

[RAPORT – zapowiedź]

## **USTAWA OZE: zwierciadło rynku grup interesów i argument na rzecz potrzeby całkowicie nowego rynku energii elektrycznej w Polsce**

Jan Popczyk

Potrzebą numer jeden nie są w kraju inwestycje w bloki węglowe klasy 1000 MW (a jeszcze bardziej w bloki jądrowe klasy 1600 MW), wymagające rynku mocy wytwórców (kontraktów różnicowych); przeciwnie, są to inwestycje zgubne dla w polskiej elektroenergetyki WEK, ale też ogromnie szkodliwe dla Polski. Potrzebą numer jeden jest nowy rynek energii elektrycznej, czyli rynek mocy odbiorców i całkowicie nowa opłata przesyłowa (sieciowa). Inaczej, potrzebą numer jeden są DSM/DSR i efektywność elektroenergetyczna wymuszane taryfą dynamiczną (w tendencji cenotwórstwem czasu rzeczywistego), powiązane z *net meteringiem*, „od dołu do góry”. To jest optymalny sposób na ochronę bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski w trybie operacyjnym, w horyzoncie średnioterminowym, czyli inwestycyjnym (2030) i długoterminowym, czyli rozwojowym (2050). Podstawą tego sposobu jest środowisko trójbiegunowego interaktywnego rynku energii elektrycznej obejmującego dominującą obecnie energetykę WEK (wielkoskalowa energetyka korporacyjna), innowacyjną – inna nie wygra – energetykę NI (niezależni inwestorzy) oraz energetykę prosumencką EP (dysponującą wielkim potencjałem partycypacji prosumenckiej).

**Wprowadzenie.** Ostatnie pół roku jest w elektroenergetyce na pewno wielkim rządowym wysiłkiem na rzecz dokończenia budowy pomnika dynamicznego rozwoju korporacyjnego zastojem. Pomnikiem jest petryfikacja, która sięga bardzo głęboko w gruncie rzeczy, aż do odtworzenia w pewnym stopniu rynku grup interesów charakterystycznych dla gospodarki socjalistycznej do 1989 r. Oczywiście, jeśli pisze się tu o pomniku to pisze się także o tym, że rynek grup interesów w polskiej elektroenergetyce zostanie w kolejnych latach zastąpiony rynkiem energii elektrycznej, jednak skutków ogromnych kosztów budowy pomnika nie da się już uniknąć.

Co rozmontuje rynek grup interesów w elektroenergetyce? Otóż będą to, jak zawsze same grupy interesów, które nie są zdolne znowu jak zawsze do samoograniczenia. Do krytycznej analizy przyczyn rychłego (na pewno przed 2020 r.) zapoczątkowania rozpadu wynaturzonych grup interesów warto wykorzystać w charakterze przykładu mechanizm *net metering*, zastosowany w ustawie OZE w odniesieniu do segmentu prosumenckiego.

Jednak trzeba pamiętać, że nie chodzi tylko o polskie „przepychanki” związane ze współczynnikiem „wymiany barterowej” (opust) produkcji ze źródeł OZE i energii elektrycznej z „sieci” (z krajowego systemu elektroenergetycznego - KSE), w szczególności o jego jednolitą wartość równą 1. Na pewno *net metering* jest mechanizmem, który rozpała obecnie emocje na całym świecie, bo uruchamia procesy, wprowadzie „rozmyte”, ale o sile podobnej do mechanizmów, które zapoczątkowały dwa pierwsze etapy rozwoju konkurencji w elektroenergetyce. Pierwszy z tych etapów polegał na wykreowaniu w USA po 1982 r. segmentu niezależnych producentów (wytwórców energii skojarzonej) i był wynikiem ustawy PURPA z 1978 r. (zaskarżonej do Sądu Najwyższego przez amerykańskie utilities po jej

uchwaleniu przez Kongres) wprowadzającej do elektroenergetyki zasadę kosztów unikniętych.

Drugi był związany z reformą liberalizacyjno-prywatyzacyjną w Wielkiej Brytanii i zasadą TPA, która po 100 latach monopolu integrującego w elektroenergetyce wytwarzanie, przesył/dystrybucję i sprzedaż wprowadziła powszechny dostęp wytwórców i odbiorców do infrastrukturalnych usług sieciowych/systemowych (dalej nazywanych krótko usługami sieciowymi), obejmujących nie tylko sieci, ale także usługi systemowe w tym regulacyjne techniczne na rzecz bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego (SEE) oraz bilansujące na rzecz bezpieczeństwa zasilania odbiorców; tym samym brytyjska reforma uruchomiła na świecie konkurencję na rynku hurtowym między wytwórcami o produkcję/sprzedaż oraz sprzedawców o odbiorców końcowych (inną sprawą w tej reformie było zapoczątkowanie dostępu odbiorców końcowych do sieci rozdzielczych).

Historia polskiej ustawy OZE od 2009 roku (od uchwalenia unijnej dyrektywy 2009/28) jak w zwierciadle odbija historię rozwoju rynku grup interesów, ale też pokazuje dramatyczną potrzebę uwolnienia gospodarki od tego rynku i przejścia do rynku energii elektrycznej całkowicie nowego, który przełamie barierę związaną z dotychczasowym, historycznym cenotwórstwem opłaty sieciowej, którego zasada TPA praktycznie (w istocie) jeszcze nie naruszyła. Właśnie o rolę opłaty sieciowej, ale w ujęciu fundamentalnym, chodzi w dyskusji o *net meteringu* zastosowanym w ustawie OZE. Dyskusji tej na pewno nie wolno przy tym oderwać od środowiska, w którym powstawał obecny polski rynek grup interesów.

**Budowa rynku grup interesów.** Budowa tego rynku w miejsce rynku energii elektrycznej rozpoczęła się w 2000 roku (odejście od reform strukturalnych w elektroenergetyce, utworzenie Południowego Koncernu Energetycznego – początek konsolidacji organizacyjnej). W 2007 r. nastąpiło „zabetonowanie” modelu wielkoskalowej elektroenergetyki korporacyjnej WEK (utworzenie grup PGE, Tauron, Enea, Energa) z górnictwem węgla brunatnego, jednak jeszcze bez górnictwa węgla kamiennego i bez ministerstwa energetyki. Ostatnie pół roku „zaowocowało” utworzeniem Ministerstwa Energii oraz powiązaniem kapitałowym elektroenergetyki z górnictwem węgla kamiennego, czyli stworzeniem według rządu „nowoczesnej” elektroenergetyki węglowej, w planach węglowo-atomowej. W rzeczywistości trzeba jednak widzieć, że jest to elektroenergetyka, w której opłata sieciowa chroni przestarzały monopol i służy do rządowego zarządzania subsydiami (świadomego lub manipulowanego przez pozostałe grupy interesów formalnie pozostające poza rządem).

W historii polskiej elektroenergetyki od 1918 r. ministerstwa energetyczne pojawiały się zawsze wtedy, gdy politycy szukali oparcia w przemyśle ciężkim i w strukturach paramilitarnych. Za pierwszym razem było to Ministerstwo Górnictwa i Energetyki utworzone w 1949 r., przekształcone w 1950 r. w Urząd Ministra Górnictwa. W ramach przekształcenia elektroenergetyka została przeniesiona do Ministerstwa Przemysłu Ciężkiego. Za drugim razem w 1952 r. utworzone zostało odrębne Ministerstwo Energetyki (elektroenergetyki), które w 1957 r. połączone zostało z Ministerstwa Górnictwa i w ten sposób powstało Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Za trzecim razem w 1976 r. zniesione zostało Ministerstwo Górnictwa i Energetyki i utworzone Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej.

Budowanie grup interesów, zwłaszcza wielkich interesów politycznych, nie byłoby możliwe bez roli elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej/systemowej. To właśnie ta infrastruktura była rdzeniem monopolu, który przez 100 lat był nazywany naturalnym.

Monopol ten uzasadniał politykę, według której w elektroenergetyce nie ma miejsca na konkurencję i na ekonomikę inną jak kosztowa ekonomika efektu skali. Dlatego elektroenergetyka stała się na świecie narzędziem zarządzania celami politycznymi. I dlatego w Polsce w 1989 r. ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych zasilanych z sieci przesyłowych (z tych sieci był zasilany przemysł ciężki: hutniczy, górniczy, chemiczny) i rozdzielczych 110 kV były o 70% wyższe od cen dla ludności!

Od fundamentalnej nieefektywności takiej struktury cen można się było praktycznie uwolnić zaledwie w ciągu trzech lat stosując w ramach reformy decentralizacyjno-rynkowej elektroenergetyki zasadę, że cena odzwierciedla koszty. Oczywiście zasada ta, mająca na celu wyprowadzenie elektroenergetyki z „politycznego modelu biznesowego”, była spójna z reformą ustrojową Państwa zapoczątkowaną w 1989 r. (podkreśla się, że reforma elektroenergetyki była integralną częścią reformy ustrojowej).

W 1993 r. zasada odzwierciedlenia kosztów przez cenę była już wdrożona, z wyjątkiem taryfy dla ludności (taryfa G, która ciągle jest jeszcze taryfą „polityczną”). W połowie drugiej dekady nowego stulecia zasada, że cena energii elektrycznej odzwierciedla koszty jest jednak już nie do przyjęcia.

Potencjał społeczeństwa i gospodarki do dyfuzji nowych technologii i nowej ekonomiki powoduje racjonalność, a nawet konieczność realizacji na rynku energii elektrycznej ogólniejszej zasady rynkowej, że cena odzwierciedla wartość. Zasada ta po 2020 r. musi już być wdrażana bez wyjątku. Energetyka WEK nie może żądać zwolnienia z ponoszenia kosztów zewnętrznych (w szczególności opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>), a także nie może żądać rynku mocy wytwórców (uwolnienia się od ryzyka). Prosumenci z kolei na obecnym etapie rozwoju technologii OZE (szeroko rozumianych) na świecie nie mogą żądać „darmowego” dostępu do sieci. Wsparcie dla prosumentów było zasadne w 2009 r., kiedy wprowadzała je UE. Obecnie jest na nie za późno, a polscy prosumenci zostali pozbawieni możliwości wykorzystania szansy, obecnie muszą się ratować przed utratą własnego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

## **1. Sieciowy parytet cenowy OZE**

Jak na tle przedstawionych uwarunkowań ocenić działania rządowo-parlamentarne dotyczące ustawy OZE. Zwłaszcza zgłoszenie (do 24 maja 2016 r.) przez rząd do sejmowej Komisji Energii i Skarbu Państwa 53 poprawek do poselskiego projektu nowelizacji ustawy skierowanego do Sejmu zaledwie miesiąc wcześniej? Na pewno nie przez pryzmat chaosu wytwarzanego wokół ustawy (emanacja rynku grup interesów). Trzeba natomiast skoncentrować się na filarach potrzebnych do budowy nowego rynku energii elektrycznej. Z tego punktu widzenia *net metering* w ustawie OZE, jako potencjalny rynkowy mechanizm jest bardzo pożądanym (do obnażania nierynkowych mechanizmów politycznych).

Aby z *net meteringu* (opustu, wymiany „barterowej”) uczynić rynkowy mechanizm trzeba zapewnić, że będzie on realizował racjonalną alokację zasobów ekonomicznych, bo to jest fundamentalne wymaganie makroekonomiczne. W tym kontekście formułuje się poniżej cztery zasady racjonalności *net meteringu* w odniesieniu do źródeł OZE, a jednocześnie w odniesieniu do całego (postulowanego) nowego rynku energii elektrycznej [1].

**1.** Zasada „sieciowego parytetu cenowego OZE” powinna się stać jedyną podstawą kalibracji *net meteringu* w ustawie OZE. Uznanie tej zasady przez wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej jest warunkiem wytworzenia racjonalnej (dynamicznej) równowagi

między schyłkiem energetyki WEK oraz rozwojem energetyki prosumenckiej EP i energetyki niezależnych inwestorów NI.

2. Oprócz prawidłowej wartości współczynnika wymiany barterowej musi być zagwarantowana jednolitość i prawidłowość rozwiązań pomiarowych (układy pomiarowe – liczniki), które obecnie są kształtowane przez poszczególnych operatorów OSD i prowadzą w praktyce często do poważnych „nadużyć” w zakresie rozliczeń dwukierunkowych (zwłaszcza jeśli źródło OZE jest 1-fazowe, a takie na ogół jest, natomiast przyłącze sieciowe jest 3-fazowe). Ponieważ w ramach recentralizacji elektroenergetyki operatorzy OSD utracili niezależność (podlegają porządkowi korporacyjnemu w grupach energetycznych, który często jest silniejszy niż nadzór URE), to coraz bardziej potrzebny jest niezależny operator pomiarów (i systemów billingowych).
3. Decentralizacja usług systemowych jest kolejnym warunkiem racjonalności *net meteringu* w odniesieniu do źródeł OZE. Lokalne bilansowanie przez korporacyjnych operatorów OSD i operatorów OHT (w strukturach energetyki NI) jest w kolejnych latach warunkiem prawidłowego rozwoju energetyki EP (w środowisku rynkowym, a nie za pomocą systemów wsparcia, czyli w środowisku grup interesów). Podkreśla się, że usługi systemowe są najbardziej „wrażliwym” z technicznego punktu widzenia problemem w elektroenergetyce od połowy ubiegłego wieku, związanym z budową wielkich (coraz większych) jednolitych systemów elektroenergetycznych prądu przemiennego (bez sprzęgieł *back to back*), z bardzo wąską strefą regulacji pierwotnej/wtórnej mocy/częstotliwości, wynoszącą zaledwie 49,8-50,2 Hz; ten typ rozwoju ukształtował najtrudniejszą do przewyciężenia barierę zmian w elektroenergetyce, mianowicie elitarny (typu *singel buyer*) *semi* rynek usług systemowych zarządzanych (na świecie) przez operatorów przesyłowych OSP.
4. Sukcesywna sprzedaż sieci rozdzielczych (dopuszczenie sprzedaży jako opcji), w tym ich komunalizacja jest czwartym warunkiem racjonalności *net meteringu*. Zasada ta w praktyce oznacza rynkową wycenę i konkurencję rozwiązań substytucyjnych takich jak: wykorzystanie KSE jako „magazynu”, routera OZE, akumulatora, superkondensatora i innych urządzeń (rozwiązań).

## **2. Dane do kalibrowania *net meteringu* OZE w kontekście bilansowania energii i regulacji mocy**

Punktem wyjścia do dynamicznego kalibrowania *net meteringu* OZE jest ranking działań (priorytetów) na drodze do sieciowego parytetu cenowego OZE (do prosumenckiej mikroinfrastruktury energetycznej PME typu *off grid*). Obecny etap rozwoju technologii prosumenckich uzasadnia następujący ranking.

1. Bazowym rozwiązaniem jest źródło OZE przyłączone do sieci (do KSE). Obecnie jest to praktycznie mikroinfrastruktura PME typu *on grid*, z licznikiem dwukierunkowym umożliwiającym *net metering* (półroczny, roczny) z naturalnym profilem zapotrzebowania odbiorcy/prosumenta.
2. Pierwszym rozwiązaniem w rankingu w stosunku do bazowego jest dodanie routera OZE, czyli wykorzystanie „zautomatyzowanego” systemu DSM/DSR.
3. Drugim rozwiązaniem w rankingu jest wyposażenie PME z routerem OZE dodatkowo w akumulator tworzący warunki pracy PME w trybie *semi off grid*; rozwiązanie to

w połączeniu z wykorzystaniem „strażnika mocy” w liczniku dwukierunkowym umożliwia potencjalnie przejście do taryfy dynamicznej z silnie uzmiennioną opłatą sieciową.

4. Trzecim rozwiązaniem jest dodanie do drugiego rozwiązania superkondensatora, który umożliwia *net metering* w bardzo krótkich czasach transakcyjnych (5-minutowych), a tym samym umożliwia prosumentowi udział w regulacji pierwotnej i przede wszystkim wtórnej w KSE; tworzy równocześnie warunki pracy PME w trybie *off grid*.

W tabelach 1-3 przedstawiono podstawowe dane umożliwiające porównanie rozwiązań 1 do 4 (dane te wymagają dalszej wszechstronnej weryfikacji). Charakterystyka sieci elektroenergetycznych za pomocą sprawności (tab. 1) odwraca uświęconą w badaniach i w praktyce tradycję charakteryzowania ich za pomocą strat sieciowych i wiąże się z potrzebą nowego opisu energetycznych prosumenckich łańcuchów wartości (w których jest bardzo użyteczna zasada mnożenia sprawności).

**Tab. 1. Sprawności (zamiast strat procentowych) sieci elektroenergetycznych**

Sieć	Sprawność
NN (220/400 kV)	97-98 %
Sieci WN (110 kV)	96-97 %
Sieci SN	-
– miejskie (20 kV)	97-98 %
– wiejskie (15 kV)	93-94 %
Sieci nN (230/400 V)	-
– miejskie	95-96 %
– wiejskie	94-95 %
<b>Sprawność (łańcuch sprawności) do:</b>	-
– dom w mieście	<b>86-89 %</b>
– dom na wsi	<b>81-85 %</b>

Charakterystyka opłat sieciowych przedstawiona w tab. 2 jest bardzo użyteczna w badaniach na rzecz sieciowego parytetu cenowego OZE ze względu na jej zsyntetyzowany charakter i potrzebę odejścia od obecnego cenotwórstwa kosztotwórczego tych opłat (według zasady cena odzwierciedla koszty, która już dawno wymknęła się spod kontroli URE) do cenotwórstwa rynkowego, według zasady cena odzwierciedla wartość, albo inaczej koszt krańcowy. Podkreśla się przy tym, że optymalny proces przebudowy energetyki jest procesem gospodarczym, w którym koszty krańcowe długoterminowe opłaty sieciowej zrównują się z kosztami krańcowymi krótkoterminowymi (sprawa nowego cenotwórstwa opłaty sieciowej urasta obecnie do rangi najpoważniejszego zagadnienia badawczego w obszarze rynku energii elektrycznej).

**Tab. 2. Opłaty sieciowe dla odbiorców końcowych**

Sieć – taryfa	Opłata sieciowa (w tym za straty sieciowe), bez VAT PLN/MWh
WN – A (A23)	70 (11)
SN – B (B11, B21, B22, B23)	100 (21)
nN – C (C11, C12, C21, C22)	250 (25)
nN – G (G 11, G12)	230 (31)

### 3. Szacunki dotyczące bilansowania energii i skutków *net meteringu*

Dane przedstawione w tab. 3 i przykładowe wyniki przedstawione w tab. 4 tworzą subsrodowisko do analizy sieciowego parytetu cenowego OZE, które szczególnie wymaga (już na początku) weryfikacji. Autorowi i zespołowi współpracowników (patrz uwaga kończąca artykuł) subsrodowisko to służy głównie do tworzenia metodologicznych podstaw parytetu (dane liczbowe – zestawione, tab. 3, i oszacowane, tab. 4 – chociaż bardzo przybliżone, to są dostatecznie dobre, aby wyselekcjonować czynniki istotne z punktu widzenia budowy potrzebnych modeli badawczych, przede wszystkim symulacyjnych).

Tab. 3. Urządzenia w PME

Urządzenie	Cena	Czas życia, lat	Liczba cykli przeladowań	Sprawność
Licznik „inteligentny” dwukierunkowy	150 PLN	15	-	-
Ogniwo PV (bez przekształtnika)	600 €/kW	25	-	-
Przekształtnik (OZE, zasobnikowy)	1000 PLN/kW	10-20	-	96%
Router OZE* (sterownik PLC)	1000 PLN	10-20	-	-
Akumulator (litowo-jonowy)	200 €/kWh	-	5 tys.	80%
Superkondensator	2,5 tys. €/kWh	-	0,5 mln	95%

\* Router OZE umożliwia zwiększenie wykorzystania produkcji źródła PV na pokrycie zapotrzebowania własnego mikroinfrastruktury PME (realizuje zarządzanie DSM/DSR).

Do obliczeń, których wyniki przedstawiono w tab. 4, wybrano dom (nie rozróżnia się tu domów w mieście i na wsi) o rocznym zużyciu energii elektrycznej wynoszącym 4 MWh. Obliczenia przeprowadzono dla dwóch wartości współczynnika opustu: 0,7 (wartość pochodząca z pierwszej fazy nowelizacji ustawy OZE, według poselskiego projektu z maja 2016 r.) i uchwalonej wartości równej 0,8. Dla współczynnika opustu równego 0,7 racjonalnie dobranym źródłem PV (tylko takie rozpatrywano) okazało się źródło o mocy 4,5 kW, czyli o produkcji wynoszącej 4,5 MWh. Przy tym dobór ten uwzględnia współczynnik wykorzystania produkcji źródła PV na potrzeby własne domu (PME) równy 0,6.

Współczynnik wykorzystania produkcji źródła PV równy 0,6 jest realny, ale wymaga intensywnego wykorzystania potencjału DSM/DSR. Uwzględniony w tab. 4 zakres tego współczynnika od 0,1 (wykorzystanie „naturalne”) do 0,6 (osiągalny przy zastosowaniu routera OZE) ma pewne podstawy w wynikach bardzo wstępnego, na razie, modelowania potencjału DSM/DSR w mikroinfrastrukturze PME [2]).

Dla współczynnika opustu (wymiany barterowej) równego 0,8 i współczynnika wykorzystania produkcji równego 0,6 racjonalnie dobrane źródło PV powinno mieć moc około 4,3 kW. To uzasadnia tezę (którą w szczegółach trzeba dopiero przeprowadzić), że na obecnym etapie rozwoju technologicznego (i cen) urządzeń racjonalnym rozwiązaniem jest prosumenckie źródło PV nieznacznie tylko przewymiarowane w stosunku do zapotrzebowania. Mianowicie, źródło takie nie powinno być przewymiarowane więcej niż 10%.

Zamieniając hipotezę dotyczącą racjonalnego doboru źródła PV w założenie można łatwo wyliczyć efekty osiągalne przez prosumenta, w którego przekształci się odbiorca (właściciel domu) instalując źródło PV o mocy 4,3 kW (z przekształtnikiem energoelektronicznym) oraz router OZE. Przyjmując dane z tab. 3 oraz koszt wykonania instalacji, poza partycypacją prosumencką, równy 10% kosztu źródła PV (ogniwa PV z przekształtnikiem) otrzymuje się łączny nakład inwestycyjny (źródło PV z routerem) równy około 18,5 tys. PLN [4,3 kW x (600 €/kW x 4,5 PLN/€ + 1000 PLN/kW) x 1,1] + 1000 PLN (router OZE). Taki nakład inwestycyjny zapewnia prosumentowi dostawę energii elektrycznej o wartości obliczonej – zgodnie z zasadą kosztu unikniętego, w cenach stałych, z podatkiem VAT – równą około 70 tys. PLN (4 MWh x 25 lat x 0,7 tys. PLN/MWh). Inaczej, prosty okres zwrotu nakładów prosumenckich wynosi 6,6 lat (jest to bardzo krótki okres, praktycznie 2-krotnie krótszy od okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych charakterystycznego dla energetyki WEK).

Tab. 4. Szacunki

Źródło PV		Wykorzystanie własne (w PME) 0,1/0,6 <sup>2)</sup>	Przepływ		Bilans (+/-) <sup>1)</sup> 0,1/06
moc	produkcja MWh		z PV do sieci 0,1/0,6	opust 0,1/0,6	
kW			MWh		
<b>Współczynnik opustu = 0,7</b>					
2,0	2,0	0,2/1,2	1,8/0,8	1,3/0,6	2,5/2,2
4,0	4,0	0,4/2,4	3,6/1,6	2,5/1,1	1,1/0,5
4,5	4,5	0,45/2,70	4,05/1,80	2,8/1,3	0,75/0
5,0	5,0	0,5/3,0	4,5/2,0	3,2/1 <sup>3)</sup>	0,3/- 0,4
<b>Współczynnik opustu = 0,8</b>					
Tak jak dla współczynnika opustu = 0,7				1,4/0,6	2,4/2,2
				2,9/1,3	0,7/0,3
				3,2/1,3 <sup>3)</sup>	0,35/- 0,1
				3,6/1 <sup>3)</sup>	- 0,1/- 0,6

<sup>1)</sup> + zakup energii z sieci, – „oddanie” energii do sieci. <sup>2)</sup> 0,1/0,6 – współczynnik wykorzystania energii elektrycznej wyprodukowanej w źródle PV, wykorzystanej na potrzeby własne PME, <sup>3)</sup> opust nie jest (nie może być) w pełni wykorzystany.

Oczywiście, prosument ma, poza zasadą kosztów unikniętych, jeszcze inną perspektywę swoich nakładów inwestycyjnych, i to bardzo mocną. Mianowicie, jest to zasada zwiększania własnego majątku (wartości domu), w miejsce „finansowania” strat (nieefektywności) energetyki WEK. Przyjmując bazową wartość domu równą 450 tys. PLN (taka wartość jest reprezentatywna dla domów budowanych w Polsce w ostatnich 25 latach) i pamiętając, że dom jest majątkiem wielopokoleniowym, można uznać, że wartość domu (na płynnym rynku nieruchomości, który powoli, ale jednak w Polsce powstaje) zwiększy się przynajmniej o 15%. Z drugiej strony indeks WIG Energia, obrazujący wartość rynkową energetyki WEK, zmniejszył się w ciągu roku (okres: przełom kwiecień/maj 2015 r. do końca maja 2016 r.) o 40%, czyli katastrofalnie.

Rozszerzając przedstawioną powyżej analizę o wyłączenia sieciowe odbiorcy otrzymuje się dalsze bardzo ciekawe wyniki. Są to wyniki dla następujących danych charakteryzujących ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznych na obszarach wiejskich: łączny czas przerw zasilania – 50 h/rok (zgodnie z obowiązującymi wymaganiami jest to górna dopuszczalna granica wskaźnika, ale

w rzeczywistości jest ona często przekraczana), przeciętny czas pojedynczej przerwy – 2,5 h, niedostarczona energia związana z pojedynczą przerwą – 2 kWh, krotność kosztu niedostarczonej energii w stosunku do ceny jej zakupu – 25 (dane przyjęte zostały jako reprezentatywne na podstawie ponad 40-letnich doświadczeń własnych autora).

Wykorzystując te dane do obliczeń otrzymuje się roczny koszt niedostarczonej energii odbiorcy na wsi równy 700 PLN (20 przerw/rok x 2 kWh/przerwę x 0,7 PLN/kWh x 25). Uwzględniając dopuszczalne rozładowanie akumulatora równe 50% trzeba dobrać w PME akumulator o pojemności około 4 kWh. Dla cen jednostkowych według tab. 3 otrzymuje się nakład inwestycyjny na prosumencki zasobnik akumulatorowy (akumulator z zasobnikiem) równy około 5 tys. PLN (4 kWh x 200 €/kWh x 4,5 PLN/€ + 1 kW x 1000 PLN/kW); w oszacowaniu uwzględniono moc przekształtnika zasobnikowego, czyli moc zapotrzebowania PME w stanie awaryjnym, równą 1 kW. Zatem prosty okres zwrotu nakładów wynosi około 7 lat. Znowu, inwestycja ta bardzo korzystnie przekłada się na wzrost wartości domu. Mianowicie, gdyby akumulator był wykorzystany tylko w trybie pracy buforowej (UGZ – układ gwarantowanego zasilania), to formalnie wystarczyłoby na 250 lat (5000 dopuszczalnych cykli przeładowań przy 20 przerwach na rok).

Oczywiście, w rzeczywistości „resurs” akumulatora – liczba cykli, czas jego życia (obecnie górna granica tego czasu wynosi około 10 lat) – zostanie wykorzystany nie tylko w trybie pracy buforowej, ale także do bilansowania energii. To ułatwi np. uzyskanie wartości współczynnika wykorzystania produkcji źródła PV na potrzeby własne PME wynoszącej 0,6 (zgodnie z wcześniejszymi uwagami, uzyskanie takiej wartości – przyjętej w szacunkach dla PME bez akumulatora, tylko za pomocą routera OZE – jest trudnym zadaniem).

**Zakończenie 1 – dwa subsrodowiska sieciowe.** *Net metering* na krańcu prosumenckim (ze źródłami OZE, proefektywnościowymi technologiami energetycznymi, systemami DSM/DSR i ogólnie inteligentną infrastrukturą) jest bardzo silnym subsrodowiskiem kreującym nowy (na całym świecie) rynek energii elektrycznej. W Unii Europejskiej jest jeszcze drugie subsrodowisko, jest nim system elektroenergetycznych połączeń transgranicznych mający na celu stworzenie jednolitego (unijnego) hurtowego rynku energii elektrycznej (strategia Komisji Europejskiej dotycząca zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych do 2030 r. w każdym kraju członkowskim co najmniej do 15% jego mocy szczytowej zapotrzebowania). Te dwa subsrodowiska łącznie tworzą środowisko już zbyt skomplikowane do zarządzania rynkiem energii elektrycznej metodą „dziel i rządź” (zwłaszcza metodą: dawaj tym, którzy są silni i żądają – są roszczeniowi). Sieciowy parytet cenowy prosumenckiego źródła OZE (na obecnym etapie nie pociągający za sobą inwestycji sieciowych w KSE), ale także sieciowy parytet wymiany transgranicznej (w tym wypadku uwzględniający nakłady inwestycyjne na nowe połączenia w KSE), to główna siła sprawcza, która powinna być wykorzystana do kreowania nowego rynku energii elektrycznej w Polsce.

W takim świetle rozwiązania ustawy OZE w części dotyczącej źródeł prosumenckich o mocy do 10 kW należy ocenić następująco. ***Net metering* jako mechanizm rynkowy jest ogólnie (w kontekście sieciowego parytetu cenowego OZE, i w ogóle źródeł rozproszonych) racjonalnym rozwiązaniem.** Wartość opustu jednakowa dla różnych technologii OZE nie jest właściwym rozwiązaniem. W szczególności dla źródeł PV (do 10 kW) opust równy 0,8 można uznać za racjonalny, jeśli traktuje się go jako system wsparcia.



Gdyby natomiast opust traktować jako rozwiązanie rynkowe, to wartość 0,8 jest zawyżona. Wynika to choćby z prostego porównania sprawności energetycznej sieci, tab. 1, która pełni w *net meteringu* rolę „zasobnika” oraz sprawności akumulatora, tab. 3. Mianowicie, przy opuscie 0,8 wymiana barterowa jest racjonalna tylko z punktu widzenia strat energii, nie uwzględnia natomiast kosztu zakupu akumulatora przez prosumenta. To oznacza, że po stronie dostawców dóbr inwestycyjnych i usług dla energetyki EP, a także po stronie samych prosumentów, musi być podjęty dodatkowy wysiłek (ryzyko) na rzecz wzrostu efektywności energetyki EP. Jest to zawsze (na każdym rynku) „naturalna” strategia pretendentów dążących do przejęcia rynku liderów (w konkretnym wypadku operatorów OSD, dysponujących zamortyzowanym majątkiem sieciowym).

**Zakończenie 2 – od wsparcia do rynku.** Przedstawione szacunki ekonomiczne opłacalności wyposażenia domu w źródło PV, a także w akumulator są, niezależnie od potrzeby ich doskonalenia, bardzo wymowne. W szczególności pokazują one jednoznacznie, że możliwe jest już szybkie wychodzenie z systemu wsparcia OZE, jeśli tylko mechanizmy rynkowe będą racjonalnie skonstruowane, i dobrze skalibrowane. W doktrynie energetycznej przedstawionej w [3] zaproponowano (we wrześniu 2014 r.) odejście przez Polskę od systemów wsparcia dla OZE i od subsydiów dla paliw kopalnych po 2020 r. Potwierdzeniem słuszności tej propozycji jest decyzja przywódców G7 na szczycie, który odbył się w Japonii (26-27) maja 2016 r., o całkowitym odejściu od subsydiowania paliw kopalnych po 2025 r. (w dyskusji dotyczącej decyzji pojawiły się liczne głosy, że subsydiowanie paliw kopalnych powinno być zaprzestane już w 2020 r.). Decyzja przywódców G7 radykalnie przyspieszy sieciowy parytet cenowy źródeł OZE. Wynika to z szacowanej wartości subsydiów dla paliw kopalnych. Otóż roczna wartość tych subsydiów, bez kosztów zewnętrznych (zmian klimatycznych i zanieczyszczeń powietrza), wynosi w strefie OECD 160-200 mld \$, a z kosztami zewnętrznymi szacuje się ją nawet na 5,3 bln \$

Ta ostatnia wartość pokazuje niestety ogólny problem erozji źródeł racjonalności (rozumności) postępowania w procesie przebudowy energetyki. przytoczone koszty zewnętrzne, towarzyszące w Internecie komunikatowi ze szczytu G7, na pewno nie bronią racjonalności tej przebudowy, bo są nierealistyczne w kontekście ich zderzenia z innymi liczbami, możliwymi do zweryfikowania. Otóż, jest jasne, że nawet tak wrażliwe społecznie koszty jak koszty zmian klimatycznych, zdrowia, czy komfortu życia muszą respektować ograniczenia związane z wydajnością gospodarki. Roczne koszty zewnętrzne użytkowania paliw kopalnych wycenione na 5,3 bln \$ takich ograniczeń nie respektują (jest jasne, że światowa gospodarka nie jest w stanie ponieść takich kosztów, jeśli wiadomo, że roczny światowy rynek paliw kopalnych, to około 2, 5 bln \$, a światowe PKB, to około 90 bln \$).

Z punktu widzenia makroekonomicznej alokacji zasobów nie jest również rozumna wartość opustu równa 1, o którą walczyły grupy interesów w czasie procedowania ustawy OZE. Jest natomiast rozumna regulacja dająca prosumentom (wszystkim) gwarancję (trwałości) rzeczywistego dostępu do istniejącej sieci. Przy zapewnieniu takiej gwarancji najlepszym rozwiązaniem byłoby taryfowanie opustu, najpierw na zasadzie podobnej do obecnego taryfowania opłaty przesyłowej, a następnie w ramach taryf dynamicznych (oczywiście, przy zastosowaniu bardzo prostych procedur mających podstawę w zasadzie kosztów unikniętych).

**Zakończenie 3 – nowy rynek energii elektrycznej.** Konceptyjne podstawy rynku funkcjonującego w Polsce tworzone były w ramach reformy ustrojowej w pierwszej połowie lat 90. ubiegłego wieku, kiedy nie było jeszcze praktycznie Internetu, nie było nowych technologii OZE oraz inteligentnej infrastruktury (wykraczającej daleko poza Internet), nie było wreszcie energetyki EP (nawet w sferze pojęciowej). W nowej sytuacji podmiotowa segmentacja energetyki EP [4] może/powinna być jednym z najsilniejszych kryteriów służących nie tylko do tworzenia regulacji w obszarze źródeł OZE, ale w zakresie tworzenia w ogóle mechanizmów rynkowych na współczesnym rynku energii elektrycznej. Chodzi mianowicie o strukturalne odwrócenie głównego procesu dostosowawczego: Obecnie **źródła OZE oraz inteligentną infrastrukturę i model partycypacji prosumenckiej dostosowuje się, w serze regulacyjnej, do starego/funkcjonującego rynku. Ten stan rzeczy trzeba odwrócić. Trzeba mianowicie zmienić rynek, odwrócić relacje: dostosować rynek do nowych technologii, i do modelu partycypacji prosumenckiej.** Z tego punktu widzenia kluczową rolę musi odegrać całkowita zmiana opłaty sieciowej (przesyłowej, dystrybucyjnej).

**Zakończenie 4 – powszechny net metering.** Powszechny *net metering*, od dołu do góry, ma dwa wymiary: prosumencki oraz operatorski. W wypadku *net meteringu* prosumenckiego na „dole” jest *net metering* na przyłączy „Kowalskiego” do sieci niskiego napięcia nN, związany np. z dachowym źródłem PV (mechanizm wprowadzony przez ustawę OZE). Na górze jest to *net metering* PKN Orlen, który inwestując w blok gazowy *combi* 450 MW przekroczył bardzo granice modelu prosumenckiego (rozwiązanie nieracjonalne) i KGHM, który inwestując z kolei w dwa bloki gazowe *combi* po 45 MW każdy jest jeszcze znacznie poniżej granicy modelu prosumenckiego (rozwiązanie racjonalne, posiadające potencjał rozwojowy).

Jeśli chodzi o *net metering* operatorski, to traktuje się go tu jako nowy mechanizm wyceny rynkowej usługi sieciowej (z malejącą składową usług systemowych), realizowanej za pomocą istniejącej sieci, bez inwestycji realizowanych w „imieniu” bezpieczeństwa elektroenergetycznego, oczywiście z dopuszczeniem inwestycji realizowanych pod wpływem „wyrachowania” rynkowego. Generalnie, jest to efektywny rynkowy mechanizm alokacji inwestycji z obszaru energetyki WEK w obszar energetyki NI oraz energetyki EP. Operatorski *net metering* od dołu do góry oznacza rynkowe „dociążanie” sieci elektroenergetycznych przy pełnej kontroli technicznej węzłowych „przekrojów” KSE, którymi w obszarze sieci rozdzielczych, pracujących w Polsce dotychczas w układach otwartych (jednostronnie zasilanych) są: przyłącze nN, pola liniowe nN i pole transformatorowe SN w stacji transformatorowej SN/nN, pola liniowe SN i pola transformatorowe 110 kV w GPZ (główny punkt zasilania – stacja transformatorowa 110 kV/SN).

### **Źródła**

- [1] Popczyk J. *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego.* Rozdział w monografii *Cyfryzacja gospodarki i społeczeństwa – szanse i wyzwania dla sektorów infrastrukturalnych.* Publikacja Europejskiego Kongresu Finansowego. Gdańsk 2016. (Rozdział w pierwotnej wersji, w standardzie Raportu w bibliotece BŻEP jest dostępny na stronie internetowej [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl)).
- [2] Wójcicki R. *Analiza wpływu mechanizmów sterowania odbiornikami na zwiększenie efektywności energetycznej w fotowoltaicznych instalacjach prosumenckich.* Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [3] Popczyk J. *Doktryna energetyczna.* Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).

- [4] Popczyk J. ENERGETYKA PROSUMENCKA od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).

Artykuł/Komentarz został opracowany w środowisku Centrum Energetyki Prosumenckiej i Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej, Konwersatorium Inteligentna Energetyka oraz Stowarzyszenia Klaster 3x20.

*Datowanie Zapowiedzi RAPORTU (wersja oryginalna) – 1.06.2016 r. Wersja zmodyfikowana (1) – 4.06.2016 r. (W ramach modyfikacji nr 1 rozszerzono Zapowiedź o analizę opłacalności ekonomicznej zastosowania źródła PV w mikroinfrastrukturze PME. Powołania rozszerzono o pozycję [3]). Wersja zmodyfikowana (2) – 20.06.2016 r. (W ramach modyfikacji nr 2 rozszerzono Zapowiedź o dodatkową analizę opłacalności ekonomicznej zastosowania źródła PV w mikroinfrastrukturze PME dla opustu równego 0,8, czyli zgodnego z ustawą OZE uchwaloną przez Sejm 10 czerwca 2016 r. Wprowadzono kilka uzupełnień i zmian redakcyjnych. W szczególności istotnie rozszerzono Zakończenie, a listę źródeł rozszerzono o pozycję [4]).*