziemny</b>		<b>energia elektryczna</b> zużycie gazu – 10 TWh <sub>ch</sub> /rok
		<b>ciepło</b> zużycie gazu – 110 TWh <sub>ch</sub> /rok
		<b>przemysł (chemiczny)</b> zużycie gazu – 5 mld m <sup>3</sup> /rok (55 TWh <sub>ch</sub> /rok)
<b>Ropa naftowa</b>		<b>petrochemia</b> przerób ropy – 30 mln t/rok produkcja tworzyw sztucznych – 3 mln t/rok ponadto produkcja gazów technicznych (N, H <sub>2</sub> , O <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , argon)
		<b>paliwa transportowe</b> krajowe zużycie paliw – 200 TWh <sub>ch</sub> /rok

**Rys. 8. Struktura powiązań sektorów paliwowych z całą polską gospodarką**

Potrzeba eliminacji paliw kopalnych i przejścia do gospodarki obiegu zamkniętego, traktowana jako imperatyw, nie wystarcza. Potrzebne są jeszcze technologie. W tym zakresie celem Cyklu Raportów jest konsolidacja hipotezy roboczej orzekającej, że dokonująca się transformacja energetyki wyzwala nową falę innowacyjności, o właściwościach innych niż właściwości fal dotychczasowych [1, 5]. Cechą tych ostatnich, historycznych już fal, była przede wszystkim innowacyjność „twarda” (technologiczna), w postaci indywidualnych wynalazków (nielicznych geniuszy wynalazczości). Fala innowacji wywoływanych przez transformację energetyki ma charakter rozmyty. Jest to mianowicie fala innowacyjności „miękkiej”. Taką innowacyjność wyzwala masowe (prosumenckie) uczestnictwo w przebudowie energetyki i holistyczne podejście do (łańcuchów) usług energetycznych. W rezultacie na nową falę składa się w dużym stopniu innowacyjność w sferze organizacji oraz zarządzania usługami (energetycznymi).

Rozwój technologii OZE, od wodnych poprzez wiatrowe do PV, nie stworzył jeszcze wystarczających warunków do wyeliminowania paliw kopalnych (w szczególności ze względu na to, że technologie te nie zapewniają dostatecznych zasobów regulacyjno-bilansujących na rynku energii elektrycznej). Pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa i transportu oraz cyfryzacja rynku energii elektrycznej (cyfryzacja traktowana w kategoriach technologii) stanowią krok milowy do osiągnięcia celu, bo tworzą one wielki potencjał w obszarze zarządzania usługami energetycznymi. Coraz bardziej widoczne jest jednak, że domknięcie nowego pakietu technologicznego przeznaczonego do zaspakajania potrzeb energetycznych będzie należało do technologii typu synergicznego. Takiej technologii należy obecnie upatrywać w szerokiej klasie technologii biomasowych, wpisujących się w zasady gospodarki obiegu zamkniętego i rozwoju endogenicznego. Jeśli ona się pojawi w szerokim środowisku rynkowym, to będzie to technologia nowej generacji, utylizacyjno-odnawialna, posiadająca rozbudowany łańcuch wartości.

**Tab. 21. Szczególny łańcuch wartości technologii C-GEN zestandaryzowany do 1 tony węgla (pierwiastka) w substracie, opracowanie własne, dane dotyczące produkcji mocznika uzyskano od właścicieli patentów technologii**

Lp.	Dane wyjściowe		
1	Zapotrzebowanie na substrat (sucha masa), ton	słoma kukurydzy	2
		odpady komunalne	2
2	Produkcja mocznika, ton		5
	<b>Efekty w rolnictwie (w wypadku kukurydzy uprawianej na zboże)<sup>1</sup></b>		
3	Powierzchnia nawieziona mocznikiem (azotem), ha		25
4	Przyrost produkcji zboża, ton		100
5	Przyrost produkcji biomasy (sucha masa), ton		150
6	Zawartość węgla (pierwiastka) w przyroście biomasy, ton		75
7	Redukcja emisji CO <sub>2</sub> (pochłanianie CO <sub>2</sub> przez uprawę), odpowiadająca przyrostowi biomasy wynikającej z nawiezienia mocznikiem, ton		280
8	Emisja tlenu (wydzielanie tlenu przez uprawę), odpowiadająca przyrostowi biomasy, ton		200
	<b>Efekty w energetyce</b>		
9	Energia ze zgazowania przyrostu biomasy, MWh <sub>ch</sub>		520
10	Produkcja energii elektrycznej z przyrostu biomasy, MWh		180
	<b>Efekty w przemyśle chemicznym</b>		
11	Produkcja mocznika z przyrostu biomasy, ton		375
12	Redukcja zużycia gazu ziemnego, MWh <sub>ch</sub>		3000

<sup>1</sup> Podano dane odnoszą się do przyrostów wydajności kukurydzy (ziarna i słomy) po zastosowaniu nawożenia mocznikiem w ilości 200 kg/ha (N – 100 kg/ha). Bez nawożenia wydajność uprawy jest około 40% niższa (do weryfikacji oszacowań przyjęto jednakową obniżkę wydajności ziarna i słomy).

<sup>2</sup> Jest to 70% energii chemicznej w biomasie przed zgazowaniem.

Potencjał technologii o bardzo rozbudowanym łańcuchu wartości posiada technologia C-GEN, wcześniej już wzmiankowana. Szczególny łańcuch wartości dla tej technologii

przedstawia tab. 21. Jest to mianowicie łańcuch uwzględniający energetykę, przemysł chemiczny, rolnictwo oraz środowisko, w tym gospodarkę odpadami. Łańcuch jest nazwany szczególnym, bo z jednej strony potencjał produkcji mocznika w tym łańcuchu znacznie przekracza rynkowe zapotrzebowanie (tab. 22), a z drugiej strony istnieje wiele innych efektów możliwych do realizacji za pomocą technologii C-GEN, alternatywnych do produkcji mocznika. Może to być (znowu w szczególności) produkcja paliw – metanu, wodoru – powiązana z ich skraplaniem i magazynowaniem, a następnie wykorzystaniem do realizacji zadań regulacyjno-bilansujących na rynku energii elektrycznej. Podobnie, może to być także produkcja gazów technicznych (azotu, wodoru, tlenu i dwutlenku węgla CO<sub>2</sub>).

**Tab. 22. Efekty zastosowania technologii C-GEN zestandaryzowane do 1 mln ha upraw rolniczych (kukurydzy, tak jak w tab. 21)**

<b>Dane wyjściowe</b>	
Przyrost suchej biomasy po zastosowaniu nawożenia, przeznaczony do zgazowania, mln ton	6
Udział węgla (pierwiastka) w przyroście biomasy, mln ton	3
<b>Oszacowania efektów</b>	
Energia chemiczna ze zgazowania przyrostu biomasy, TWh <sub>ch</sub>	20
Produkcja energii elektrycznej z przyrostu biomasy, TWh	7
Moc elektryczna wytwórcza, GW	1,8
Redukcja emisji CO <sub>2</sub> , odpowiadająca przyrostowi biomasy, mln ton	12
Emisja tlenu, odpowiadająca przyrostowi biomasy, mln ton	8
Potencjalna produkcja mocznika, odpowiadająca przyrostowi biomasy, mln ton	15 <sup>1</sup>
Potencjalne wyparcie zapotrzebowania na gaz ziemny, TWh <sub>ch</sub>	120 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Potencjalna produkcja przekracza 10-krotnie całą roczną produkcję polskiego przemysłu nawozowego i stanowi prawie 10% produkcji światowej. Produkcja ta, gdyby była realizowana, wypierałaby z rynku 120 TWh<sub>ch</sub> energii chemicznej w gazie ziemnym (co równa się obecnemu całemu rocznemu zużyciu tego paliwa w Polsce do celów energetycznych).

Dane z tab. 22 są łatwo skalowalne i łatwo można je wykorzystać do różnorodnych praktycznych (szacunkowych) analiz. Przykładem jest analiza możliwego do wykreowania za pomocą technologii C-GEN potencjału wzrostowego gospodarki rolnej na obszarze 1 mln hektarów, wykorzystanego do uprawy kukurydzy (powierzchnia upraw kukurydzy w Polsce wynosi około 600 tys. hektarów, ale istnieje potencjał zwiększenia powierzchni upraw nawet do 2,5-3 mln hektarów). Odpowiednie oszacowania przedstawiono w tab. 22. Oszacowania pokazują wielkie nadwyżki możliwości produkcyjnych mocznika, co oczywiście wskazuje na potrzebę (i na wielkie znaczenie) optymalizacji łańcucha wartości technologii C-GEN w bardzo wielu aspektach. Przy tym na pewno optymalizacja udziału poszczególnych produktów w procesie musi być powiązana z optymalizacją zdolności wytwórczych instalacji. Szczególne znaczenie, oprócz takich czynników jak podaż substratów (biomasa rolnicza, frakcja RDF odpadów komunalnych, inne) oraz popyt na produkty w postaci mocznika oraz gazów technicznych, muszą (powinny) mieć w optymalizacji wielkości instalacji potrzeby

regulacyjno-bilansujące na rynku energii elektrycznej, narastające ze wzrostem wysycenia tego rynku w źródła OZE wiatrowe i PV. Jakościowa analiza wskazuje, że racjonalna elektryczna moc wytwórcza instalacji wynosi około 5 MW (takiej mocy wytwórczej odpowiada moc instalacji pracującej w trybie odbioru równa około 7 MW).

Potencjalne efekty zastosowania technologii C-GEN w gospodarce odpadami przedstawione zostały w tab. 23. Są to efekty dla frakcji RDF, której udział w łącznej masie odpadów komunalnych (12 mln t/rok) szacuje się na około 25% (3 mln t/rok). W oszacowaniach tych efektów najważniejsza jest część dotycząca produkcji energii elektrycznej oraz mocy elektrycznej źródeł wytwórczych.

Z przedstawionych danych wynika, że przy jednostkowej mocy równej 5 MW można by zbudować 260 takich źródeł. Byłoby to oczywiście bardzo pożądane rozwiązanie z punktu widzenia budowania zasobów regulacyjno-bilansujących na mono rynku energii elektrycznej OZE, w szczególności z punktu widzenia budowy takich zasobów w klastrach energii o zasięgu powiatowym (ustawa OZE); w Polsce istnieje ponad 300 powiatów na obszarach wiejskich. Istnieją także dobre uwarunkowania z punktu widzenia koordynacji 260 instalacji C-GEN z siecią RIPOK-ów (Regionalnych Instalacji Przetwarzania Odpadów Komunalnych); w Polsce istnieje ponad 150 takich instalacji.

Istnieje jednak wiele ograniczeń. W szczególności produkcja mocznika przekracza wielokrotnie chłonność rynku (jest 3-krotnie większa od obecnej produkcji tego nawozu przez polski przemysł nawozowy). Uwzględniając dodatkowo wyniki odnoszące się do produkcji mocznika przedstawione w tab. 23 widać jednoznacznie, że mocznik może być czynnikiem poprawy ekonomiki technologii C-GEN tylko w wąskim zakresie wolumenu produkcji tego nawozu.

**Tab. 23. Efekty zastosowania technologii C-GEN w gospodarce odpadami**

<b>Dane wyjściowe</b>	
Roczna ilość odpadów komunalnych przeznaczonych do zgazowania (frakcja RDF), mln ton	3
Udział węgla (pierwiastka) w odpadach przeznaczonych do zgazowania, mln ton	1,5
<b>Oszacowania efektów</b>	
Energia chemiczna ze zgazowania, TWh <sub>ch</sub>	15
Produkcja energii elektrycznej, TWh	5
Moc elektryczna wytwórcza, GW	1,3
Potencjalna produkcja mocznika, mln ton	4,5 <sup>1</sup>
Potencjalne wyparcie zapotrzebowania na gaz ziemny, TWh <sub>ch</sub>	36

<sup>1</sup> Potencjał przewyższa obecną rzeczywistą produkcję (por. w komentarzu do tab. W14).

Elementarne oszacowania (tab. 21, 22, 23) są dobrym źródłem jakościowych wskazówek wykorzystania technologii C-GEN. Po stronie produktów podstawową możliwością budowy konkurencyjności technologii daje skojarzona (z produkcją energii elektrycznej) produkcja

paliw (metanu i wodoru) i ich magazynowanie do celów regulacyjno-bilansujących na rynku energii elektrycznej. Z kolei po stronie substratów podstawowe znaczenie ma biomasa rolnicza (przede wszystkim słoma zbóż uprawianych na ziarno). Odpady komunalne mają ograniczone znaczenie, zwłaszcza jeśli uwzględnia się, że w ostatnich latach nastąpiło ogromne przeinwestowanie sieci instalacji RIPOK (i „brakuje” odpadów do utylizacji).

Informacja o przeinwestowaniu sieci instalacji RIPOK na etatystycznym rynku utylizacji odpadów komunalnych ma na celu pobudzenie Czytelnika do refleksji odnośnie wielkiego ryzyka przeinwestowania energetyki w wypadku zaniechania jej transformacji. Podkreśla się, że podobnie jak sieć instalacji RIPOK przeinwestowane są w Polsce inne rodzaje infrastruktury, np. sieć oczyszczalni. Nieracjonalna presja inwestycyjna jest cechą uniwersalną na etatystycznych rynkach infrastrukturalnych. Stąd potrzeba uwolnienia Polski od presji inwestycyjnej w energetykę WEK jest głównym przesłaniem Raportu. Dlatego, bo jest ona bez porównania groźniejsza z makroekonomicznego punktu widzenia niż presja w przypadku wszystkich innych rodzajów infrastruktury.

### **Do opracowania Raportu zostały wykorzystane następujące materiały:**

- [1] *Przełom w energetyce*. Popczyk J. Październik 2017. Zasoby biblioteki BŻEP (Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej): <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>
- [2] Polska Akademia Nauk – Komitet Przestrzennego Zagospodarowaniu Kraju. *Wybrane problemy rozwoju energetyki w Polsce do roku 2000*. PWN, Warszawa 1975.
- [3] Aleksander Zawisza. *Gaz dla Polski*. Instytut Sobieskiego, Warszawa 2011.
- [4] *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*. Monografia pod redakcją J. Popczyka. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [5] Popczyk J. *Energetyka postprzemysłowa – piąta fala innowacyjności*. Wykład inauguracyjny w Politechnice Śląskiej, Gliwice 2009.
- [6] Popczyk J. *Energetyka rozproszona – od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki. Warszawa 2011.
- [7] Popczyk J. *Synergetyka*. Przegląd Elektrotechniczny 6’2011.
- [8] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego. *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*. Bruksela, 30.11.2016. COM(2016) 860 final.
- [9] Barak Obama, Prezydent Stanów Zjednoczonych. *The irreversible momentum of clean Energy*. Science, 13 stycznia 2017.
- [10] Agora Energiewende and Sandbag (2017). *Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016. Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017*.
- [11] *Zamknięcie obiegu – plan działania UE dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym*. COM(2015) 614 final, 2 grudnia 2016.