

[RAPORT]

Koncepcja (polskiego) rynku transformacyjnego energii elektrycznej

Jan Popczyk

Rynek energii elektrycznej funkcjonujący obecnie w Polsce ma podstawy w reformie elektroenergetyki zrealizowanej w pierwszej połowie lat 90' minionego wieku.

Była to reforma, która łączyła wymagania realizowanej wówczas polskiej reformy ustrojowej, a jednocześnie strukturalnej reformy elektroenergetycznej na świecie, z zasadą TPA w jej centrum.

W ciągu 25 lat nastąpiło wyczerpanie potencjału zasady TPA, na świecie głównie z powodu przebudowy technologicznej i biznesowej elektroenergetyki, a w Polsce dodatkowo w wyniku odejścia od linii programowej reformy strukturalnej.

Interaktywny rynek energii elektrycznej (IREE), a w tendencji (horyzont 2025) cenotwórstwo czasu rzeczywistego (CCR), to trzeci etap konkurencji w elektroenergetyce.

Ważne jest przy tym, że wraz z rynkami IREE oraz CCR będzie się dokonywać przebudowa całej energetyki (elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu), i będzie powstawać nowa metoda tej energetyki.

Wprowadzenie. Pierwszy etap konkurencji w elektroenergetyce, zapoczątkowany ustawą PURPA był pobudzeniem konkurencji jedynie w wytwarzaniu energii elektrycznej. Z drugiej strony, opór amerykańskich *utilities* przeciwko ustawie był tak silny, że jej wdrażanie w życie trwało w USA aż cztery lata (1978-1982). Podstawą konkurencji zapoczątkowanej przez ustawę PURPA była zasada kosztów unikniętych zastosowana w ekonomice źródeł kogeneracyjnych na rynku *single buyer* i wejście do gry niezależnych inwestorów NI [1].

Drugi historyczny etap konkurencji na rynku energii elektrycznej był związany z ustawowym wejściem do praktyki zasady TPA; było to ponad 20 lat temu, najpierw w Wielkiej Brytanii (ustawa *Electricity Act*, 1990), a następnie w USA (ustawa *Energy Act*, 1992). Ten etap polegał na otwarciu rynku energii elektrycznej dla odbiorców, ale przy zachowaniu całkowitego monopolu systemowo-sieciowego (obejmującego: usługi sieciowe – całą strukturę sieciową: od sieci przesyłowych do rozdzielczych nN – oraz scentralizowane, na poziomie operatora OSP, usługi systemowe, w tym rynek bilansujący) [1].

Trzeci etap oznacza przejście do cenotwórstwa CCR [2]. Rynek CCR ma fundamentalne uzasadnienie we współczesnych uwarunkowaniach obejmujących postęp techniczny (technologiczny), nową ekonomię i przede wszystkim zmiany społeczne (zmieniająca się struktura preferencji społeczeństwa i zarazem nowa struktura kompetencyjna). Rozwój inteligentnej infrastruktury (*Advanced Metering Infrastructure – AMI, smart grid, Internet of Things – IoT*), ale także gwałtowny wzrost zastosowań energoelektroniki (przekształtników

energoelektronicznych) w energetyce prosumenckiej (EP) i rozwój całej infrastruktury ICT uprawniają do postawienia szczegółowej hipotezy badawczej, że dojrzała postać rynku CCR jest osiągalna na świecie w horyzoncie 2025, i że jest to horyzont pożądany również dla Polski.

Jasne jest, że rynek CCR musi odpowiedzieć w szczególności na wielkie nowe wymagania regulacyjno-bilansujące. Mianowicie, zmiana struktury regulacyjno-bilansującej musi być znacznie głębsza niż w wypadku wdrażania zasady TPA na początku lat 90' ubiegłego stulecia. Wówczas rzecz sprowadzała się do wytworzenia technicznego rynku bilansującego w nowotworzonych strukturach operatorów systemów przesyłowych (OSP), przy wykorzystaniu starych zasobów regulacyjno-bilansujących w blokach uczestniczących w systemach regulacji pierwotnej (sekundowej), wtórnej (minutowej) i trójnej (godzinowej). Czyli chodziło o nową „organizację” starych zasobów w energetyce WEK, albo inaczej o nowe relacje rynkowe w „tradycyjnym/materialnym” obszarze obejmującym: **1°** - losową stronę popytową, **2°** - infrastrukturę sieciową/systemową (właśnie tej infrastruktury, nowego sposobu jej wykorzystania, dotyczyła zasada TPA), oraz **3°** - źródła wytwórcze energetyki WEK, zapewniające odpowiednią podaż energii elektrycznej, w tym źródła regulacyjno-bilansujące (umożliwiające funkcjonowanie technicznego rynku bilansującego), ale także źródła nie posiadające takich zdolności, zwłaszcza bloki jądrowe i źródła węglowe kogeneracyjne.

W nowej energetyce WEK-NI-EP środowisko regulacyjno-bilansujące rynku energii elektrycznej zmienia się w sposób przełomowy. Wskazuje się tu zwłaszcza trzy nowe segmenty tego środowiska: **1°** - źródła OZE z losową produkcją wymuszoną (źródła PV i wiatrowe), ale także takie jak kogeneracyjne źródła biogazowe („biogazownie”), które mogą pracować jako podstawowe (z niezmienną produkcją w ciągu całego roku), ale również jako regulacyjno-bilansujące, po ich wyposażeniu w zasobniki biogazu, **2°** - zróżnicowane zasobniki (energii elektrycznej, ciepła, paliw) w prosumenckich łańcuchach wartości (integrujących procesy termodynamiczne o wielu energetycznych efektach użytkowych z procesami zarządzania o wielu efektach funkcjonalnych), **3°** - inteligentna infrastruktura (którą coraz częściej nazywa się „cyfryzacją”) umożliwiająca funkcjonowanie rynku CCR.

1. MACIERZ RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ (z trzema horyzontami rynkowymi: bieżącym, inwestycyjnym i transformacyjnym)

Tabela 1 jest autorską propozycją kwadratowej macierzy strukturyzującej **R** rynku energii elektrycznej, o wymiarze (3x3); podkreśla się przy tym, że jest to macierz do porządkowania sił i procesów rynkowych, a nie do opisu (za pomocą rachunku macierzowego) operacji technicznych w systemie elektroenergetycznym, krótkoterminowych transakcji rynkowych, czy ewentualnie do potrzeb średnioterminowych rynkowych analiz ekonomicznych (inwestycyjnych) lub długoterminowych analiz transformacyjnych.

Macierz **R** przedstawiona w postaci tab. 1 zakreśla obszar poszukiwań racjonalnej trajektorii dokonującej się cywilizacyjnej transformacji energetyki, jednocześnie zakreśla zakres artykułu. Trzy kolumny macierzy odzwierciedlają trójbiegunowy system bezpieczeństwa energetycznego WEK-NI-EP, w którym działają bardzo silne interakcje między bardzo zróżnicowanymi biegunami (w szczególności energetyka WEK ma model biznesowy całkowicie różny od modelu biznesowego energetyki NI, a z kolei podstawą

energetyki EP są jej bardzo silne właściwości, których nie mają dwie pierwsze, są to mianowicie prosumenckie łańcuchy wartości i prosumencka partycypacja).

Trzy wiersze macierzy **R** odzwierciedlają z kolei trzy horyzonty rynku energii elektrycznej, kompletne z punktu widzenia dokonującej się transformacji (i z punktu widzenia ochrony bezpieczeństwa energetycznego odbiorców/prosumentów, czyli całej gospodarki). Są to horyzonty: bieżący (z cenami krańcowymi krótkookresowymi), inwestycyjny (z cenami krańcowymi średniookresowymi) oraz transformacyjny (z cenami krańcowymi długookresowymi, antycypowanymi na koniec transformacji).

Zaproponowana macierz **R**, wraz z bazującą na niej proponowaną (fundamentalną) przebudową rynku energii elektrycznej, nawiązuje do postulowanej w [3] doktryny energetycznej dla Polski i wszystkich konsekwencji z tym związanych. Jest także spójna z dosyć już dobrze ukształtowanym w trwającym dziesięcioleciu (po 2010 roku) obrazem transformacji energetyki na świecie [4]. Kierunkowo jest zbieżna z polskimi ważnymi regulacjami prawnymi zastosowanymi w ustawie OZE [5], takimi jak aukcje OZE, ale przede wszystkim z nowymi jakościowymi rozwiązaniami takimi jak prosumencki *net metering* oraz klastry i spółdzielnie energetyczne (na razie niestety jeszcze bardzo nieprecyzyjnie zapisanymi w ustawie). Jest wyjściem naprzeciw zagrożeniom związanym z kształtem rynku mocy [6], forsowanym przez rząd (i przede wszystkim przez elektroenergetykę WEK). Najważniejsze jednak jest to, że jest to propozycja wychodząca naprzeciw nowym rozwiązaniom na jednolitym unijnym rynku energii elektrycznej, które skierowane zostaną przez Komisję Europejską [7] do końca 2016 roku do całego społeczeństwa unijnego do konsultacji. Należy przyjąć, że proces wdrożeniowy nowego modelu rynku energii elektrycznej rozpocznie się w UE wraz z nową dekadą.

Tab. 1. Macierz R (strukturyzująca) rynku energii elektrycznej, opracowanie własne

Energetyka	WEK	NI	EP
Rynki CK (cen krańcowych)			
Rynek bieżący IREE, CCR (cyfryzacja, w tym IoT)	Horyzont 2025 (ukształtowanie się dojrzałej postaci rozproszonych rynków CCR, z mechanizmem <i>net meteringu</i> w miejsce zasady TPA i opłaty systemowo-przesyłowej)		
	r_{11}	r_{12}	r_{13}
Rynek inwestycyjny średnioterminowy (aukcje: OZE, rynek mocy)	Horyzont 2025 (wygaszenie aukcji, i wszystkich systemów wsparcia dla wszystkich rodzajów energetyki, mianowicie WEK, NI, EP)		
	r_{21}	r_{22}	r_{23}
Rynek transformacyjny długoterminowy (pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa i transportu)	Horyzont 2050 (zakończenie transformacji rynków ciepła i transportu w rynek energii elektrycznej; całkowity wymiar i struktura rynku energii elektrycznej: 200/175 TWh, 80% produkcji ze źródeł OZE, 20% ze źródeł gazowych i na paliwa transportowe)		
	r_{31}	r_{32}	r_{33}

Trzeba przy tym podkreślić, że model rynku energii elektrycznej, wyłaniający się z dokumentu [7] oznacza w gruncie rzeczy przejście do endogenicznego modelu rozwojowego energetyki, co jest radykalnym zwrotem (i naśladuje w pewnym stopniu praktykę stosowaną w USA). W tym obszarze dochodzi zatem do zderzenia ze strategią [8], która postulatywnie odwołuje się także do endogenicznego modelu rozwojowego gospodarki, a z drugiej strony „włącza” elektroenergetykę (węglową, jądrową) w skrajnie egzogeniczny model funkcjonowania do końca stulecia. Model rynku energii elektrycznej „obramowany” macierzą **R** sytuuje natomiast polską elektroenergetykę całkowicie w środowisku rozwojowym endogenicznym.

Szczególną sprawą w kontekście rozwoju endogenicznego elektroenergetyki, wymagającą komentarza, jest zasygnalizowany w macierzy **R** obraz polskiej energetyki (całej) w horyzoncie 2050. Według tego obrazu budownictwo zostanie w całości spasywizowane (za pomocą technologii domu pasywnego), ciepłownictwo i transport zostaną w pełni zelektryfikowane, a potrzeby „elektryczne” (według ich obecnego rozumienia) zostaną zredukowane o 20% w stosunku do obecnych poprzez wykorzystanie technologii użytkowania energii elektrycznej nowej generacji takich jak: oświetlenie LED, sprzęt AGD, produkty przemysłu ICT, napęd elektryczny w przemyśle, grzejnictwo przemysłowe (w tym mikro-hutnictwo), a także technologie procesowego zastosowania energii elektrycznej w przemyśle chemicznym. W rezultacie wszystkie końcowe potrzeby energetyczne będą zaspakajane za pomocą energii elektrycznej (posiadającej najwyższą egzergię [9] wśród wszystkich rodzajów energii). W tym scenariuszu sygnalizuje się w macierzy **R** w horyzoncie 2050, wiersz 3, roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną równą 175 TWh (z podziałem na potrzeby „elektryczne/ciepłownicze/transportowe”: 100/15/60 TWh). Do pokrycia zapotrzebowania trzeba będzie produkować rocznie 200 TWh: w tym 80% w źródłach OZE, a 20% w źródłach gazowych i na paliwa transportowe. Gaz ziemny i paliwa transportowe będą pochodzić z transferów z obecnych rynków ciepła i potrzeb transportowych. Taka struktura produkcji energii elektrycznej pozwoli na redukcję łącznej emisji CO₂ zgodną z klimatyczno-energetyczną mapą drogową 2050 (redukcję wynoszącą co najmniej 80%).

Oczywiście, istnieją inne scenariusze działania rynku transformacyjnego, czyli przebudowy polskiego bilansu energetycznego w horyzoncie 2050. Uprawniony jest zwłaszcza (i bardzo prawdopodobny) scenariusz, w którym pasywizacja budownictwa oraz elektryfikacja ciepłownictwa i transportu zostaną zrealizowane na poziomie 80%, a energia elektryczna będzie produkowana w 90% w źródłach OZE oraz w 10% w źródłach gazowych i na paliwa transportowe. Ten scenariusz pozwala na uzyskanie wymaganej redukcji emisji CO₂, a jednocześnie umożliwia osiągnięcie niezbędnego zakresu koncentracji mocy w źródłach energii elektrycznej w miastach i w wielkim przemyśle.

2. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA (z antycypacją przełomowych technologii użytkowania energii, czyli elektryfikacją ciepłownictwa i transportu oraz pasywizacją budownictwa w centrum)

Obecny sektorowy model energetyki ukształtował się w długim historycznym procesie. Wraz z modelem sektorowym kształtowała się metoda energetyki, również sektorowa. Jest to bez wątpienia najsilniejsza bariera przebudowy energetyki, bo stawia w energetyce po stronie

status quo świat nauki, i oznacza niestety wspólnotę interesów korporacji: politycznej, energetycznej i naukowej.

Kwintesencją metody obowiązującej na I trajektorii rozwojowej energetyki były długoterminowe prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną, energię transportową i ciepło, a w ślad za tym na paliwa kopalne. W wypadku Polski prognozy 25-letnie publikowane (obowiązujące w polityce energetycznej) w 1975 roku, czyli prognozy na 2000 rok, roku były np. następujące [10]: moc źródeł wytwórczych (węglowych i jądrowych) – 115 GW (temu odpowiadała prognoza mocy zapotrzebowanej 105 GW i rocznej produkcji energii elektrycznej około 700 TWh, czyli większej niż obecna produkcja w Niemczech); roczne wydobycie węgla kamiennego i brunatnego – 270 i 120 mln ton, odpowiednio; import ropy naftowej – 90 mln ton; import gazu ziemnego – brak danych. Gdyby 25-letnie prognozy obowiązujące w 1975 roku ekstrapolować na prognozy 40 letnie, to w 2015 roku liczby byłyby następujące: moc źródeł wytwórczych (węglowych i jądrowych) – ponad 300 GW (temu odpowiadałaby prognoza rocznej produkcji energii elektrycznej około 2 tys. TWh, czyli równej połowie obecnej produkcji USA); roczne wydobycie węgla kamiennego i brunatnego – 800 mln ton i 350 mln ton, odpowiednio (zatem przytoczona prognoza polskiego wydobycia węgla kamiennego jest około 8-krotnie wyższa od obecnego całkowitego wydobycia europejskiego, w którym udział Polski wynosi zresztą nie mniej niż 70%, a prognoza polskiego wydobycia węgla brunatnego jest 1,5-krotnie wyższa od obecnego całkowitego wydobycia europejskiego, w którym udział Polski wynosi około 30%); import ropy naftowej – 250 mln ton; import gazu ziemnego – brak danych.

W tym miejscu należy bardzo mocno podkreślić, że polskie prognozy energetyczne z lat 70' ubiegłego stulecia [10], dramatycznie zweryfikowane przez rzeczywistość, mają wiele wspólnego z obecną sytuacją. Chodzi o to, że Polska popełnia po raz drugi praktycznie ten sam historyczny błąd, bo nie jest zdolna do krytycznej analizy i wykorzystania współczesnych globalnych trendów do skorygowania swojej polityki w energetyce, tak jak nie była zdolna w latach 70' do skorygowania prognoz energetycznych na 2000 rok, mimo że były już bardzo silne przesłanki do korekty (do bardzo silnego obniżenia prognoz).

Mianowicie, polskie nierealistyczne prognozy 2000 były tworzone w czasie, kiedy na świecie rozpoczynała się już pierwsza zmiana strukturalna (polegająca na odwróceniu dynamiki wzrostu rynku energii elektrycznej i PKB (GDP)). Była to zmiana spowodowana czterema traumatycznymi wydarzeniami, które wystąpiły w okresie 1965-1979 w USA. Pierwszym był wielki *blackout* na rynku energii elektrycznej (1965 rok), który doprowadził do silnego wzrostu kosztów rozwoju systemów elektroenergetycznych. Drugim było arabskie embargo naftowe, czyli dwa pierwsze globalne kryzysy naftowe, kluczowe dla gospodarki USA (lata 1973-1974), które doprowadziło w całej energetyce na świecie do makroekonomicznej alokacji zasobów ze strony podażowej na popytową. Trzecim był krach giełdowy amerykańskich *utilities* spowodowany przeinwestowaniem, na skutek błędnych (zawyżonych) prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, zapoczątkowany przez przedsiębiorstwo elektroenergetyczne *Consolidated Edison* niewypłaceniem inwestorom dywidendy (1974 rok), który to krach spowodował po raz pierwszy w USA utratę zaufania inwestorów giełdowych do elektroenergetyki. Czwartym była awaria elektrowni atomowej *Three Mile Island* (1979 rok), która spowodowała zmianę wymagań w zakresie bezpieczeństwa jądrowego i całkowite zablokowanie rozwoju energetyki jądrowej w USA.

Skutkiem procesu, w który ułożyły się wymienione wydarzenia była ustawa PURPA, uchwalona w 1978 roku przez amerykański Kongres, zaskarżona do Sądu Najwyższego przez utilities i ogłoszona w 1982 roku przez ten ostatni za ważną.

Metoda nowej energetyki musi jednoznacznie sprzeciwić się przyjmowaniu hipotez (prognoz) dotyczących wzrostu zapotrzebowania na energię/paliwa za prawdę. Potrzeba taka wynika drastycznie z porównania prognoz z rzeczywistością, przedstawionego dla Polski w usystematyzowany sposób w tab. 2. Właśnie w tym obszarze (zderzenia prognoz z rzeczywistością) ujawnia się największa spoistość korporacji: politycznej, energetycznej i naukowej, i największa siła ich sojuszu. Hipotezy dotyczące wielkiego wzrostu zapotrzebowania, leżące u podstaw interesów sojuszu – bo pociągające przecież za sobą wielkie nakłady inwestycyjne nie podlegające weryfikacji przez konkurencję – są tak często powtarzane w nauce, w dydaktyce (na wyższych uczelniach), a wreszcie przez media, że społeczeństwo, praktycznie w całości, uznaje je za prawdę.

Prawdy należy jednak szukać w zupełnie przeciwstawnej hipotezie, orzekającej o bardzo wielkim potencjale redukcyjnym przejścia z I na II trajektorię rozwojową energetyki. Potencjał ten obrazuje tab. 2. W tabeli przedstawione są, na przykładzie Polski, bardzo grubo oszacowane rzeczywiste bilanse charakterystyczne dla I trajektorii i hipotetyczne dla II trajektorii. Oczywiście, struktura polskich bilansów jest podobna do struktury bilansów globalnych, jednak z jedną różnicą. Mianowicie, Polska jest jeszcze ciągle zakładnikiem „kosmetycznych” działań zmieniających bilanse I trajektorii za pomocą innowacji przyrostowych. Świat jest już skoncentrowany na osiągnięciu celów II trajektorii za pomocą innowacji przełomowych.

Tab. 2. Prognozy i rzeczywistość, opracowanie własne

	Rzeczywistość 1975	Prognoza		Rzeczywistość	
		2000 [10]	2016 ¹	1990 (1998)	2015
Moc szczytowa zapotrzebowania i produkcja energii elektrycznej					
Moc, GW	15	105		23	25
Zużycie, TWh	100	700		150	160
Wydobycie węgla, mln t/rok					
Węgiel kamienny	170	270	800	150	70
Węgiel brunatny	35	120	350	75	60
Zużycie (import) ropy, mln t/rok					
	12	90	270	13	25
Zużycie gazu ziemnego (na cele energetyczne i do produkcji nawozów), mld m ³ /rok					
	6,5	(-)	(-)	10	15

¹ Jest to prognoza 2000 „wydłużona” wykładniczo do 2016 roku (takie wydłużenie ma uzasadnienie w metodologii, za pomocą której prognoza 2000 została uzyskana).

W uproszczeniu można stwierdzić, że metoda I trajektorii była skoncentrowana na poprawie efektywności ekonomicznej łańcucha obejmującego pięć ogniw technologiczno-logistycznych: 1° - wydobycie paliw (kopalnie węgla kamiennego i brunatnego, instalacje wydobywcze ropy naftowej i gazu ziemnego), 2° - transport paliw „surowych” (węgla i gazu sieciowego) do źródeł wytwórczych energii elektrycznej i ciepła oraz (ropy naftowej i gazu LNG) do przetwórczych instalacji petrochemicznych i do gazoportów, 3° - wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (elektrownie kondensacyjne, elektrociepłownie, kotłownie), 4° -

systemy przesyłowe i dystrybucyjne energii elektrycznej (i ciepła), 5° - systemy transportowe przetworzonych paliw ropopochodnych (transportowych). Czyli do istoty metody należała minimalizacja rynkowa kosztów wydobycia, transportu/logistyki i przetwórstwa paliw kopalnych, procesowa optymalizacja termodynamiczna wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (łącznie z przesyłem/dystrybucją ciepła), wreszcie systemowa optymalizacja elektrotechniczna wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

Tab. 3. Potencjał redukcji paliw/energii związany z przejściem energetyki z I (2016 rok) na II trajektorię rozwojową (w tendencji – horyzont 2050), opracowanie własne (wykorzystujące dane i modele [11], po dokonaniu ich aktualizacji)

Bilanse dla energetyki bazującej na paliwach kopalnych (I trajektoria rozwojowa)		
1	2	3
	Energia, TWh	Technologie przełomowe
Energia elektryczna	450/440/160/120/80	Oświetlenie LED, inne
Ciepło	250/240/230/200/40	Dom pasywny, pompa ciepła
Transport	280/240/220/200/55	Samochód elektryczny
Razem	980/920/610/520/175 TWh	
Bilans dla energetyki bazującej na źródłach energii elektrycznej OZE i przełomowych technologiach efektywnościowych (II trajektoria rozwojowa)		
Usługi energetyczne, łącznie	200-175 TWh	

Pierwsza liczba i kolejne w kolumnie 2 oznaczają odpowiednio: 1° - energia chemiczna paliw w miejscu wydobycia (kopalnie węgla kamiennego/brunatnego, instalacje wydobywcze ropy naftowej i gazu ziemnego); 2° - energia chemiczna w paliwie przetransportowanym do miejsca jej przetworzenia (elektrownie, instalacje petrochemiczne, gazoporty) do postaci nośnika końcowego/sektorowego (energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe, ale także gaz sieciowy); 3° - energia wytworzona przez źródła wytwórcze nośnika końcowego/sektorowego, łącznie z częścią potrzebną na pokrycie potrzeb własnych źródeł i sieci przesyłowych/dystrybucyjnych (elektroenergetycznych, ciepłowniczych, paliw transportowych, bez sieci gazowych); 4° - energia nośnika „zakupionego” przez odbiorców/prosumentów; 5° - energia wykorzystana zredukowana (w tendencji) do poziomu po wykorzystaniu technologii proefektywnościowych, przede wszystkim przełomowych.

Z bilansu przedstawionego w tab. 3 wynika wyraziście, że na I trajektorii rozwojowej energetyki bogactwo naturalne, którym są paliwa kopalne jest wykorzystane zaledwie w około 50% (520 TWh / 980 TWh). Barięą lepszego wykorzystania jest w tym wypadku niska sprawność źródeł energii elektrycznej, straty sieciowe w sieciach elektroenergetycznych oraz zużycie paliw konieczne do ich transportu. To niskie wykorzystanie paliw kopalnych można jeszcze inaczej interpretować jako mające główną przyczynę w niskiej efektywności paliw kopalnych [9], zwłaszcza węgla, w produkcji energii elektrycznej.

Na II trajektorii rozwojowej bogactwem naturalnym jest energia odnawialna, ale jest zrozumiałe, że istota/znaczenie tej trajektorii wychodzi znacznie poza źródła OZE. Szczególnie dobitnie wskazuje na to bilans charakterystyczny dla II trajektorii rozpatrywany

przez pryzmat usług energetycznych zaspakajających potrzeby końcowe odbiorców/prosumentów, a z drugiej strony przez pryzmat egzergii różnych rodzajów paliw i różnych rodzajów energii produkowanej w źródłach OZE w procesach zaspakajających potrzeby końcowe odbiorców/prosumentów.

Mianowicie, potrzebami końcowymi nie są przecież energia elektryczna, ciepło i paliwa transportowe (energia transportowa). Potrzebami tymi są: napęd elektryczny (zwłaszcza w przemyśle), grzejnictwo elektryczne (też w przemyśle), działające urządzenia AGD (przede wszystkim w segmencie ludnościowym), oświetlenie (czyli ogólnie potrzeby zaspakajane za pomocą energii elektrycznej). Ponadto, są to: komfort cieplny (w tym klimatyzacja) i ciepła woda użytkowa w budynkach (segment ludnościowy, a także segment przedsiębiorców MSP i samorządowy) oraz realizacja procesów przemysłowych (przemysł chemiczny i inne). Wreszcie są to usługi transportowe.

Technologie użytkowania energii mają w kontekście egzergii nie mniejsze znaczenie niż technologie OZE. Mianowicie, bogactwa naturalne, którymi w sensie energetycznym jest strumień promieniowania słonecznego i strumień wiatru (także strumień wody), umożliwiają bezpośrednią produkcję energii elektrycznej (o największej egzergii; egzergia energii biomasowej jest bez porównania mniejsza, ale jej wykorzystanie może być nieodzowne w źródłach wytwórczych energii elektrycznej regulacyjno-bilansujących). Oczywiście, nowe/przełomowe technologie użytkowania energii, takie jak technologia LED, dom pasywny, pompa ciepła i samochód elektryczny, znacznie jeszcze zwiększają przewagę „egzergetyczną” energii elektrycznej. W rezultacie odnawialne źródła energii elektrycznej połączone z przełomowymi technologiami użytkowania energii elektrycznej zapewniają 5-krotną redukcję energii traktowanej w kategoriach bogactwa naturalnego (200 TWh / 980 TWh, tab. 3). W dodatku jest to zamiana wyczerpywalnych paliw kopalnych, powodujących wielkie koszty zewnętrzne (środowiska) na źródła OZE produkujące energię elektryczną (200 TWh) o niewielkich kosztach zewnętrznych. (Z punktu widzenia długoterminowego wyczerpywania się paliw kopalnych podkreśla się, że roczne wydobycie tych paliw 980 TWh pociąga za sobą znacznie większą bezpowrotną ich utratę; np. metody wydobycia węgla kamiennego stosowane w Polsce powodują, że ze złoża wydobywa się efektywnie około 40% węgla, a pozostała część, pozostająca w złożu, jest z punktu widzenia energetycznego utracona).

Jest zrozumiałe, że analiza, podobna do egzergetycznej, układów energetycznych na II trajektorii, obejmująca źródła OZE, w szczególności energii elektrycznej, i użytkowanie energii elektrycznej (z wykorzystaniem technologii przełomowych) będzie ważną częścią metody energetyki prosumentckiej (analizy prosumentckich łańcuchów energetycznych), tak jak obecnie bilanse egzergii są bardzo ważną częścią metody termodynamiki technicznej (procesów cieplnych). Analiza ta musi wyeliminować obecny dotkliwy deficyt spójnego opisu prosumentckich łańcuchów energetycznych między źródłami OZE oraz potrzebami końcowymi odbiorców. Uzupełnieniem zasygnalizowanej tu analizy semi-egzergetycznej prosumentckich łańcuchów energetycznych musi być analiza ekonomiczna (nakładów inwestycyjnych). W analizie tej inwestycje dokonywane w źródła regulacyjno-bilansujące muszą stale konkurować z cenotwórstwem CCR (wcześniej z rozwiązaniami DSM/DSR wykorzystującymi zróżnicowane zasobniki energii oraz z zarządzaniem procesami DSM/DSR za pomocą inteligentnej infrastruktury (cyfryzacja nowej energetyki, w tym Internet IoT).

3. STRUKTURA RYNKU (restrukturyzacyjno-rozwojowa, rynki regulacyjno-bilansujące NI/EP[⊕] na infrastrukturze sieciowej SN/nN vs rynek WEK[⊖] na infrastrukturze sieciowej NN/110 kV; reguła 30+45+25 i ceny krańcowe)

Wyjściowa struktura podmiotowo-czasowa rynku energii elektrycznej przedstawiona w postaci macierzy **R**, p.1, wymaga systematycznych prac koncepcyjnych dotyczących jej rozwinięcia (uszczegółowienia). Prace te w krótkim czasie powinny się przyczynić do wytworzenia niezależnego (pozarządowego i poza-korporacyjnego) środowiska uprawnionego (posiadającego kompetencje) do merytorycznego wypowiedania się w sprawie scenariusza transformacji polskiej energetyki. Szczególne znaczenie w tym zakresie ma wypracowanie metody (standardu) analizy cen krańcowych energii elektrycznej w trzech horyzontach czasowych (wiersze macierzy **R**), czyli na rynkach: bieżącym, inwestycyjnym (w horyzoncie wygaszania wszelkich form wsparcia energetyki, tu w horyzoncie 2025) i transformacyjnym (horyzont 2050).

Zasada racjonalności przebudowy energetyki w horyzoncie 2050 wymaga dobrej koordynacji wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK oraz budowy nowych zasobów energetyki NI/EP w horyzoncie transformacyjnym. Z tego punktu widzenia fundamentalne znaczenie ma zdefiniowanie istoty przełomu dokonującego się w energetyce. Tu istotę tę wyraża się w uproszczeniu jako zmianę zasady dostosowania modelu rynku energii elektrycznej do nowych warunków w trzech kontekstach.

W pierwszym kontekście chodzi o zasadę korelacji gęstości powierzchniowej obciążenia, sieci (infrastruktury sieciowej) oraz produkcji energii elektrycznej. Z punktu widzenia gęstości powierzchniowej obciążenia historyczny podział na energetykę wiejską, miejską i przemysłową będzie się wzmacniał/nasilał. Ten podział jest całkowicie spójny z historycznym podziałem sieciowej infrastruktury dystrybucyjnej (w dominującej części SN/nN) na infrastrukturę typu: wiejskiego, miejskiego i przemysłowego. Całkowicie nowa sytuacja jest natomiast charakterystyczna dla produkcji energii elektrycznej. Mianowicie, gęstość powierzchniowa produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE jest dosyć powszechnie uważana za niewystarczającą dla potrzeb energetyki miejskiej, i jeszcze bardziej przemysłowej (podkreśla się tu, że inna cecha źródeł OZE, mianowicie wymuszony charakter produkcji, jest czynnikiem utrudniającym transformację praktycznie wszystkich rodzajów energetyki, również wiejskiej). Gdyby hipoteza robocza o niewystarczającej gęstości powierzchniowej produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE dla potrzeb energetyki miejskiej i przemysłowej okazała się prawdziwa, to byłby to istotny czynnik ograniczający transformację jednej i drugiej. Z drugiej strony istnieją silne przesłanki, które nie potwierdzają takiej hipotezy.

Zasada przemieszczenia „jądra” rynku energii elektrycznej na nowy segment infrastruktury sieciowej stanowi drugi kontekst, w którym trzeba szukać istoty przełomu w energetyce. Jądrem istniejącego rynku energii elektrycznej jest rynek „hurtowy”, czyli rynek WEK[⊖] na infrastrukturze sieciowej NN/110 kV, na który składają się w szczególności giełdowe rynki energii RDN i RDB (obecnie godzinowe) oraz techniczny rynek bilansujący RB, działający w trybie godzinowym, a częściowo 15-minutowym (w relacjach operatora

OSP z wytwórcami WEK); rynek detaliczny jest natomiast ciągle rynkiem taryf rocznych, zupełnie nieprzystającym do współczesnego potencjału dyfuzji nowych technologii IT przez odbiorców energii elektrycznej, w tym odbiorców z segmentu ludnościowego. W procesie transformacyjnym energetyki jądro to będzie się „przemieszczać” w stronę rynków rozproszonych, czyli rynków regulacyjno-bilansujących NI/EP[⊕] na infrastrukturze sieciowej SN/nN, funkcjonujących w osłonach kontrolnych, na których działa *net metering* jako substytut opłaty systemowo-przesyłowej (hipoteza autorska).

W trzecim kontekście, najważniejszym, chodzi o zasadę przełomowego dostosowania. W tym wypadku chodzi o dostosowanie modelu nowego rynku energii elektrycznej (rynków regulacyjno-bilansujących NI/EP[⊕]) do właściwości źródeł OZE, czyli chodzi o zmianę dotychczasowej zasady, zgodnie z którą źródła OZE musiały być „wpisane” w rynek WEK[⊖] (dopasowane do tego rynku).

Reguła (30+45)+25 jest uproszczonym, syntetycznym obrazem segmentacji rynku NI/EP[⊕]. Odzwierciedla ona procentowy udział rynku na obszarach wiejskich (30% całego rynku popytowego na energię elektryczną w Polsce), rynków w miastach (45%) oraz rynku popytowego ze strony wielkiego przemysłu (25%). Wartości udziałów w długim procesie transformacji będą oczywiście ulegać zmianom, ale stawia się tu roboczą hipotezę, że dobrze zaprojektowane rynki: handlowy/bieżący, inwestycyjny i transformacyjny są w stanie zapewnić Polsce (w horyzoncie 2050) efektywną, bez kosztów osieroconych, przebudowę energetyki (umożliwiająca włączenie gospodarki w piątą falę innowacyjności [12] i w ochronę bezpieczeństwa energetycznego). W wypadku obszarów wiejskich potwierdzają tę hipotezę zaawansowane wyniki badań symulacyjnych [13] (przy tym pełna przebudowa energetyki na obszarach wiejskich jest możliwa już w horyzoncie 2040 [14]). W wypadku energetyki miejskiej oraz przemysłowej badania takie są (w Centrum Energetyki Prosumenckiej w Politechnice Śląskiej) w toku.

Przebudowa energetyki za pomocą (nowego) rynku energii elektrycznej pociąga za sobą fundamentalną zmianę cenotwórstwa na tym rynku. Zaniechaniem ostatnich piętnastu lat z tego punktu widzenia (cenotwórstwa) był całkowity brak działań na rzecz: 1° - unowocześnienia taryf końcowych energii elektrycznej (w kierunku taryf dynamicznych, celem ochrony operatorskiego/bieżącego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej), 2° - zbudowania rynku inwestycyjnego w segmencie wytwarzania, adekwatnego do nowych technologii wytwórczych (celem ochrony bezpieczeństwa elektroenergetycznego w horyzontach średnioterminowych, ściśle skorelowanych z cyklami inwestycyjnymi źródeł rozproszonych), 3° - określenia cen krańcowych na rynku transformacyjnym, czyli na rynku WEK[⊖] (z blokami wytwórczymi węglowymi klasy 1000 MW i blokami jądrowymi klasy 1600 MW) oraz na rynku NI/EP[⊕], ze źródłami OZE, zarówno z produkcją wymuszoną jak również regulacyjno-bilansującymi (takimi jak biogazowe mikro-elektrownie μ EB i elektrownie EB z zasobnikami biogazu) oraz ze źródłami rozproszonymi na gaz ziemny i na paliwa transportowe (paliwa pochodzące z transferów z rynków ciepłowniczego i transportowego).

Syntezą niewydolności konkurencji, jako mechanizmu rynkowego, na bieżącym rynku energii elektrycznej w Polsce jest struktura składników taryfy dla grupy taryfowej G.

W 2014 roku cena zakupu energii od wytwórców będąca wynikiem konkurencji (wynosząca 182 PLN/MWh) miała udział w cenie końcowej (wynoszącej 624 PLN/MWh) poniżej 30%. To oznacza, że opłaty systemowo-sieciowe i opłaty celowe (prawa majątkowe), nie podlegające praktycznie konkurencji, mają obecnie dominujący udział w cenie (ponad 70%). Czyli zasada TPA utraciła w dużym stopniu znaczenie mechanizmu pobudzającego konkurencję. Opłaty systemowo-sieciowe stały się natomiast, za przyczyną regulacji prawnych, obszarem transferów finansowych pomiędzy grupami interesów, w tym interesów politycznych.

Cenę krańcową na rynku inwestycyjnym szacuje się jako ważoną aukcyjną cenę referencyjną dla bardzo zróżnicowanych źródeł OZE (pierwotne dane do oszacowania pochodzą z dokumentów Ministerstwa Energii i URE, z okresu 2015/2016); jest to cena wynosząca około 400 PLN/MWh. Cena krańcowa na rynku inwestycyjnym wymaga komentarza. Mianowicie, sposób jej szacowania wskazuje, że jest ona krańcowa tylko w kontekście czasu. Chodzi przy tym o czas charakterystyczny z dwóch punktów widzenia: aukcji na źródła OZE oraz cykli inwestycyjnych źródeł OZE. Zakłada się tu, że aukcje będą organizowane nie dłużej niż do 2025 roku, i nie częściej niż dwa razy w roku. Z kolei odnośnie cykli inwestycyjnych źródeł OZE przyjmuje się, że na ogół nie są dłuższe niż trzy lata. W takim „środowisku” czasowym stawia się hipotezę roboczą, że cena krańcowa 400 PLN/MWh jest „stabilna”. Hipoteza ta ma następujące uzasadnienie. Istnieje ciągle duży potencjał obniżki cen źródeł OZE. Jednak rynek inwestycyjny źródeł OZE wchodzi w fazę, w której rząd, dostawcy dóbr inwestycyjnych oraz inwestorzy NI i prosumenci EP będą mieli wspólny interes w stabilnej cenie. Mianowicie, w ramach tej formuły (stabilności ceny) będą optymalizować w horyzoncie 2025 miks technologiczny źródeł OZE, będą zwiększać ich zdolności regulacyjno-bilansujące oraz będą poprawiać jakość źródeł OZE.

Ceny krańcowe na rynku transformacyjnym są na razie kategorią bardzo umowną (słabo określoną). Tu rozumie się przez nie, w wypadku cen dla ludności (grupa taryfowa G), oszacowania cen w horyzoncie 2050, po „dopełnieniu” się cyklu inwestycyjnego, wynikające z charakterystycznego (węglowo-jądrowego) miksu technologicznego WEK oraz alternatywnie z miksu technologicznego NI/EP; jak się dalej okaże ceny krańcowe na rynku transformacyjnym znowu (tak jak na rynku inwestycyjnym) są krańcowymi tylko w kontekście czasu, a w kontekście mikсів technologicznych są cenami ważonymi (przeciętnymi). Cenę wytwarzania na rynku WEK[⊖] szacuje się jako ważony koszt wytwarzania w elektrowniach węglowych z blokami klasy 1000 MW (70% wytwarzania) i w elektrowniach jądrowych z blokami klasy 1600 MW (30% wytwarzania); przyjęty do oszacowania miks technologiczny WEK (węglowo-jądrowy) jest adekwatny do polityki energetycznej forsowanej przez rząd. W elektrowniach węglowych koszt wytwarzania szacuje się na około 400 PLN/MWh (jest to koszt w przybliżeniu zgodny z kosztami z analiz biznesowych dla bloków Kozienice, Opole, Jaworzno, jednakże z uwzględnieniem przekroczeń kontraktowych wynoszących około 10%; okres zwrotu kapitału około 12 lat). W elektrowniach jądrowych koszt wytwarzania szacuje się na około 550 PLN/MWh (jest to koszt w przybliżeniu zgodny z kosztami z analiz biznesowych dla bloków Elektrowni *Hinkley Point C*, z uwzględnieniem dodatkowo przekroczeń kontraktowych wynoszących około 20%; kontrakt różnicowy na 35 lat z cenami 92,5 £/MWh, gwarantowanymi przez rząd brytyjski). Zatem ważony koszt wytwarzania kształtuje się na poziomie około 450 PLN/MWh. Do

oszacowanego kosztu wytwarzania dolicza się wszystkie składniki kosztowe w obecnej taryfie G oprócz kosztu wytwarzania, czyli dolicza się 440 PLN/MWh. Wreszcie dolicza się około 100 PLN/MWh (łącznie) z tytułu wzrostu kosztów: niezbędnej rozbudowy sieci (w szczególności przesyłowych), opłat za uprawnienia do emisji CO₂ oraz opłat za składowanie wypalonego paliwa jądrowego i opłat zasilających fundusz likwidacyjny (elektrowni jądrowych). Razem jest to cena około 1000 PLN/MWh. Cenę krańcową na rynku NI/EP[⊕] szacuje się jako sumę ceny krańcowej wytwarzania we wcześniej przedstawionym rozumieniu, czyli równej 400 PLN/MWh, oraz dwóch dalszych składników kosztowych. Pierwszym jest grubo oszacowana opłata sieciowa, tylko w obszarze sieci rozdzielczej SN/nN; jest to około 90 PLN/MWh. Drugim są podatki (akcyza, VAT) w obecnej wysokości, czyli łącznie ponad 130 PLN/MWh (jest to oszacowanie zawyżone, bo akcyza na rynku NI/EP[⊕] będzie miała tylko śladową wartość). Razem jest to cena około 620 PLN/MWh, czyli praktycznie jest to cena nieznacznie mniejsza od ceny obecnej, na rynku bieżącym (oczywiście, to porównanie jest właściwe dla metody cen stałych).

4. OPERATORSTWO (alokacja odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej)

Warunkiem przejścia, ogólnie na świecie, do nowego (po wyczerpaniu się potencjału zasady TPA) etapu konkurencji na rynku energii elektrycznej, jako efektywnej gwarancji bezpieczeństwa elektroenergetycznego w systemie trójbiegunowym, jest przebudowa usług systemowo-sieciowych energetyki WEK, czyli przebudowa systemu operatorskiego elektroenergetyki. Do ilustracji koniecznych zmian w tym zakresie wykorzystano na rys. 1 sytuację Polski, gdzie takie zmiany są niezbędne, ale są jeszcze niestety skutecznie blokowane przez sojusz polityczno-korporacyjny. Niezależnie od tego należy tworzyć podstawy pod potrzebne zmiany mentalnościowe. Kluczowa z tego punktu widzenia jest intensywna budowa szerokiej świadomości odnośnie potrzeby nowego podziału kompetencji w 5-segmentowym systemie operatorskim w UE (obejmującym sieć powiązań transgranicznych na jednym biegunie i prosumencki *self dispatching* na drugim biegunie), oczywiście w 4-segmentowym systemie w Polsce (i w innych krajach członkowskich).

Na poziomie jednolitego rynku europejskiego chodzi o Europejską Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ang. ENTSO-E) skupiającą 41 operatorów z 34 krajów, i w pewnym zakresie o stowarzyszenie UCTE (europejskie stowarzyszenie operatorów sieci przesyłowych z 20 krajów Europy zachodniej i wschodniej). Te dwie organizacje mają bardzo wysoką rangę (nadaną przez Parlament Europejski i Radę Europy) w obszarze funkcjonowania jednolitego rynku europejskiego, a także rozwoju europejskiego systemu elektroenergetycznego. Dlatego ważne jest zbudowanie w nich silnej pozycji Polski.

Polski operator OSP (PSE) musi się skoncentrować na zarządzaniu siecią przesyłową KSE (sieci 220/400 kV), wraz z przyłączonymi do niej wielkimi blokami węglowymi (istniejącymi, po rewitalizacji i całkiem nowymi, 360-450-500-850 MW, a także czterema blokami klasy 1000 MW będącymi w budowie). Ponadto, musi się skoncentrować na właściwym reprezentowaniu polskich interesów w UE, czyli na zarządzaniu połączeniami transgranicznymi w ramach jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej. Dobrze

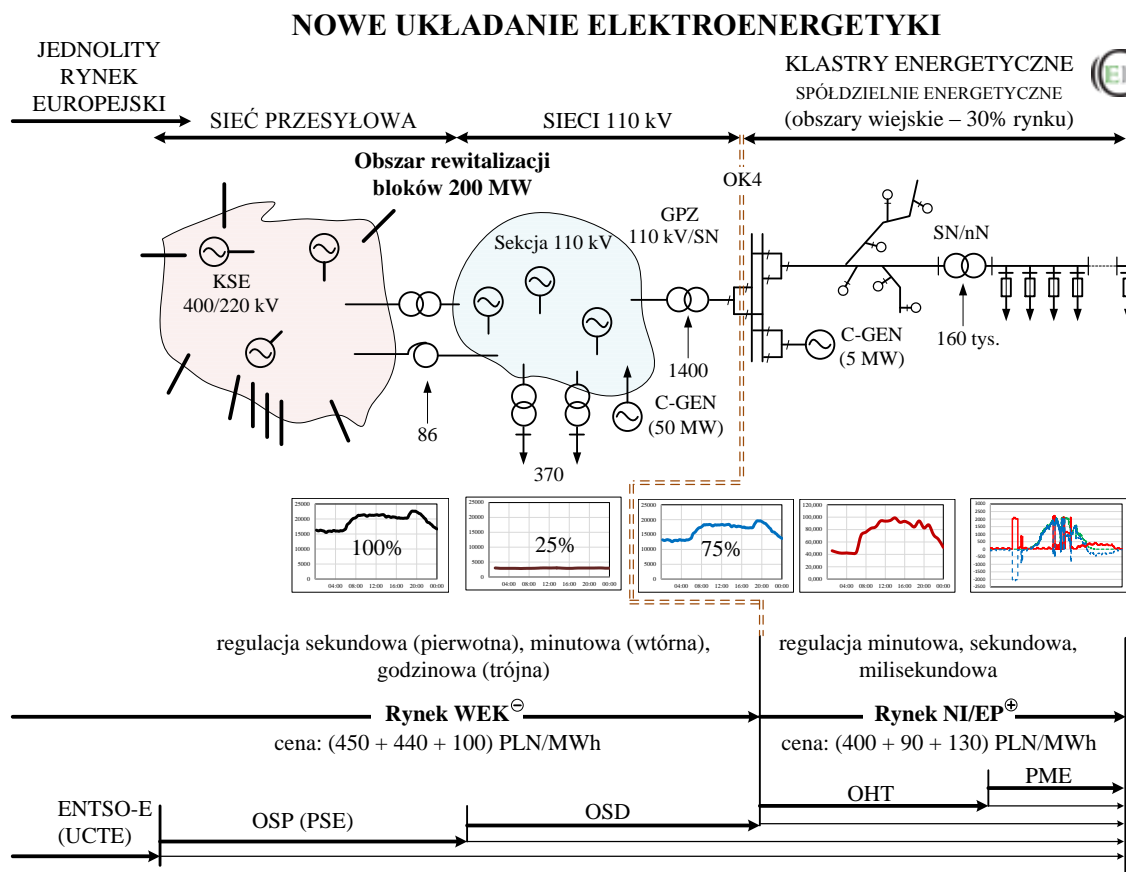
wykorzystane połączenia transgraniczne są gwarancją zarówno efektywności energetycznej jak i bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski w horyzoncie 2050. Jest tak, bo połączenia aż z pięcioma bardzo zróżnicowanymi pod względem elektroenergetyki krajami członkowskimi eliminują zagrożenie ich zmowy na szkodę Polski. Ponadto, zdecydowane działania Komisji Europejskiej na rzecz zwiększenia w horyzoncie 2030 przez każdy kraj członkowski zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych do poziomu wynoszącego 15% mocy szczytowej zapotrzebowania otwiera dla Polski możliwość wykorzystania nadmiarowych zasobów w energetyce jądrowej krajów sąsiadujących (zwłaszcza zasobów szwedzkich, ale także czeskich i słowackich) oraz biegunowo różnych zasobów niemieckich w energetyce OZE. Operator OSP ma odpowiednie kompetencje i umocowanie prawne do realizacji zadań na rzecz ochrony polskich interesów na jednolitym europejskim rynku energii elektrycznej.

Z drugiej strony jest absolutnie konieczna likwidacja wyłączności PSE w zakresie zarządzania całym rynkiem technicznym KSE, czyli jest potrzebna bardzo daleko posunięta decentralizacja usług systemowych (w tym wypadku kompetencje PSE są w istotnej części za wysokie, i nie ma potrzeby ich marnowania; do ich zastąpienia wystarczające są kompetencje operatorów OSD oraz operatorów OHT_{KE}).

Cztery bariery, bardzo silnie zakotwiczone w obecnym rynku energii elektrycznej, które muszą być przezwyciężone w kontekście operatorstwa są następujące.

- 1.** Pierwszym jest rynek mocy [12], o który walczą wytwórcy; rynek w proponowanej postaci jest największym zagrożeniem dla przebudowy elektroenergetyki, a z drugiej strony jest obciążony bardzo wielkim ryzykiem przyszłych *stranded costs*.
- 2.** Drugim są inwestycje w „inteligentne” liczniki, które realizują operatorzy OSD, i o które walczą dostawcy tych liczników; z drugiej strony energetyka WEK nie ma (w Polsce, i w dużej jeszcze części na świecie) żadnej dojrzałej koncepcji do czego te liczniki mają być wykorzystane.
- 3.** Trzecim są taryfy dystrybucyjne (opłaty przesyłowe), które stają się narzędziem transferów przychodowych wewnątrz skonsolidowanych grup energetycznych; są to transfery zniekształcające (eliminujące) prawidłowe (w sensie fundamentalnym) relacje na rynku energii elektrycznej (pomiędzy wytwórcami WEK, wytwórcami NI oraz prosumentami, z ich (prosumencką) partycypacją (w energetyce EP).
- 4.** Czwartym są usługi systemowe, najbardziej „wrażliwy” z technicznego punktu widzenia problem w elektroenergetyce od połowy ubiegłego wieku, związany 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 przezwyciężenia barierę zmian w elektroenergetyce, mianowicie elitarny (typu *singel buyer*) *semi* rynek usług systemowych zarządzanych przez operatorów przesyłowych OSP (podkreśla się, że bardzo wysokie wymagania na tym rynku są dyktowane w dużej mierze wymaganiami bezpieczeństwa samego systemu elektroenergetycznego, a w mniejszym stopniu wymaganiami odbiorników, np. dopuszczalny zakres częstotliwości w układach wyspowych wynosi 42,5-57,5 Hz).

Osłona kontrolna rozdzielająca w KSE rynek WEK[⊖] i rynki NI/EP[⊕], pokazana na rys. 1, przechodzi przez wyłączniki SN w polach transformatorowych w GPZ-ach zasilających sieci SN/nN (około 1400 GPZ-ów, zapotrzebowanie wynoszące około 75% całego krajowego zapotrzebowania) oraz w polach transformatorowych 110 kV stacji zasilających wielkich odbiorców przemysłowych (około 25% krajowego zapotrzebowania, 370 odbiorców).



Opracowanie:
J. Popczyk, M.Fice

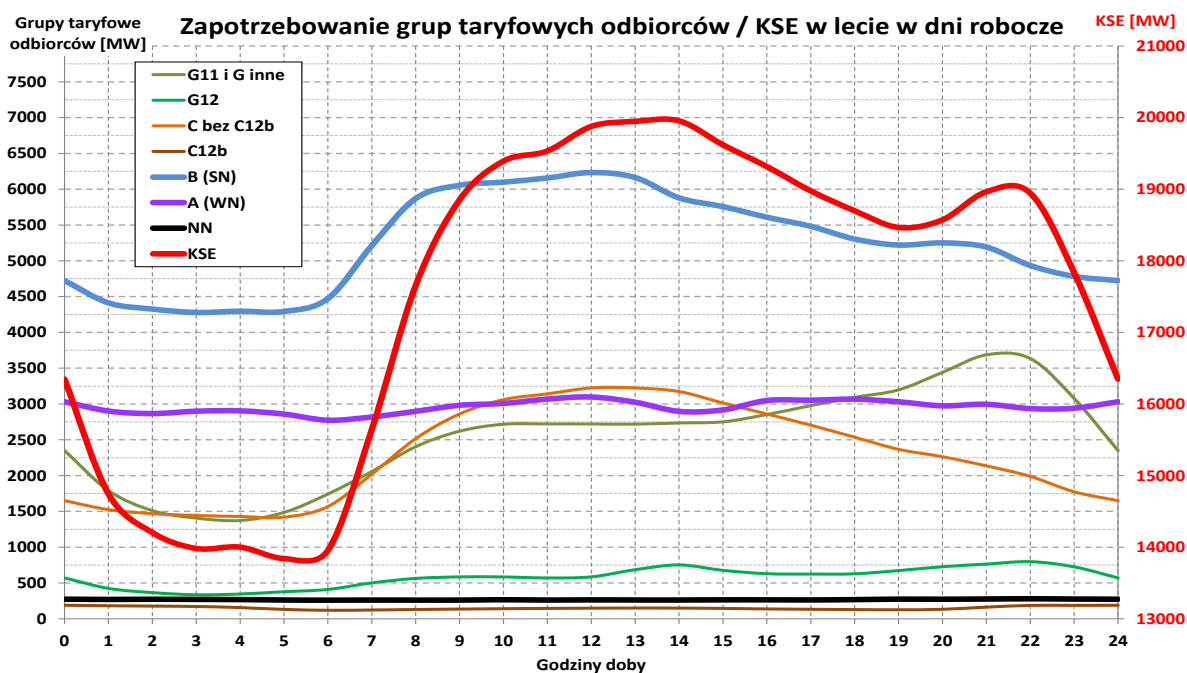
Rys. 1. Synteza zagadnień związanych z przebudową systemu operatorskiego w KSE

Profile dobowe obciążeń na osłonie kontrolnej OK4, wstępnie zasygnalizowane na rys. 1, są zgodne z profilami przedstawionymi na rys. 2 (dobowe profile zapotrzebowania podstawowych grup taryfowych odbiorców) odpowiadającymi tej osłonie. Ich analiza powinna być podstawą modelowania rozwiązań rynkowych zapewniających „przeniesienie” zdolności regulacyjno-bilansujących (przeniesienie jądra rynku) z poziomu operatora OSP na poziom rynków NI/EP[⊕]. Rozpoznawcza analiza w tym zakresie prowadzi do bardzo ważnych wniosków praktycznych dla Polski. W szczególności są to następujące cztery wnioski, dotyczące strategicznego „zarządzania” przebudową (transformacją) rynku WEK[⊖] w rynki NI/EP[⊕].

1. Inwestycje w sieć przesyłową NN (400/220 kV) planowane w okresie 2016-2025 (nakłady inwestycyjne około 15 mld PLN) muszą bezwzględnie być poddane rewizji. Rozwój sieci przesyłowych musi być podporządkowany powiązaniu KSE z rynkiem europejskim; w szczególności ważna jest realizacja unijnego celu dotyczącego rozbudowy połączeń transgranicznych umożliwiających w horyzoncie 2030 wymianę na osłonie kontrolnej KSE na

poziomie 15% krajowego szczytowego zapotrzebowania. System wytwórczy (rynek WEK[⊖]) funkcjonujący na infrastrukturze sieciowej 400/220 kV musi natomiast być w horyzoncie 2050 sukcesywnie wygaszany.

2. Sieć 110 kV powinna być z kolei traktowana w KSE w horyzoncie 2050 jako podstawowa infrastruktura umożliwiająca realizację wielkiego programu rewitalizacji około trzydziestu istniejących bloków węglowych 200 MW (w elektrowniach Rybnik, Połaniec, Kozienice, Jaworzno i w wielu innych) [15] nadających się do głębokiej rewitalizacji (program powinien być zrealizowany do 2030 roku). W tym wypadku trzeba wyjaśnić, że większość bloków 200 MW jest przyłączona do sieci przesyłowej. Jednak przyłączenie czterech bloków klasy 1000 MW (będących w budowie) do sieci przesyłowej i dynamiczna realizacja programu rewitalizacji bloków 200 MW rodzi ryzyko fali ograniczeń sieciowych w sieciach 110 kV. Dlatego ważne jest, aby operatorzy OSD skoncentrowali się na rozwoju sieci 110 kV właśnie w kontekście zarządzania ryzykiem ograniczeń sieciowych w tych sieciach. Muszą oni przy tym zbudować od początku potrzebne do tego kompetencje (i szerzej: kompetencje potrzebne do przejścia od PSE dużej części innych usług systemowych charakterystycznych dla elektroenergetyki WEK).



Rys. 2. Profile dobowe zapotrzebowania grup (taryfowych) odbiorców (źródło: PSE)

3. Z drugiej strony, nie ma powodu, aby dłużej podtrzymywać obecną wyłączność korporacyjnych operatorów OSD (funkcjonujących w strukturach elektroenergetyki WEK) na operatorstwo sieci SN/nN. Wynika to z faktu, że zmienia się całkowicie rola sieci SN/nN, do której masowo przyłączane są (w Polsce będą) rozproszone (rozsiane) źródła wytwórcze o właściwościach zupełnie nieznanymi (albo mało znanymi) w elektroenergetyce WEK. Są to (będą) źródła prosumenckie oraz niezależnych inwestorów NI. Zatem prosumenci EP na swoich osłonach kontrolnych, niezależni inwestorzy na swoich (w tym na osłonach swoich

elektrowni wirtualnych), a także klastry i spółdzielnie (wstępnie zdefiniowane w ustawie OZE [5] będą stopniowo przejmować realizację zadań regulacyjno-bilansujących (*self dispatching*)).

Nieuchronność przebudowy systemu operatorskiego wynika z cen krańcowych na rynku transformacyjnym (cena ~ 600 PLN/MWh na rynku NI/EP[⊕] vs ~ 1000 PLN/MWh na rynku WEK[⊖]). Przebudowa ta spowoduje liczne kryzysy wynikające z drastycznej zmiany znaczenia poszczególnych ogniw łańcucha operatorskiego. Największym przegranym w dokonującym się procesie transformacyjnym elektroenergetyki na świecie są operatorzy OSP (w Polsce PSE). Największą potencjalną wartość w zbiorze istniejących zasobów elektroenergetyki WEK mają – w krajach posiadających najbardziej dojrzałe systemy elektroenergetyczne – sieci rozdzielcze SN/nN.

5. NET METERING (główny mechanizm alokacji zasobów w procesie transformacji elektroenergetyki – substytut opłaty przesyłowej na rynku handlowym)

Poniżej przedstawia się szkieletowo dwie przełomowe koncepcje transformacji rynku WEK[⊖] w rynki NI/EP[⊕]. Pierwsza – związana z rynkiem IREE, w tendencji CCR [2] – jest „bliższa” praktyce obecnie funkcjonującego rynku energii elektrycznej (mimo, że jest przełomowa, to jest jednak bardziej „konserwatywna”), w szczególności w zakresie modelowania opłat systemowo-sieciowych; *net metering* w tym modelowaniu jest już wprowadzie obecny, ale tylko jako mechanizm alokowania usług systemowych. Tym samym jest ona łatwiejsza do zaakceptowania przez energetykę WEK, chociaż jest bardziej skomplikowana technicznie, mniej efektywna ekonomicznie. Druga jest koncepcją radykalną. W tej koncepcji opłaty systemowo-sieciowe zastępuje się w całości *net meteringiem i self dispatchingiem*, i to te mechanizmy stają się podstawowymi mechanizmami alokacji zasobów z rynku WEK[⊖] na rynki NI/EP[⊕].

Cztery filary rynku CCR. Istotą proponowanego nowego rynku IREE, w tendencji CCR, energii elektrycznej są cztery filary, które zmieniają nieprzejrzywą strukturę dotychczasowego rynku i otwierają drogę do rynku bardziej konkurencyjnego, zaawansowanego technologicznie (nasyconego inteligentną infrastrukturą), z nowym rodzajem bardzo efektywnej konkurencji w postaci partycypacji prosumenckiej (w obszarze efektywności energetycznej i źródeł OZE).

1. Pierwszy filar, to rynek mocy odbiorców/prosumentów, w miejsce rynku mocy wytwórców [6], o który walczą wytwórcy, odwołując się przy tym do ryzyka deficytu mocy, a pomijając całkowicie fakt, że walczą przede wszystkim o swój interes, który dramatycznie się już rozchodzi z interesem gospodarki. Z kolei rynek mocy odbiorców (w rozumieniu takim jak w modelu, czyli mocy 5-minutowych) ma obecnie ogromny potencjał efektywnościowy (związany z wykorzystaniem najpierw mechanizmu DSM/DSR, następnie taryfy dynamicznej TD, aż wreszcie cenotwórstwa czasu rzeczywistego CCR). Potencjał redukcji mocy po stronie popytowej ocenia się w Polsce dosyć powszechnie (Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu) na około 2000 MW w przemyśle (potencjał

osiągalny praktycznie nawet bez inteligentnej infrastruktury). Potencjał redukcijny w pozostałej części rynku jest związany z wykorzystaniem inteligentnej infrastruktury (AMI, *smart grid*, IoT) i jest porównywalny co najmniej z potencjałem w przemyśle.

2. Drugim filarem jest 5-minutowy okres transakcyjny (105120 okresów bilansowych dla każdego odbiorcy na rynku) jako środowisko dla stosowania mechanizmu DSM/DSR, taryfy dynamicznej TD i (w tendencji) cenotwórstwa CCR. Ponieważ okres transakcyjny nie jest na rynku energii elektrycznej żadną wielkością fundamentalną, to czas jego trwania jest zawsze sprawą umowną. Oczywiście, czas ten jest wynikiem złożonych uwarunkowań i licznych kompromisów, i jako taki musi być szczegółowo zweryfikowany. Przy tym podkreśla się, że wprowadzenie 5-minutowego okresu transakcyjnego byłoby racjonalnym wykorzystaniem potencjału tworzonego w ramach programu AMI realizowanego przez dystrybutorów OSD. Ponadto podkreśla się, że zaproponowany okres 5-minutowy jest z jednej strony dobrze uwarunkowany zdolnościami obliczeniowymi możliwej już do zastosowania infrastruktury pomiarowej oraz przetwarzania i przesyłania danych. Z drugiej strony granica tego okresu (czas 5 minut) jest strefą silnej konwergencji regulacji mocy (obecnie *semi*/ułamny rynek usług systemowych operatora OSP) i bilansowania energii (konkurencyjny rynek energii). Mianowicie, w energetyce WEK czasy poniżej 5 minut, to strefa regulacji wtórnej KSE. W energetyce NE i EP jest to strefa rogu obfitości (zróznicowanych) bardzo szybkich zasobów regulacyjnych/bilansujących.

3. Trzecim filarem jest uzmienniona „czysta” (czyli bez usług systemowych) **nowa opłata sieciowa**, płacona przez odbiorców i/lub wytwórców. (Obecnie opłaty przesyłowe, za korzystanie z sieci przesyłowych i rozdzielczych, są płacone tylko przez odbiorców. Jednak podkreśla się, że w ramach strukturalnej reformy elektroenergetyki, która została zrealizowana w pierwszej połowie lat 90’ minionego stulecia, była już stosowana opłata przesyłowa, za korzystanie z sieci przesyłowych, dzielona w proporcji 20%/80%, a następnie 50%/50% odpowiednio między wytwórców i – wówczas – spółki dystrybucyjne [16]. Zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróznicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych, taryf zapewniających pokrycie rzeczywistych kosztów, czyli taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych (wówczas były to 33 spółki). W nowej opłacie sieciowej „nośnikiem” kosztów sieciowych – stałych (kapitałowych i eksploatacyjnych) oraz zmiennych (związanych z sieciowymi stratami energii) – jest moc 5-minutowa (moc odbiorcy, wytwórcy). W opłacie sieciowej postuluje się tu uwzględnienie upustu związanego z niedostarczoną przez operatora energią elektryczną (zakłócenia i awarie pojedynczych układów zasilających, rozległe awarie sieciowe); upust można by obliczać na podstawie referencyjnego profilu zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę oraz obowiązującego (określonego np. przez URE) kosztu jednostkowego niedostarczonej energii elektrycznej. Zaproponowana nowa opłata sieciowa ma bez wątpienia właściwości innowacji przełomowej, w szczególności jest odpowiednia do kształtowania IoT na rynku energii elektrycznej nasyconym źródłami OZE.

4. Czwarty filar to *net metering* mocy niezbilansowanej między prosumentem i operatorem sieciowym w każdym 5-minutowym okresie transakcyjnym. To rozwiązanie (możliwe do szczegółowego ukształtowania na bardzo różne sposoby) jest kluczowe dla prosumentów.

W szczególności ma ono wielką siłę rynkową, która może być wykorzystana na rzecz decentralizacji usług systemowych. Masowe włączenie prosumentów do konkurencji na rynku usług systemowych należy traktować w kategoriach innowacji przełomowej, podobnie jak nową opłatę sieciową, bo przełamuje ono najsilniejszą, techniczną barierę zmian w elektroenergetyce. Podkreśla się, że *net metering* funkcjonuje w większości stanów USA, gdzie jest zresztą obecnie przyczyną licznych konfliktów – tu uznawanych za nieuchronne w procesie radykalnej przebudowy energetyki – związanych między innymi z szokowym wzrostem segmentu budynkowych źródeł PV z jednej strony, a z drugiej z próbami *utilities* zmierzającymi do tworzenia rynku wielkich źródeł PV; przykładem jest konflikt „Musk-Buffer” w stanie Nevada.

Formalizacja zapisu czterech filarów rynku CCR. Poniżej przedstawia się cztery filary, stosując bardziej sformalizowany zapis, mający na celu stopniowe konsolidowanie przyszłego opisu rynku CCR oraz ułatwienie jego algorytmizacji. Podkreśla się, że zarówno opis jak i algorytmizacja będą musiały być realizowane w innej konwencji od dotychczas obowiązującej, co wiąże się między innymi z gwałtownie rosnącą rolą inteligentnej infrastruktury w nowej energetyce; przełamywanie „muru” biznes-informatyka będzie w związku z tym w kolejnych latach poważnym problemem praktycznym. Zestawiona poniżej symbolika jest stosowana w środowisku symulatora hybrydowego rynku CCR w CEP (Centrum Energetyki Prosumenckiej Politechniki Śląskiej).

$RM(O) vs RM(W)$ *Filar (1)*

$RM(O)$ – rynek mocy odbiorców/prosumentów.

$RM(W)$ – rynek mocy wytwórców.

$BE(5)$ *Filar (2)*

$BE(5)$ – bilansowanie energii 5-minutowe (105120 bilansów w roku).

$ZOS(5) vs TP(TPA)$ *Filar (3)*

$ZOS(5)$ – zmienna opłata sieciowa 5-minutowa.

$TP(TPA)$ – taryfa przesyłowa (dystrybucyjna) na rynku TPA.

$DSM/DSR(O, P) \rightarrow TD \rightarrow NM(5) \rightarrow CCR vs RUS(WEK)$ *Filar (4)*

$DSM/DSR(O, P)$ – zarządzanie popytem i źródłami rozproszonymi (odbiorcy/prosumenci).

TD – taryfa dynamiczna.

$NM(5)$ – net metering 5-minutowy.

CCR – cenotwórstwo czasu rzeczywistego.

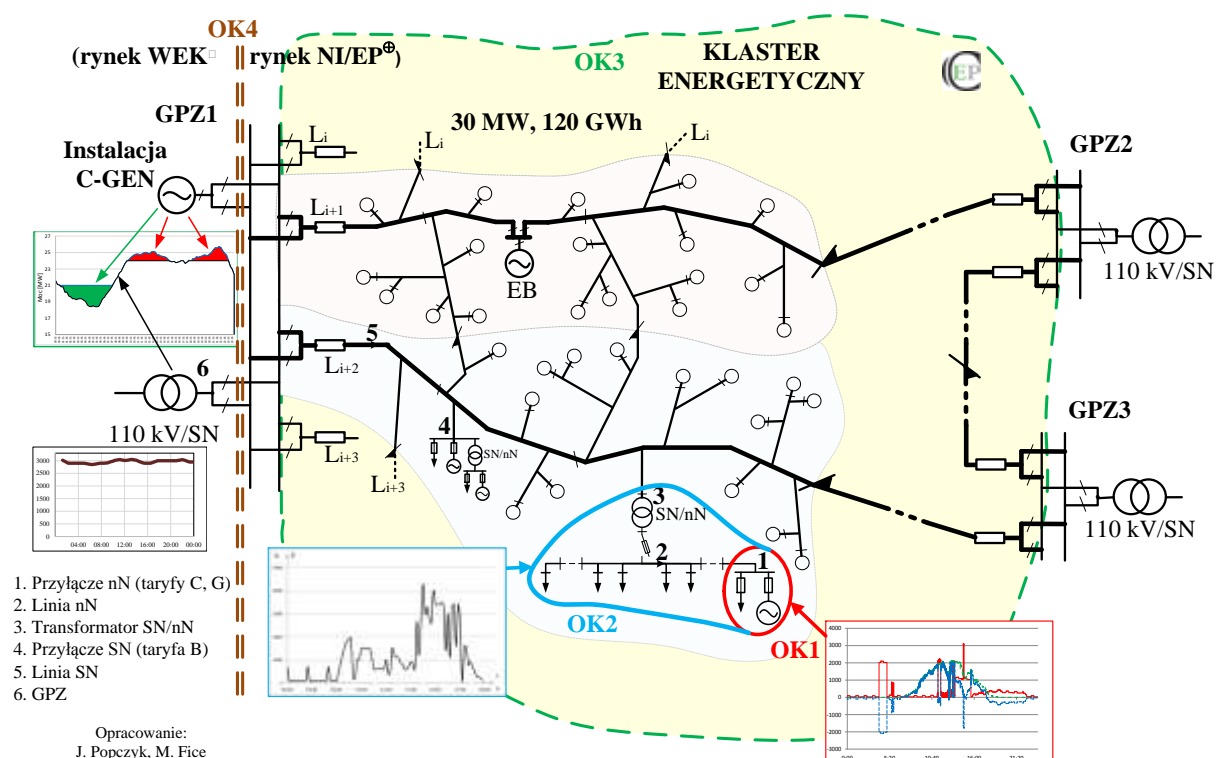
$RUS(WEK)$ – regulacyjne usługi systemowe w energetyce WEK.

Cenotwórstwo opłaty sieciowej (wraz z jej kalibrowaniem). Uzmiennienie opłaty sieciowej, jej dzielenie między wytwórców i odbiorców, wyłączenie z opłaty sieciowej składnika w postaci kosztów usług systemowych, a z drugiej strony włączenie kosztów niedostarczonej

energii, są zadaniami wymagającymi wielkiego nakładu prac na modele i obliczenia. Symulator hybrydowy, za pomocą którego zadania te są realizowane w CEP, jest symulatorem wykorzystującym środowisko programistyczne *LabVIEW* [13]. W symulatorze stosuje się w dużym stopniu heurystyczną technikę naśladowania technik opracowywania obecnych taryf dystrybucyjnych przez operatorów OSD.

Kluczową sprawą w modelowaniu jest zapewnienie dobrego odwzorowania długoterminowego procesu alokacji produkcji energii elektrycznej z wielkoskalowych źródeł WEK do segmentu źródeł w energetyce NI oraz EP. W wyniku tej alokacji będzie się zmieniać rola sieci elektroenergetycznych (będzie następować ich powolne zanikanie, czyli powolna autonomizacja gospodarki energetycznej prosumentów poprzez etap *semi off grid* do *off grid*).

Net metering i self dispatching – osłona kontrolna (bilansująco-regulacyjna). Obecne doświadczenia – zwłaszcza amerykańskie (USA) – podpowiadają, że narzędziami (mechanizmami), które umożliwią (przyspieszą) tworzenie modeli rynków regulacyjno-bilansujących NI/EP[⊕] na infrastrukturze sieciowej SN/nN będzie kilka kluczowych pojęć, z przynależnymi im rozwiązaniami. Szczególnie dwa z nich są ważne, zwłaszcza w kontekście niezwykle potrzebnej konsolidacji (w terminach metody nowej energetyki) pojęcia „parytet sieciowy” energetyki OZE.



Rys. 3. Infrastruktura SN/nN rynku NI/EP[⊕] w osłonie kontrolnej OK3 (klastra energetycznego)

Po pierwsze, jest to bardzo silny mechanizm taki jak *net metering*, który „pilotażowo” został zastosowany w ustawie OZE [5] w odniesieniu do źródeł prosumenckich o mocy do 40 kW. Mechanizm ten może mieć – będzie miał, jeśli tylko zostanie powszechnie wykorzystany –

podstawowe znaczenie w rynkowej (realizowanej za pomocą konkurencji) alokacji zasobów (w ekonomicznym wykorzystaniu istniejących sieci elektroenergetyki WEK). Z punktu widzenia budowania nowego rynku energii elektrycznej bardzo ważną sprawą będzie dopuszczenie do stosowania w klastrach energetycznych KE, przez operatorów OHT_{KE}, taryf dynamicznych na energię oraz dobre wykorzystanie współczynnika WNMW (NMW – *net metering* węzłowy), stanowiącego ekwiwalent opłaty dystrybucyjnej, jako wielkości „4-wymiarowej” [14]. Mianowicie, chodzi o współczynnik WNMW – a na osłonie kontrolnej OK3 klastra KE, rys. 3, współczynnik WNM_{KE} – jako wielkość: **1** - zróżnicowaną dla różnych prosumenckich technologii OZE z produkcją wymuszoną (w szczególności dla źródeł PV na jednym biegunie i na drugim biegunie dla mikroelektrowni biogazowych μ EB pracujących ze stałą mocą, niezdolnych do pracy w trybie bilansująco-regulacyjnym) oraz dla całego klastra KE (dla koordynatora KE), **2** - kalibrowanej/taryfowanej dynamicznie w czasie (w długiej perspektywie, w skrajnym wypadku aż do 2050 roku), np. na okresy 3-letnie, **3** – zmiennej w „przestrzeni” sieciowej, tzn. zróżnicowanej dla węzłów sieciowych (dla pewnych klas węzłów, w szczególności dla: przyłączy prosumenckich nN, stacji transformatorowych SN/nN, przyłączy prosumenckich SN, stacji transformatorowych 110 kV/SN, ..., rys. 3), w których *net metering* będzie stosowany, **4** – zróżnicowanej dla czasów rozliczeniowych *net meteringu* (pół roku, doba, godzina, 15 minut, 5 minut).

Drugim kluczowym rozwiązaniem/mechanizmem jest (prosumencki, przede wszystkim) *self dispatching* [14]. W tym wypadku chodzi znowu o rynkową alokację zasobów, mianowicie o ekonomiczne, realizowane za pomocą konkurencji, przemieszczanie usług systemowych, łącznie z regulacyjnymi, z poziomu operatora przesyłowego OSP aż na poziom prosumencki. O ile prosumenckie współczynniki WNMW są przypisane do fizycznych węzłów sieci rozdzielczej SN/nN (do węzłów przyłączeniowych prosumentów), to współczynnik WNM_{KE} jest współczynnikiem wirtualnego *net meteringu*, na osłonie bilansowej/kontrolnej klastra KE. Zarówno współczynniki prosumenckie WNMW, jak i klastrowy WNM_{KE}, stanowią przy tym niezwykle przejrzysty mechanizm rynkowy napędzający *self dispatching*. U prosumentów będzie to w szczególności *self dispatching* w postaci: najpierw systemu DSM/DSR, zarządzanego routerem OZE, a następnie dodatkowego wykorzystania akumulatora jako zasobnika (w miarę jak akumulatory będą wygrywały konkurencję z „magazynem” sieciowym). W całym klastrze KE będzie to z kolei *self dispatching* realizowany przez operatora OHT_{KE}.

Oczywiście, *net meteringu* i *self dispatchingu* nie da się skutecznie stosować bez rozwoju segmentów technologicznych 3 (zasobniki) i 4 (inteligentna infrastruktura). Na pewno poziom rozwoju technologii w tych dwóch segmentach umożliwi już efektywną zmianę struktury regulacyjno-bilansującej rynku energii elektrycznej, a tym samym ochronę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej bez powrotu do tradycyjnego rynku mocy, z wykorzystaniem natomiast partycypacji prosumenckiej, sprowadzającej się do lepszego zarządzania w sferze użytkowania energii elektrycznej (DSM/DSR) i jej produkcji, ale tylko w zakresie poniżej potrzeb własnych (czyli zamykającej się w prosumenckiej osłonie bilansowej/kontrolnej).

6. AUKCJE (mechanizm na rynku inwestycyjnym, powiązany z *net meteringiem* – zarządzanie bezpieczeństwem elektroenergetycznym)

W horyzoncie 2025, traktowanym jako horyzont wygaszania systemów wsparcia służących przebudowie energetyki, jest możliwe zorganizowanie nawet 20 aukcji (dwie aukcje rocznie) w dwóch obszarach, odpowiadającym właściwościami ustawie OZE [5] i ustawie o rynku mocy [6], odpowiednio. Ustawa OZE wprowadziła do polskiej praktyki aukcje na źródła rozproszone OZE, w tym w obszarze gospodarki odpadami. Potencjalna ustawa o rynku mocy powinna wprowadzić aukcje na DSM/DSR (w szczególności w segmentach zapotrzebowania kształtujących duże ryzyko deficytu mocy w KSE), na rewitalizację bloków węglowych 200 MW oraz na źródła rozproszone w obszarze dwóch restrukturyzacyjnych transferów paliwowych (gazu ziemnego i paliw transportowych). Oczywiście, uwzględniając obecną sytuację w polskiej elektroenergetyce wszystkie aukcje powinny być ukierunkowane przede wszystkim na ochronę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Na obecnym etapie rozwoju technologii energetycznych na świecie jest natomiast praktycznie już za późno na wykorzystanie wsparcia w energetyce do pobudzenia w Polsce innowacyjności twardej, czyli technologicznej (pewne, ograniczone, szanse są jeszcze w zakresie innowacyjności miękkiej).

Ustawa OZE – aukcje na źródła OZE. Poniżej przedstawia się propozycję realizacji, za pomocą aukcji oraz *net meteringu*, pięciu programów inwestycyjnych w źródła OZE, kluczowych w kontekście przebudowy rynku WEK[⊖] w rynki NI/EP[⊕].

1. Priorytetem inwestycyjnym w segmencie OZE, w kontekście ochrony bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski do 2020 roku, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] w energetyce EP (przez prosumentów) źródeł PV o łącznej mocy 2 tys. MW (moc jednostkowa źródła – źródło budynkowe do 40 kW). Realizację tego priorytetu należy zapewnić za pomocą *net meteringu* (jego konstrukcja i kalibracja są sprawą otwartą, w stosunku do rozwiązań wprowadzonych przez ustawę OZE).

2. Drugim programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2025, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] mikroźródeł biogazowych μ EB regulacyjno-bilansujących o łącznej mocy 1 tys. MW (moc jednostkowa źródła 10-40 kW) w energetyce EP/NI (przez prosumentów produkujących duże nadwyżki energii w stosunku do potrzeb własnych). Realizację programu należy zapewnić za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych spółdzielni energetycznych obejmujących stacje transformatorowe SN/nN zasilające linie nN (regulacje dotyczące spółdzielni energetycznych zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej spółdzielni energetycznej muszą być opracowane od podstaw).

3. Trzecim programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2030, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] elektrowni biogazowych EB regulacyjno-bilansujących o łącznej mocy 3 tys. MW (moc jednostkowa źródła 0,5-1 MW) w energetyce NI (przez niezależnych inwestorów). Realizację programu należy zapewnić za pomocą aukcji (stosowanych nie dłużej niż w horyzoncie 2025), a także za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN (regulacje dotyczące klastrów energii zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej klastra energii muszą być opracowane od podstaw).

4. Czwartym programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2035, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] elektrowni wiatrowych EW o łącznej mocy 2 tys. MW (moc jednostkowa źródła 2-3 MW) w energetyce NI (przez niezależnych inwestorów). Realizację programu należy zapewnić, tak jak w wypadku programu trzeciego, za pomocą aukcji (stosowanych nie dłużej niż w horyzoncie 2025), a także za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN (ustawowe regulacje odległościowe dotyczące elektrowni wiatrowych muszą być zmodyfikowane; regulacje dotyczące klastrów energii zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej klastra energii muszą być opracowane od podstaw).

5. Ważnym programem rozwojowym, który musi być realizowany równolegle z programami inwestycyjnymi OZE, p. 1 do 4, jest program integracji gospodarki odpadami z rynkami energii elektrycznej NI/EP[⊕]. Potencjał tej integracji, jest związany z zasobami „substratów” pochodzących z gospodarki odpadami, możliwych do wykorzystania w technologiach o dużym efekcie synergicznym. Jedną z tych technologii jest polska technologia C-GEN (nazwa własna). Jest to przy tym technologia wymagająca dopiero komercjalizacji (komercjalizacja jest osiągalna do 2020 roku). Wstępne oszacowania wskazują, że osiągalna (w horyzoncie 2030) roczna produkcja energii elektrycznej powiązana z gospodarką odpadami, to około 3 TWh.

Ustawa o rynku mocy – aukcje na DSM/DSR. Aukcje na DSM/DSR są praktycznie możliwe natychmiastowo w obszarze wielkiego przemysłu (wielkie przedsiębiorstwa przemysłowe są w pełni przygotowane do aukcji dających efekt redukcyjny zapotrzebowania na moc w KSE rzędu 2 tys. MW. Szacuje się tu, że aukcje w obszarze wielkiego przemysłu powinny być stosowane w horyzoncie 2020, w późniejszym okresie funkcje aukcji powinny być zastąpione przez taryfy dynamiczne i inne mechanizmy rynku CCR oraz przez prosumencki (w wielkim przemyśle) *net metering i self dispatching*. Dalej szacuje się, że w wypadku pozostałych odbiorców/prosumentów, przyłączonych do sieci SN/nN, jest już za późno DSM/DSR (nawet realizowany przez integratorów). Potencjał dyfuzji do tego obszaru bardziej zaawansowanych informatycznie mechanizmów cenotwórczych, takich jak *net metering i self dispatching*, uzasadnia przejście do ich wdrażania na rynku NI/EP[⊕] z pominięciem mechanizmów DSM/DSR (mechanizmy *net meteringu i self dispatchingu*, chociaż bardziej wymagające pod względem informatycznym, są na pewno prostsze i efektywniejsze od mechanizmów DSM/DSR w kontekście kosztów transakcyjnych).

Ustawa o rynku mocy – aukcje na rewitalizację bloków 200 MW. Wstępnie szacuje się, że aukcje w tym zakresie, zrealizowane/rozstrzygnięte do 2025 roku (zapewniające realizację całego programu rewitalizacji około 30 bloków 200 MW z wykorzystaniem wsparcia) mają w Polsce potencjał ochrony bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wystarczający (w powiązaniu z wszystkimi innymi rynkowymi mechanizmami) w horyzoncie 2055.

Ustawa o rynku mocy – aukcje w obszarze dwóch transferów paliwowych. Programem restrukturyzacyjnym o dużej wadze są dwa wielkie transfery paliwowe: gazu ziemnego oraz

paliw transportowych na rynki energii elektrycznej NI/EP[⊕] [5]. Transfery te będą się dokonywać wraz z elektryfikacją ciepłownictwa i transportu, i wraz z integracją gospodarki odpadami z rynkami NI/EP[⊕].

1. Potencjał pierwszego z tych transferów, to roczna produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego około 60 TWh. Z tego 40 TWh, to potencjał transferu gazu ziemnego z rynku produkcji ciepła w kotłach gazowych oraz z rynku budynkowej kogeneracji gazowej [17], ale także w źródłach *combi* z członem ciepłowniczym, na rynku WEK[⊖]. Dodatkowe 20 TWh, to transfer gazu ziemnego z rynku jego zastosowań procesowych w przemyśle chemicznym, w szczególności nawozów sztucznych. Ten transfer będzie możliwy, jeśli produkcja mocznika z gazu ziemnego w przemyśle chemicznym zostanie zastąpiona produkcją mocznika w instalacjach energetyczno-uzylizacyjnych, których przykładem jest technologia C-GEN (ale także inne, podobne, synergiczne technologie).

2. Drugi transfer na rynki NI/EP[⊕], związany z produkcją energii elektrycznej z paliw transportowych, jest możliwy dzięki mikro-źródłom wytwórczym, napędzanym między innymi silnikami dieslowskimi o sprawności około 45%; są to źródła o dużych możliwościach regulacyjno-bilansujących [18]. Potencjał rocznej produkcji z energii elektrycznej związanej z drugim transferem, to około 90 TWh. Realizację programu restrukturyzacyjnego (dwóch transferów paliwowych) należy umożliwić za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energetycznych, spółdzielni energetycznych, elektrowni wirtualnych i innych rozwiązań organizacyjno-technologicznych funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN; do realizacji programu mogą być wykorzystane także aukcje (jednak w okresie nie dłuższym niż do 2025 roku).

7. PRAWO (potrzeba koordynacji: nowelizacji ustawy OZE [5], nowej ustawy o rynku mocy [6] oraz unijnych propozycji dotyczących rynku energii elektrycznej [7])

W obszarze prawnym kluczem do nowego rynku energii są: nowelizacja ustawy OZE [5], nowa ustawa o rynku mocy [6] oraz dokument Komisji Europejskiej [7]. Wstępna analiza tak określonego obszaru ([5], [6], [7]) prowadzi do bardzo ważnych wniosków praktycznych dla Polski. W szczególności są to następujące wnioski, dotyczące strategicznego „zarządzania” przebudową (transformacją) rynku WEK[⊖] w rynki NI/EP[⊕], w części dotyczącej bloków węglowych (domena ustawy [6]); podkreśla się tu, że konieczność odstępstwa od programu energetyki jądrowej uznaje się tu jako sprawę bezdyskusyjną, nie wymagającą dodatkowej analizy).

1. Nie ma w KSE przestrzeni dla inwestycji w nowe bloki węglowe (dla których podstawę decyzyjną mogłyby stanowić regulacje [6]). Bloki węglowe istniejące i w budowie wystarczają z nadmiarem do pełnej ochrony bezpieczeństwa elektroenergetycznego w horyzoncie 2050. Wynika to z bilansu zapotrzebowania i bilansu zasobów wytwórczych bloków węglowych, zasygnalizowanych w p. 2 i 3.

2. Mianowicie, roczne zapotrzebowanie mocy elektrycznej w podstawie wynosi w KSE około 11 GW. Odpowiada temu roczne zużycie energii elektrycznej w podstawie wynoszące około 96 TWh, czyli prawie 80% całkowitego zapotrzebowania odbiorców (122 TWh). Zapotrzebowanie energii elektrycznej w podstawie tworzy maksymalne zapotrzebowanie na

produkcję z bloków węglowych, uwarunkowane względami ekonomicznymi. Zgodnie z tab. 3 w horyzoncie 2050 łączne zapotrzebowanie na energię elektryczną (ekwiwalentne względem wszystkich obecnych rynków końcowych – energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych – będzie wynosić 175 TWh. Zapotrzebowanie w podstawie (zresztą także ekwiwalentne zapotrzebowanie, to które tu zostało określone jako 175 TWh) będzie się kształtować w rzeczywistości dynamicznie w długim procesie interakcji rynkowych, stosownie do rozwoju technologii źródeł OZE, kondycji ekonomicznej Polski i zmian stylu życia społeczeństwa).

3. Rewitalizacja 30 bloków 200 MW (wydłużenie resursu technicznego bloku o 150 tys. godzin) w okresie do 2030 roku (zrealizowana na podstawie aukcji przeprowadzonych do 2025 roku) zapewnia skumulowane zasoby wytwórcze w horyzoncie 2055 rzędu 900 TWh. Zasoby wytwórcze bloków węglowych w budowie (4 bloki klasy 1000 MW każdy, resurs techniczny bloku, z uwzględnieniem potencjalnej rewitalizacji, 350 tys. godzin), to skumulowane zasoby około 1400 TWh w horyzoncie 2060. Skumulowane, jeszcze istniejące, zasoby wytwórcze nowych bloków węglowych, oddanych do eksploatacji w okresie ostatnich 8 lat (z uwzględnieniem potencjalnej ich rewitalizacji), to około 500 TWh w horyzoncie 2040. Razem, na potencjalne skumulowane zasoby wytwórcze na rynku WEK[⊖] składają się (tylko w trzech wymienionych grupach bloków): 12 tys. MW mocy zainstalowanej (około 10 tys. MW mocy dyspozycyjnej), osiągalna roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca około 85 TWh, całkowite skumulowane zasoby produkcyjne około 2800 TWh, do wykorzystania w horyzoncie 2060 (inną sprawą jest zapewnienie dostaw węgla do bloków w horyzoncie 2040, zwłaszcza brunatnego do bloków Pątnów 460 MW i Bełchatów 860 MW). Wykorzystanie tych zasobów, obciążonych dużym względnym śladem węglowym, jest potencjalnie możliwe w ramach marginesu (do 20%), który uwzględnia obecna unijna klimatyczno-energetyczna mapa drogowa 2050.

Przedstawione powyżej rekomendacje odnośnie miejsca elektroenergetyki węglowej (bloków węglowych) w procesie transformacyjnym całej polskiej energetyki uwiarygodniają ceny referencyjne energii elektrycznej ze źródeł OZE przedstawione w tab. 4. Podkreśla się, że w tabeli są uwzględnione źródła charakterystyczne dla rynków NI/EP[⊕], dla których krańcowa cena transformacyjna energii elektrycznej wynosi 620 PLN/MWh (vs 1000 PLN/MWh na rynku WEK[⊖]).

Tab. 4. Ceny referencyjne energii elektrycznej ze źródeł OZE, opracowanie własne (do opracowania wykorzystano dane URE)

Technologia	Cena, PLN/MWh
Źródło biogazowe o mocy < 1 MW	500
Źródło utylizujące odpady biodegradowalne o mocy < 50 MW	385
Źródło wiatrowe o mocy < 1 MW	415
Źródło wiatrowe o mocy > 1 MW	385
Źródła wodne o mocy < 1 MW	470
Źródła geotermalne energii elektrycznej	455
Źródła PV o mocy < 1 MW	465

Wykorzystanie *net meteringu* i *self dispatchingu* oraz rozwiązań takich jak klastry energetyczne, spółdzielnie energetyczne, elektrownie wirtualne do wspomaganie systemu aukcyjnego w horyzoncie 2025 jest ściśle związane z nową rolą sieci elektroenergetycznych na rynkach NI/EP[⊕]. Z technicznego punktu widzenia, sieci elektroenergetyczne na tych rynkach będą się zmieniały z sieci otwartych (jednostronnie zasilanych) w zwarte sieci zamknięte, z bardzo dużą liczbą przyłączonych źródeł nasyconych energoelektroniką, o właściwościach elektromagnetycznych (elektrodynamicznych) całkowicie różnych od właściwości dotychczasowych źródeł wytwórczych WEK. To będzie pociągać za sobą zmiany metod obliczeniowych w projektowaniu i w eksploatacji tych sieci, ale przede wszystkim zmianę zakresu ich wyposażenia w aparaturę łączeniową i w automatykę zabezpieczeniową. Wszystkie te zmiany (ich zapoczątkowanie jest konieczne od zaraz) przyspieszą bardzo cyfryzację sieci elektroenergetycznych na rynkach NI/EP[⊕].

Drugi obszar zmian w podejściu do roli sieci elektroenergetycznych na rynkach NI/EP[⊕], to ekonomika, związana z opłatami systemowo-sieciowymi. Punktem wyjścia do analizy potencjału tych zmian jest struktura ceny energii elektrycznej dla najbardziej liczego segmentu odbiorców, mianowicie, ludnościowego (taryfa G), czyli odbiorców o najmniejszym zużyciu energii elektrycznej. Wartości poszczególnych składników w łańcuchu taryfowym G (przeciętne dla kraju) są następujące, w PLN/MWh: zakup energii elektrycznej od wytwórców – 182, wartość praw majątkowych związanych ze wspieraniem OZEE – 23, wartość praw majątkowych związanych ze wspieraniem kogeneracji wykorzystującej metan kopalniany – 0,5, wartość praw majątkowych związanych ze wspieraniem efektywności energetycznej – 2,5, podatek akcyzowy – 20, koszty własne i marża sprzedawców – 53, opłata jakościowa OSP – 8,5, opłata przejściowa KDT – 5,0, koszty OSP (opłata stała i zmienna) – 29, koszty OSD (opłata stała i zmienna) – 184, podatek VAT – 116 (razem 624 PLN/MWh). Przedstawiona struktura wskazuje jednoznacznie na monopolistyczno-polityczny charakter struktury ceny energii elektrycznej, blokujący rozwój konkurencji. *Net metering* i *self dispatching* mają potencjalną siłę przełamania tego ograniczenia.

8. POLITYKA (doktryna energetyczna, przejście od modelu egzogenicznego energetyki w gospodarce do endogenicznego)

Doktryna. Uznając, że:

1. przebudowa energetyki na świecie, ma charakter strukturalny i jest nieuchronna, jednocześnie podlega jednak skutkom bardzo zróżnicowanych uwarunkowań globalnych i jest spowalniana przez zróżnicowane interesy państw (regionów),
2. UE w przebudowie energetyki widzi sposób na uwolnienie się od paliw kopalnych, poprawę bilansu płatniczego i zapewnienie sobie bezpieczeństwa energetycznego w oparciu o własne zasoby, a także główny czynnik kreowania swojej globalnej przewagi technologicznej (konkurencyjnej), i realizuje w związku z tym historyczny program publicznego wsparcia transformacji energetyki korporacyjnej w prosumencką (i demokratyczną),
3. Polska ma komplet uwarunkowań pozwalających wykorzystać światowe zmiany i unijną strategię do rozwiązania trudności restrukturyzacyjnych w energetyce (łącznie z górnictwem), i przede wszystkim do stworzenia długoterminowych perspektyw zrównoważonego rozwoju społeczno-gospodarczego kraju,

ogłasza się¹ doktrynę energetyczną, która orzeka:

1. w horyzoncie 2020, traktowanym w kontekście globalnych procesów społeczno-gospodarczych, nastąpi wyłączenie polskiej energetyki (wszystkich obecnych sektorów energetycznych) ze sfery specjalnych wpływów politycznych, w szczególności ze sfery działań na rzecz stosowania ustaw specjalnych oraz na rzecz odstępstw (w postaci derogacji) od unijnych regulacji antymonopolowych i dotyczących pomocy publicznej (naruszającej konkurencję); to oznacza, że energetyka będzie funkcjonować na podstawie regulacji obowiązujących na otwartych rynkach, silnie konkurencyjnych,
2. horyzont 2020, traktowany w kontekście końca unijnego okresu budżetowego (dedykowanego w istotnym stopniu przebudowie energetyki), jest granicznym horyzontem wygaszania nowych systemów ulg (w zakresie ponoszenia kosztów zewnętrznych) dla wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (WEK) i wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (OZE); ulgi przyznane przed 2020 rokiem będą, zgodnie z prawem, w pełni respektowane przez kolejne rządy ponad podziałami politycznymi,
3. niezależni inwestorzy (NI) z obszaru przedsiębiorstw MSP oraz energetyka prosumencka (EP) rozciągnięta na całą gospodarkę (w tym na samorządy i przemysł) są głównymi gwarantami rynkowych mechanizmów kształtowania bezpieczeństwa energetycznego; w szczególności niezależni inwestorzy, jako pretendenci do rynku usług energetycznych, są gwarancją otwarcia się energetyki na przełomową innowacyjność technologiczną („twardą”) i organizacyjną („miękką”), a prosumenci sami dla siebie są gwarancją bezpieczeństwa energetycznego, co pod względem technicznym jest już możliwe z uwagi na szokowy rozwój nowych technologii (energetycznych i wokół-energetycznych), stanowiących innowacje przełomowe.

¹ Tu, na razie, tylko w postaci ćwiczenia intelektualnego, jako podstawy pozwalającej przejść do *Spolecznej doktryny energetycznej Polski 2050*.

Rada Bezpieczeństwa Energetycznego. Uznając, że bezpieczeństwo energetyczne (powszechna dostępność energii elektrycznej, energii transportowej i ciepła) jest zbyt ważnym czynnikiem gospodarczym i całego dobrostanu społecznego, aby pozostawić je bezbronny wobec wrogich sił spekulacyjnych ustanawia się ponad podziałami politycznymi Radę Bezpieczeństwa Energetycznego (RBE), której zadaniem jest monitorowanie (zestandaryzowanych) wskaźników bezpieczeństwa energetycznego i rekomendowanie rządowi na tej podstawie adekwatnych decyzji wdrożeniowych wybranych z pakietu trójstopniowych działań ubezpieczających i/lub pobudzających (w postaci programów okołoenerygetycznych, o charakterze rynkowym).

1. Na pierwszym poziomie jest wskaźnik bezpieczeństwa operacyjnego (wynik zintegrowanych analiz technicznych rynków energii elektrycznej, ciepła i energii transportowej); na podstawie monitoringu tego wskaźnika ogłaszane są zestandaryzowane, publiczne komunikaty RBE, kierowane przede wszystkim do społeczeństwa (zwłaszcza do prosumentów), do inwestorów NI i do przedsiębiorstw z obszaru energetyki WEK, a ponadto ogłaszane są zestandaryzowane propozycje rekomendacji adekwatnych (wyprzedzających) regulacji prawnych kierowane do rządu,

2. Na drugim poziomie jest wskaźnik w postaci ryzyka wystąpienia *stranded costs*, czyli kosztów osieroconych (wynik koordynacyjnych analiz statystycznych istniejących zasobów w obszarze całej energetyki WEK); na podstawie monitoringu tego wskaźnika ogłaszane są zestandaryzowane, publiczne komunikaty RBE, kierowane przede wszystkim do przedsiębiorstw z obszaru energetyki WEK,

3. Na trzecim poziomie jest wskaźnik w postaci ryzyka niewykorzystania szans rozwojowych (gospodarczych, społecznych) kraju związanych z potencjałem innowacyjności w sferze przebudowy energetyki (wynik antycypacyjnych badań modelowych); na podstawie monitoringu tego wskaźnika ogłaszane są zestandaryzowane, publiczne komunikaty RBE, kierowane przede wszystkim do inwestorów NI oraz do społeczeństwa (do prosumentów).

Źródła:

- [1] Popczyk J. *Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki)*. Skrypt na prawach rękopisu. Politechnika Śląska, Gliwice 2006.
- [2] Popczyk J. *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego*. Ostatnia, piąta wersja – 6.05.2016 (pierwsza wersja – 20.02.2015). Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl. Ostatnia wersja jest także dostępna jako artykuł (str. 149-182) w monografii *Cyfryzacja gospodarki i społeczeństwa – szanse i wyzwania dla sektorów infrastrukturalnych*. Europejski Kongres Finansowy. Gdańsk 2016.
- [3] Popczyk J. *Doktryna energetyczna*. Ostatnia, trzecia wersja – 31.12.2015 (pierwsza wersja – 10.09.2014). Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [4] Popczyk J., Wójcicki R., Małyszczak M., Kordas Ł. *E7 – GLOBALNA PRZEBUDOWA ENERGETYKI W PERSPEKTYWIE SIEDMIU KRAJÓW/REGIONÓW (USA, Chiny, Niemcy, Indie, Japonia, UE i Afryka*

- Subsaharyjska) i wnioski oraz propozycje dla Polski. Datowanie: 11.10.2016. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.*
- [5] Ustawa OZE, obowiązująca od 1 lipca 2016 r.
- [6] *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy.* Ministerstwo Energii. Warszawa, 30 września 2016 r.
- [7] *Ocena wpływu regulacji prawnych trzeciego pakietu liberalizacyjnego na przebudowę rynku energii elektrycznej w UE* (tytuł opisowy, JP). Dokument zespołu roboczego Komisji Europejskiej w postaci projektu, przed nadaniem mu oficjalnego charakteru).
- [8] *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju.* Projekt do konsultacji społecznych. Ministerstwo Rozwoju. Warszawa, 29 lipca 2016 r.
- [9] Szargut J. *Termodynamika techniczna.* Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2011.
- [10] Mejro Cz. i inni. *Wybrane problemy rozwoju energetyki w Polsce do roku 2000.* Polska Akademia Nauk – Komitet Przestrzennego Zagospodarowania Kraju. Studia, Tom LIII. PWN, Warszawa 1975.
- [11] 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.
- [12] Popczyk J. *Postprzemysłowa energetyka – piąta fala innowacyjności.* Wykład inauguracyjny (rok ak. 2009/2010) w Politechnice Śląskiej. Gliwice, październik 2009. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [13] Bodzek K. *Analiza symulacyjna możliwości pracy samowystarczalnego klastra energetycznego.* Datowanie: 5.09.2016. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [14] Popczyk J. *Klustry energetyczne – tak. Energetyka jądrowa i rynek mocy – nie. Nowy rynek energii elektrycznej – tak, na ten jest już najwyższy czas !!!* Datowanie: 8.08.2016. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [15] *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka.* Pod redakcją profesora Lucjana Nehrebeckiego. WNT, Warszawa 1992.
- [16] Popczyk J. *Szok przyszłości w doświadczeniu elektroenergetyków* (str. 13-58). Publikacja Polskiej Akademii Nauk (Komitet Elektrotechniki – Sekcja Systemów Elektroenergetycznych). Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 202.
- [17] Popczyk J., Wałek T., Kaleta P., Juszczak J., Skrzypek A. *Referencyjne zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w prosumenckiej energetyce budynkowej.* Datowanie: 24.03.2014. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [18] Popczyk J. *Czy chcemy mieć polski samochód elektryczny na węgiel?*

Datowanie RAPORTU: 7.11.2016. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.