

Rola i perspektywy energetyki prosumenckiej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w szczególności w kontekście stanu technicznego sieci niskiego napięcia (nN) i ustawy OZE

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk

Wprowadzenie

1. Pojęcie energetyki prosumenckiej (EP) jest na razie niejednoznacznie rozumiane. Powszechnie jest ono redukowane do segmentu ludnościowego. Autor niniejszego Raportu rozciąga potencjał energetyki EP na całą obecną elektroenergetykę WEK (wielkoskalowa elektroenergetyka korporacyjna). Zatem w energetyce EP może się znaleźć potencjalnie każdy obecny odbiorca energii elektrycznej (od Kowalskiego po KGHM) po przekształceniu w prosumenta, który spełnia wymagania definicji przedstawionej w [1] (patrz: Przywołane źródła na końcu Raportu).
2. Zakres Raportu uwzględnia energetykę EP możliwą do budowania na infrastrukturze sieciowej nN. Jednak zrozumienie mechanizmów, które powinny „rządzić” tym segmentem energetyki, nie jest w pełni możliwe bez zarysu znajomości segmentacji (podmiotowej i przedmiotowej) całej energetyki EP. Dlatego taka segmentacja, bardzo uproszczona, pokazująca jednak całkowity (w tendencji) potencjał energetyki prosumenckiej, została przedstawiona poniżej, w postaci odrębnej, krótkiej części Raportu.
3. Oprócz segmentacji energetyki EP przedstawione zostały, z podobnych powodów i w podobny sposób, dwa inne zagadnienia. Po pierwsze, krótka charakterystyka sieci rozdzielczych, jako infrastruktury technicznej, stanowiącej krytyczny warunek rozwoju partycypacji prosumenckiej w energetyce. Po drugie, krótka charakterystyka rynku energii elektrycznej: istniejącego i tego, który trzeba pilnie ukształtować, i który różni się od obecnego w sposób fundamentalny.
4. Raport uwzględnia środowisko regulacyjne w postaci ustawy OZE, która weszła w życie 1 lipca 2016 r. Najważniejszą regulacją tej ustawy z punktu widzenia analiz przeprowadzonych w Raporcie jest *net metering* dla prosumenckich źródeł OZE ze współczynnikiem rozliczeniowym 0,8 w przypadku źródeł do 10 kW oraz 0,7 dla źródeł większych (do 40 kW).

CAŁKOWITY (W TENDENCJI) POTENCJAŁ ENERGETYKI EP W ŚWIETLE JEJ SEGMENTACJI PODMIOTOWEJ I PRZEDMIOTOWEJ

Segmentacja „3x4” energetyki EP została przedstawiona w [2]. Segmentacja ta obejmuje 3 segmenty, każdy z segmentów obejmuje z kolei 4 podsegmenty.

Segment 1. Właściciele domów, gospodarstw rolnych, wspólnoty mieszkaniowe, „administratorzy” budynków (energetyka budynkowa)

PME 1 (prosumencka mikroinfrastruktura energetyczna): 70 tys. nowych domów budowanych rocznie, 6 mln domów (w miastach i na obszarach wiejskich) do modernizacji – wielki potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne; pompy ciepła; układy hybrydowe μ EW (mikroelektrownie wiatrowe)-źródło PV-akumulator; smart EV (*electric vehicle*).

PME 2: 130 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych) – potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, źródła PV, a także na usługi *car sharing*.

PME 3: 14 tys. szkół podstawowych, 6 tys. gimnazjów, 11 tys. szkół ponadgimnazjalnych, 750 szpitali, 2,5 tys. urzędów gmin/miast (rynk popytowe związane z energetyką budynkową w tym przypadku będą kreowane przez gminy, por. PISE 3 i PISE 4).

PME 4: 115 tys. gospodarstw rolnych małotowarowych – wielki potencjalny rynek popytowy na μ EB (mikroelektrownie biogazowe), inaczej mikrobiogazownie rolniczo-utylicacyjne o jednostkowej mocy elektrycznej 10-40/50 kW; 105 tys. gospodarstw rolnych „socjalnych” – potencjalny rynek popytowy na układy hybrydowe (μ EW-źródło PV-akumulator).

Segment 2. Samorządy, spółdzielnie (energetyka lokalna, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, lokalne sieci)

PISE 1 (prosumencka inteligentna sieć energetyczna): 4 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 130 osiedli deweloperskich – wielki potencjalny rynek popytowy na: usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, kolektory słoneczne, pompy ciepła, źródła PV, zintegrowane liczniki inteligentne przeznaczone do rozliczeń wszystkich rodzajów energii/mediów; wielki potencjalny rynek podaży na usługi/produkty „pakietowe” (dostawca-integrator energii elektrycznej i gazu, wody, Internetu, programów telewizyjnych) dla mieszkańców; potencjalny rynek popytowo-podażowy na usługi *car sharing*.

PISE 2 (ARE – autonomiczny region energetyczny): 43 tys. wsi, a dodatkowo 13,5 tys. przyległych kolonii, przysiółków i osad – wielki potencjalny rynek na małe, o jednostkowej mocy elektrycznej 100÷200 kW, źródła EB (elektrownie biogazowe), inaczej biogazownie rolniczo-utylicacyjne.

PISE 3: 1600 gmin wiejskich i 500 gmin wiejsko-miejskich – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, pompy ciepła, źródła PV; wielki potencjalny rynek popytowy na duże, o jednostkowej mocy elektrycznej 0,5÷1 MW, źródła EB, czyli biogazownie rolniczo-utylicacyjne; potencjalny rynek podaży-popytowy na minirafinerie rolnicze o rocznej wydajności rzędu 1 tys. ton biopaliw (drugiej generacji); potencjalny rynek podaży-popytowy na usługi *car sharing* dla gminy.

PISE 4 (smart city): 400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, a także rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy istnieje potencjalny rynek popytowy na urządzenia/instalacje takie jak: instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, spalarnie śmieci; przede wszystkim jednak istnieje wielki potencjalny rynek podaży-popytowy na usługi *car sharing* (dla całego miasta).

Segment 3. Przedsiębiorcy, infrastruktura PKP (autogeneracja, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, sieci przemysłowe, sieć energetyczna PKP; „energetyka przemysłowa”)

AG 1 (autogeneracja w hipermarketach, biurach, hotelach): 350 hipermarketów, 800 biurów, 2 tys. hoteli – potencjalny rynek popytowy na trójgenerację gazową, pompy ciepła, źródła PV, *car sharing*.

AG 2 (autogeneracja u przedsiębiorców – małe i średnie przedsiębiorstwa): 1,8 mln przedsiębiorców – potencjalny rynek popytowy na kogenerację i trójgenerację gazową, źródła PV, smart EV.

AG 3 (autogeneracja w transporcie kolejowym – PKP Energetyka): udział transportu kolejowego w rynku popytowym energii elektrycznej to około 2,5% zużycia krajowego – potencjalny rynek popytowy na urządzenia dla energetyki budynkowej (stacje, przystanki kolejowe) takie jak: źródła wytwórcze gazowe, pompy ciepła, źródła PV, układy hybrydowe (μ EW-źródło PV-akumulator).

AG 4 (autogeneracja w przemyśle – wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe: górnictwo, hutnictwo, część przemysłu chemicznego, część przemysłu maszynowego, część przemysłu budowlanego): około 50% krajowego zużycia energii elektrycznej – wielki potencjalny rynek redukcji zużycia ciepła (w tym odzysku ciepła odpadowego) i energii elektrycznej w procesach technologicznych, wielki potencjalny rynek popytowy na kogenerację gazową, potencjalny rynek popytowy na duże źródła PV i wiatrowe.

Podmiotowa segmentacja energetyki EP może/powinna być jednym z najsilniejszych kryteriów służących do tworzenia regulacji w obszarze źródeł OZE i ogólnie na współczesnym rynku energii elektrycznej. Chodzi przy tym o strukturalne odwrócenie głównego procesu dostosowawczego. Obecnie źródła OZE oraz inteligentną infrastrukturę i model partycypacji prosumenckiej dostosowuje się, w sferze regulacyjnej, do starego rynku. Jest to w interesie sojuszu polityczno-korporacyjnego stanowiącego podstawę energetyki WEK, ale ze szkodą dla efektywności rynkowej alokacji zasobów (stanowiącej najbardziej ogólny sens każdego rynku). Ten stan rzeczy trzeba odwrócić. Trzeba mianowicie zmienić rynek: dostosować go do nowych technologii i do modelu partycypacji prosumenckiej. W tym celu trzeba całkowicie zmienić opłatę sieciową (przesyłową, dystrybucyjną).

Krótką charakterystyka elektroenergetycznych sieci rozdzielczych jako infrastruktury technicznej, stanowiącej krytyczny warunek rozwoju partycypacji prosumenckiej w energetyce

Z punktu widzenia perspektyw rozwojowych energetyki EP kluczowe znaczenie ma stan techniczny i „ekonomika” sieci rozdzielczych. W energetyce WEK sieci te były zawsze rozwijane od góry w dół: największą wagę przywiązywano do rozwoju sieci 110 kV, następne w rankingu priorytetów inwestycyjnych były sieci SN (15 kV, w miastach 20 kV), a na końcu dopiero sieci nN (230/400 V). Badanie perspektyw rozwojowych energetyki EP wymaga odwrócenia podejścia do sieci rozdzielczych, mianowicie trzeba się nimi zajmować od dołu w górę. Przy tym w przypadku sieci nN i SN trzeba uwzględnić zasadniczą różnicę właściwości strukturalnych i stanu technicznego oraz „ekonomiki” sieci miejskich i wiejskich nN, a jeszcze bardziej sieci SN. Poniżej przedstawiono charakterystykę sieci nN oraz SN na obszarach wiejskich, bo te stanowią potencjalnie „kolebkę” energetyki prosumenckiej w Polsce. Jest to charakterystyka przedstawiona za raportem [3]. Podane oszacowania mają charakter autorski. Do ich wykonania zostały wykorzystane zróżnicowane materiały źródłowe (zweryfikowane przez autora oszacowań), w tym w szczególności dane zamieszczone w książce [4].

Uwarunkowania rozwoju energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich w kontekście elektroenergetycznych sieci rozdzielczych. Niska gęstość powierzchniowa obciążenia, wyrażana w MWh/(km²·rok), powoduje strukturalną nieefektywność reelektryfikacji „sieciorowej” terenów wiejskich – ogólnie na świecie (najbardziej charakterystycznym przykładem jest historyczny model autonomicznych źródeł wytwórczych w rolnictwie amerykańskim, w przeszłości głównie w postaci agregatów prądowórczych zasilanych olejem napędowym i minielektronii wiatrowych). Krótka charakterystyka sieci rozdzielczych na obszarach wiejskich w Polsce jest następująca.

1. Długość linii nN – 260 tys. km (65% łącznej długości wszystkich krajowych linii nN; przy tym udział wiejskich linii napowietrznych nN w krajowych sieciach napowietrznych wynosi aż 82%, a kablowych tylko 20%).
2. Długość linii SN – 210 tys. km (75% łącznej długości wszystkich krajowych linii SN; przy tym udział wiejskich linii napowietrznych SN w krajowych sieciach napowietrznych wynosi aż 90%, a kablowych zaledwie 13%).
3. Liczba stacji transformatorowo-rozdziałczych SN/nN – 150 tys. (70% ogólnej liczby stacji SN/nN w kraju; przy tym przeciętna wartość mocy znamionowej wiejskiej stacji/transformatora wynosi 100 kVA i jest ponad 3-krotnie mniejsza od przeciętnej mocy znamionowej stacji miejskiej – 330 kVA).
4. Liczba odbiorców (domów/gospodarstw) zasilanych z jednej stacji wiejskiej wynosi około 25 (około 100 mieszkańców) i jest 4-krotnie mniejsza niż liczba odbiorców (w tym przypadku głównie mieszkań) zasilanych z jednej stacji miejskiej.
5. Przeciętne wskaźniki charakteryzujące (poza rozległymi awariami sieciowymi) zawodność zasilania odbiorców z sieci wiejskich: roczna liczba przerw wynosi 5-10 (liczba 20 również nie jest rzadkością), czas trwania pojedynczej przerwy wynosi 2-3 godziny; syntetyczny wskaźnik nieciągłości zasilania rozumiany jako prawdopodobieństwo braku zasilania w czasie wynosi natomiast $(1-2) \cdot 10^{-4}$ – jest to wskaźnik około 5-krotnie gorszy (większy) niż w przypadku sieci miejskich (wskaźnik $50 \cdot 10^{-4}$ jest traktowany jako jeszcze dopuszczalny).
6. Rozległe awarie sieciowe stają się coraz większym problemem na obszarach wiejskich. Przykładami są: kilkunastogodzinne przerwy zasilania, które dotknęły 700 tys. mieszkańców Mazowsza i północno-wschodniej części kraju – październik 2009; kilkudziesięciogodzinne przerwy zasilania, odczuło je 120 tys. mieszkańców Małopolski i Śląska, oraz dwutygodniowe, które objęły 20 tys. mieszkańców Śląska – styczeń 2010; kilkunastogodzinne i dłuższe przerwy dotyczące ponad 20 tys. mieszkańców północno-zachodniej części kraju – grudzień 2010; kilkunastogodzinne i dłuższe przerwy zasilania, odczuło je 500 tys. mieszkańców kraju, głównie na Pomorzu, Pomorzu Zachodnim oraz w Wielkopolsce – grudzień 2013; kilkunastogodzinne i dłuższe przerwy dotyczące ponad 20 tys. mieszkańców Podhala, głównie Zakopanego i okolic – grudzień 2013; i wiele innych.
7. Stopień umorzenia sieci (linie, transformatory): linie SN – około 55%, linie nN – około 50%, transformatory SN/nN – około 55% (w przypadku miejskich sieci stopień umorzenia wynosi: 40%, 45%, 55%, odpowiednio). Taki stan jest wśród elektroenergetyków powszechnie traktowany jako krytyczny i jest wykorzystywany do postulowania wielkich i natychmiastowych inwestycji sieciowych na obszarach wiejskich. Autor Raportu ma jednak świadomość, że inwestycje te są niemożliwe (operatorzy systemu dystrybucyjnego OSD nie dysponują wystarczającym kapitałem do ich zrealizowania), a jeszcze ważniejsze – są

nieracjonalne (prowadziłyby do wielkich *stranded costs*). Rozwiązanie, które jest postulowane i stanowi podstawę analiz prowadzonych w Raporcie, polega na propozycji wytworzenia środowiska regulacyjnego umożliwiającego konkurencję między inwestycjami w tradycyjną sieć oraz inwestycjami w źródła OZE i inteligentną infrastrukturę towarzyszącą (DSM/DSR, zasobniki energii), czyli umożliwiającego prosumetom, w tendencji, zaopatrywanie się w energię elektryczną (ciepło i energię transportową) według modelu *off grid*.

Zasadniczy wniosek wynikający z przedstawionych uwarunkowań. Efektywność ekonomiczna fundamentalna przebudowy elektroenergetyki wielkoskalowej w energetykę prosumencką (rozproszoną) – nawet rozpatrywana w tradycyjnych kategoriach – jest na obszarach wiejskich zdecydowanie większa niż na obszarach miejskich. Dlatego na obszarach wiejskich należy ją pobudzić w pierwszej kolejności. Ten kluczowy wniosek znajduje uzasadnienie w faktach, którymi są:

1. Nieadekwatność zasilania obszarów wiejskich w energię elektryczną w stosunku do potrzeb potencjalnych inwestorów zainteresowanych inwestowaniem na tych obszarach (niska jakość zasilania, brak możliwości przyłączania nowych odbiorców) oraz wynikająca stąd niekwestionowana potrzeba reelektryfikacji wsi i przede wszystkim rolnictwa, jako warunek jego restrukturyzacji i modernizacji.
2. Większa efektywność i skuteczność reelektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą energetyki prosumenckiej, w porównaniu z reelektryfikacją „sieciową”, co wynika bezpośrednio ze strukturalnej nieefektywności elektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą dotychczasowych technologii sieciowych oraz z osiągniętego już poziomu rozwoju prosumenckich technologii energetycznych.
3. Rozwój energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich jest dla Polski najefektywniejszym sposobem realizacji celów Pakietu 3x20. Wykorzystanie tego sposobu jest bardzo ważne z punktu widzenia potrzeby odwrócenia destrukcyjnych skutków dotychczasowego sposobu realizacji celów Pakietu (w szczególności za pomocą współspalania, przy całkowitym pominięciu możliwości realizacji celów za pomocą prosumenckich źródeł ciepła).
4. Rozwój energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich jest dla Polski najefektywniejszym sposobem (pod względem wykonalności w ogóle i pod względem ekonomicznym w szczególności) realizacji celu cywilizacyjnego w odniesieniu do 15 mln ludzi w Polsce (rewitalizacja zasobów budynkowych i trwałe wejście w model społeczny zrównoważonego rozwoju energetyczno-środowiskowego; trwałe wejście w model ekonomiczny zdyspersyfikowanego rozwoju rolniczo-energetycznego; trwałe wejście w obszar technologii *smart grid*: teleinformatycznych, internetowych; trwałe wejście w obszar prosumenckich łańcuchów wartości i na związany z nimi rynek innowacyjnych usług).
5. Przy tym trzeba uwzględnić, że w przypadku energii elektrycznej samowystarczalność prosumencka oznacza zarazem ogólną zasadę ograniczenia podaży do poziomu popytu, albo niewielkie tylko przekroczenie popytu przez podaż (praktyczne procedury stosowania tej ogólnej zasady muszą mieć podstawy w analizach rozptylowych energii elektrycznej wykonanych dla indywidualnych/modelowych linii nN; z takich analiz powinny wynikać regulacje prawne – ustawa OZE – dotyczące mechanizmu *net metering*).

Krótką charakterystyka rynku energii elektrycznej: istniejącego i tego, który trzeba pilnie ukształtować, i który różni się od obecnego w sposób fundamentalny

Koncepcyjne podstawy rynku funkcjonującego w Polsce tworzone były w ramach reformy ustrojowej. W elektroenergetyce była to reforma decentralizacyjno-rynkowa przeprowadzona w pierwszej połowie lat 90. ubiegłego wieku, kiedy praktycznie nie było jeszcze Internetu. Nowe technologie OZE oraz inteligentna infrastruktura (wykraczająca daleko poza Internet), a także partycypacja prosumencka wymagają całkowicie nowego rynku energii elektrycznej [5], bardzo heterogenicznego, jednak poddającego się pewnej ograniczonej integracji za pomocą inteligentnej infrastruktury (daleko wykraczającej poza licznik „inteligentny” rozumiany w sposób charakterystyczny dla operatorów, w szczególności dystrybucyjnych, w energetyce WEK).

W ramach reformy decentralizacyjno-rynkowej (lata 1990-1995) kluczowe znaczenie miało zastosowanie rozwiązań i wykreowanie mechanizmów uwalniających polską elektroenergetykę (sektor): po pierwsze – od podporządkowania polityczno-technicznego (w szczególności od rozwiązań i mechanizmów funkcjonujących w ramach Systemu POKÓJ, czyli w połączonym systemie obejmującym system ZSRR na obszarze obecnej Ukrainy oraz systemy krajów Europy Środowej); po drugie – od pełnego monopolu techniczno-organizacyjnego, w ramach którego istniały: PDM (Państwowa Dyspozycja Mocy), rachunek wyrównawczy (ceny transferowe między przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi), taryfy urzędowe (i subsydiowanie skrośne między grupami odbiorców), wreszcie państwowe inwestycje centralne. W 1995 r., na koniec reformy, krajowy system elektroenergetyczny (KSE) pracował już w zachodnioeuropejskim systemie UCPE (infrastruktura elektroenergetyczna była pierwszą kluczową infrastrukturą włączoną w przestrzeń ekonomiki i bezpieczeństwa europejskiego).

Ponadto, od początku 1995 r. zaczął funkcjonować hurtowy rynek energii elektrycznej; prace nad modelem tego rynku, skoncentrowane w Polskich Sieciach Energetycznych (PSE), rozpoczęły się już w 1993 r., a opracowany model był w pełni zgodny z generalnymi założeniami reformy decentralizacyjno-liberalizacyjnej. Podstawowymi mechanizmami wdrożonego rynku hurtowego były: 1° – taryfa hurtowa między PSE i spółkami dystrybucyjnymi, jednolita dla 33 spółek dystrybucyjnych, przenosząca prawidłowo strukturę kosztów wytwarzania energii elektrycznej poprzez zróżnicowanie stawek za energię elektryczną w trzech strefach doby (szczyt wieczorny, szczyt ranny, pozostała część doby) w dniach roboczych i świątecznych oraz w sezonach zimowym i letnim; 2° – opłata przesyłowa, na którą składały się: opłata za korzystanie z systemu przesyłowego (sterowanie systemem, przyłączenie do systemu przesyłowego, infrastruktura przesyłowa) oraz opłata za straty przesyłowe; 3° – kontrakty długoterminowe (KDT) między PSE i wytwórcami; były to kontrakty zapewniające warunki finansowania strategii rewitalizacyjnej najstarszych zasobów wytwórczych w KSE, w szczególności wymiany wyeksploatowanych bloków wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach (w koncepcji reformy realizowanej w latach 1990-1995 segment kontraktów KDT miał osiągnąć udział wynoszący 20% w całym rynku wytwarzania energii elektrycznej – ograniczenie segmentu KDT do takiego udziału miało na celu ochronę mechanizmów konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej; w kolejnych latach, w ramach programowego odchodzenia od założeń prokonkurencyjnej reformy 1990-1995, udział segmentu KDT został zwiększony do ponad 80% całego rynku wytwórczego); 4° – kontrakty średnioterminowe (między PSE i wytwórcami),

stabilizujące rynek paliwowy dla potrzeb produkcji energii elektrycznej; 5° – bardzo innowacyjnym mechanizmem była wdrożona reguła kosztów unikniętych przy zakupie od elektrociepłowni („zawodowych”) energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu. W 1995 r. oprócz wdrożonych mechanizmów bardzo zaawansowane były prace nad takimi mechanizmami jak: 6° – rynek giełdowy; w ogólnej koncepcji rynek ten dopełniał rynki: kontraktów długoterminowych (inwestycyjnych) i kontraktów średnioterminowych (modernizacyjnych, realizowanych w sferze działań eksploatacyjnych), w 1995 r. planowane było szybkie wdrożenie rynku giełdowego, jako mechanizmu zapewniającego przyspieszenie konkurencji; 7° – zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróżnicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych – mianowicie taryf zapewniających pokrycie rzeczywistych kosztów, czyli taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

Następnym istotnym impulsem rozwojowym rynku energii elektrycznej było uchwalenie ustawy Prawo energetyczne (ustawa, nad którą prace rozpoczęły się już w 1991 r., weszła w życie w 1997 r.) i powołanie Prezesa URE (czerwiec 1997 r.). Znaczenie ustawy w pierwszym okresie jej funkcjonowania (do 2000 r.) polegało na tym, że zapewniała ona zgodność dalszego (po 1995 r.) rozwoju polskiego rynku energii elektrycznej z pierwszą dyrektywą liberalizacyjną dotyczącą unijnego rynku energii elektrycznej, mianowicie z dyrektywą 96/92 z 1996 r. (projekt dyrektywy został ogłoszony przez Komisję Europejską cztery lata wcześniej, w 1992 r.). Podkreśla się, że w tym okresie w koncepcji rynku energii elektrycznej mieściły się tak daleko idące rozwiązania prokonkurencyjne, jak np. rynki lokalne, w tym lokalne giełdy energii elektrycznej, oraz rynki usług systemowych na poziomie operatorów dystrybucyjnych i nieregulowany obrót energią elektryczną z udziałem niezależnych wytwórców i dostawców (we współczesnych realiach rynkowych odpowiednikiem byłaby energetyka niezależnych inwestorów (NI); w opracowanej koncepcji mieściło się również takie rozwiązanie, jak całkowite uwolnienie cen dla odbiorców końcowych (zgodnie ze strategią rządową uwolnienie to miało nastąpić najpóźniej do 1999 r.).

Obecne, dominujące środowisko rynkowe WEK. Środowisko to obejmuje koncepcję (wraz z rozwiązaniami pilotażowymi) tworzoną w latach 1990-95 oraz mechanizmy i infrastrukturę (fizyczną) tworzone w okresie 1995-2010. Są to następujące rozwiązania:

1. Taryfy końcowe: WN-A (A23) – 200/67 PLN/MWh; SN-B (B11, B21, B22, B23) – 227/103 PLN/MWh; nN-C (C11, C12, C21, C22) – 313/253 PLN/MWh; nN-G (G11, G12) – 260/230 PLN/MWh (ceny x/y oznaczają przeciętne ceny jednoskładnikowe, bez podatku VAT, odpowiednio: energii/przesyłu). Podkreśla się, że taryfy końcowe istniały przed 1990 r., ale były to taryfy realizujące na wielką skalę mechanizm subsydiowania skrośnego. Na przykład ceny energii dla odbiorców z segmentu ludnościowego, zasilanych z sieci nN (taryfy G), były 3-krotnie niższe niż dla przemysłu zasilanego z sieci 110 kV (taryfy A); jednak ceny dla przedsiębiorców zasilanych z sieci nN (taryfy C) były znacznie wyższe od cen dla ludności. W okresie do 1993 r. została przeprowadzona wielka modernizacja taryf końcowych. W rezultacie po 1993 r. cenotwórstwo dla odbiorców końcowych było już, z wyjątkiem taryf G, realizowane z wykorzystaniem zasady „cena odzwierciedla koszt” (elektroenergetyka mentalnie nie była natomiast gotowa jeszcze na zasadę „cena odzwierciedla wartość”, o którą chodzi obecnie). Restrukturyzacja taryf G została całkowicie zatrzymana po 1995 r.

Obecnie rodzą się na nowo koncepcje wykorzystania taryf końcowych do subsydiowania skróśnego.

2. Rynek hurtowy: kontrakty bilateralne średnioterminowe, rynki giełdowe RDN (rynek dnia następnego), RDB (rynek dnia bieżącego). Nie ukształtował się natomiast nigdy rynek inwestycyjny źródeł wielkoskalowych. Oczywiście, brak tego rynku ma podstawy fundamentalne, czego nie rozumieją aktywizujący się współcześnie promotorzy rynku mocy (wytwórców), dążący do odbudowania etatystycznego modelu energetyki.
3. Operator systemu przesyłowego – system informatyczny SOWE (system operatywnej współpracy z elektrowniami), instrukcja IRiESP (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej), rynek techniczny (RB).
4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych – instrukcja IRiESD (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej), taryfy dystrybucyjne.
5. System informatyczny WIRE (system wymiany informacji rynku energii).

Obecne środowisko wsparcia OZE, stopniowo przekształcające się w rynkowe (konkurencyjne).

Środowisko to było tworzone przez ostatnie 10 lat, od 2006 r., głównie dla energetyki WEK (elektrownie wodne, współspalanie) oraz dla energetyki NI (energetyka wiatrowa). Od początku 2015 r. jest tworzone (na razie jeszcze bez praktycznych efektów) dla segmentu ludnościowego energetyki EP. Na środowisko składają się:

1. Certyfikaty (gama kolorów) – dotychczasowe systemy wsparcia OZE.
2. System aukcyjny, z elementami konkurencji (system adresowany do energetyki WEK, a także do energetyki NI) oraz system *feed-in tariff* dla prosumentów (bardzo niewielki zakres mechanizmu, łączna moc źródeł OZE objętych systemem, na pierwszym etapie jego funkcjonowania, to zaledwie 800 MW) – systemy zapisane w ustawie OZE uchwalonej w lutym 2015 r., skierowanej do nowelizacji jeszcze przed jej pełnym wejściem w życie, które miało nastąpić 1 stycznia 2016 r.
3. *Net metering*, ze współczynnikiem rozliczeniowym (opustem, współczynnikiem wymiany „barterowej”) 0,8 w przypadku źródeł do 10 kW oraz 0,7 dla źródeł większych (do 40 kW) – system wprowadzony przez ustawę OZE, która weszła w życie 1 lipca 2016 r.

Przyszłe środowisko rynkowe. Przez nowy rynek rozumie się w tym Raporcie interaktywny rynek energii elektrycznej (IREE), w tendencji (horyzont 2025) rynek cenotwórstwa czasu rzeczywistego (CCR). Rynek ten będzie się rozwijał (sukcesywnie/procesowo) w środowisku 3-biegunowego (WEK-NI-EP) systemu bezpieczeństwa elektroenergetycznego, czyli z natury będzie heterogeniczny, i będzie kształtowany przez zasadę „cena odzwierciedla wartość” (w dużym stopniu przez ekonomikę behawioralną). Nowy rynek musi upraszczać obecny rynek (energii elektrycznej, a nie grup interesów) i wzmacniać konkurencję. Inaczej mówiąc, powinien on być odpowiedzią na skrajną już „proceduralizację” obecnego rynku, w sferze mechanizmów oraz infrastruktury technicznej i regulacyjnej; skrajnym przykładem proceduralizacji operatorskiej, blokującej rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej, są obecne instrukcje IRiESD stosowane przez poszczególnych operatorów OSD. Rozwiązaniami w przyszłym heterogenicznym środowisku rynkowym będą [5]:

1. Operator OHT (operator handlowo-techniczny). Podkreśla się, że to rozwiązanie jest już formalnie możliwe obecnie. Jest ono adresowane głównie do energetyki NI (w ujęciu podmiotowym do niezależnych inwestorów). Przy trwającym gwałtownym powrocie rządu do etatystycznej elektroenergetyki (energetyki) rzeczywiste wykorzystanie rozwiązania w postaci OHT jest praktycznie niemożliwe. Rozwiązanie to stanie się użyteczne na etapie konfrontacji systemowej: pretendenci (energetyka NI) vs liderzy (energetyka WEK).
2. Wirtualna wyspa (WW). To rozwiązanie potencjalnie jest domeną niezależnych inwestorów NI-IWW (chodzi o niezależnych inwestorów – integratorów wyspy/wysp WW, czyli o pretendentsów dysponujących innowacjami przełomowymi, w tym przypadku odpowiednią inteligentną infrastrukturą niezbędną dla wypełniania roli operatora OHT).
3. Taryfa dynamiczna (TD), w tendencji cenotwórstwo czasu rzeczywistego. To rozwiązanie potencjalnie jest też domeną niezależnych inwestorów NI-IWW. Oczywiście, taryfa dynamiczna (ogólnie, nie tylko inwestorów NI-IWW) powinna być powiązana z systemami DSM/DSR nowego typu, realizowanymi za pomocą routerów OZE, a wkrótce z bardzo zaawansowanymi interfejsami PME (prosumencka mikroinfrastruktura energetyczna) umożliwiającymi pracę w trybie: *on grid* → *semi off grid* → *off grid*.

Podstawowe dane do analiz / szacunków prosumenckich w segmentach źródeł przyłączonych do sieci nN

Uwaga. Dwoma głównymi wyróżnikami kryterialnymi wykorzystywanymi w ustawie OZE w części dotyczącej energetyki EP są: segmentacja podmiotowa (segment ludnościowy tej energetyki) oraz moc źródeł OZE (przedział mocy do 40 kW). Podkreśla się, że są to wyróżniki niespójne, a zatem osłabiające (bardzo) efektywność rynkową regulacji. Mianowicie, pojawiają się tu dwa główne problemy. Pierwszy polega na tym, że reprezentatywne moce przyłączeniowe odbiorców z segmentu ludnościowego wynoszą około 6-7 kW, czyli znacznie poniżej granicznej mocy 40 kW, która zresztą w sieciach na obszarach wiejskich jest bardziej charakterystyczna dla sieci SN niż dla sieci nN. (Moce powyżej 10 kW, do 40 kW, są natomiast zakresem mocy możliwym do wykorzystania w segmencie gospodarstw rolnych oraz w segmencie związanym z realizacją zadań własnych gmin, czyli w tym ostatnim przypadku przez urzędy gminne, szkoły, ośrodki zdrowia i inne instytucje publiczne). Drugi problem polega na tym, że moce powyżej 10 kW, do 40 kW, są charakterystyczne / dominujące dla prosumentów w dużej części segmentu przedsiębiorców MSP (zwłaszcza dla małych przedsiębiorców), ale ten segment nie jest objęty regulacjami prosumenckimi w ustawie OZE. Podkreśla się przy tym, że zgodnie z zapowiedziami Ministerstwa Energii przewidywana jest (jeszcze w 2016 r.) nowelizacja ustawy OZE mająca na celu rozszerzenie modelu prosumenckiego na segment przedsiębiorców MSP.

Sieciowy parytet cenowy OZE. Chociaż nowelizacja ustawy OZE realizowana była w środowisku wielkiego chaosu (24 maja 2016 r. zgłoszone zostały do Komisji Energii i Skarbu Państwa 53 poprawki do projektu skierowanego do Sejmu niecały miesiąc wcześniej), to z punktu widzenia filarów potrzebnych do budowy nowego rynku energii elektrycznej należy widzieć w niej istotną szansę.

Szansą tą jest mianowicie *net metering*, jako potencjalny rynkowy mechanizm służący do obniżania nierynkowych mechanizmów politycznych (inną sprawą jest realna możliwość wykorzystania szansy).

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 [5]:

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 a 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 może być silniejszy niż nadzór URE), to coraz bardziej potrzebny jest niezależny operator pomiarów (i billingu).
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 przezwyciężenia 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).

Dane do kalibrowania *net meteringu* OZE w kontekście bilansowania energii (jeszcze nie regulacji mocy). Punktem wyjścia do dynamicznego kalibrowania *net meteringu* OZE jest ranking działań 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 %
Sprawność (łańcuch sprawności) do:	-
– dom w mieście	86-89 %
– dom na wsi	81-85 %

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 (G11, G12)	230 (31)

Dane przedstawione w tab. 3 są syntezą dokonaną przez autora Raportu i uwzględniają między innymi wyniki analiz prowadzonych przez CEP (Centrum Energetyki Prosumenckiej Politechniki Śląskiej) w ramach projektu badawczego NCBR, nazywanego roboczo „Interfejs PME” (jest to projekt polegający na budowie prototypu Interfejsu Prosumenckiej Mikroinfrastruktury Energetycznej o mocy przyłączeniowej 3 do 15 kW – biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl). Dane te są systematycznie weryfikowane przez wykorzystanie praktycznych doświadczeń prosumenckich szerokiego środowiska współpracującego z CEP (środowisko to obejmuje Konwersatorium Energetyki Inteligentnej, Stowarzyszenie Klaster 3x20, Bibliotekę Źródłową Energetyki Prosumenckiej; chodzi o praktyczne doświadczenia prosumenckich, którzy własną mikroinfrastrukturę prosumencką wykorzystują do badań; jest to jeden z rodzajów partycypacji prosumenckiej, mającej na celu budowanie publicznego *know how*). Dane przedstawione w tab. 3 antycypują krótkoterminowe (kilkumiesięczne, roczne) trendy cenowe, i różnią się często od danych „opóźnionych”, wykorzystywanych w ostatnim czasie (czasie procedowania ustawy OZE) przez grupy interesów dążące do zwiększania wsparcia dla energetyki EP. Oczywiście, dane są ukształtowane przez proponowane w Raporcie podejście metodyczne ekonomiki behawioralnej, właściwej dla energetyki EP, które jest całkowicie różne od ekonomiki charakterystycznej dla energetyki WEK oraz NI (prosument nie jest inwestorem, zarabiającym na produkcji energii elektrycznej na rynek; prosument często w ramach partycypacji prosumenckiej wykorzystuje np. rynek wtórny urządzeń, który zaczyna powoli się tworzyć, i prowadzi do silnych obniżek cen). Podkreśla się, że naśladowanie w energetyce EP modeli ekonomicznych energetyki WEK jest głównym powodem dotychczasowej wygranej (trwającej ciągle przewagi) tej ostatniej, i hamuje ofensywność energetyki EP.

Tab. 3. Urządzenia w PME

Urządzenie	Cena	Czas życia, w latach	Liczba cykli przeładowań	Sprawność
Licznik „inteligentny”	150 PLN	15	-	-

dwukierunkowy				
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).

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 weryfikacji. Autorowi i zespołowi współpracowników (patrz uwaga kończąca Raport) subsrodowisko to służy głównie do tworzenia metodologicznych podstaw parytetu (dane liczbowe, chociaż bardzo przybliżone, są dostatecznie dobre, aby wyselekcjonować czynniki istotne z punktu widzenia budowy potrzebnych modeli badawczych, przede wszystkim symulacyjnych).

Do obliczeń, których wyniki przedstawiono w tab. 4, wybrano dom (w Raporcie nie rozróżnia się domów w mieście i na wsi) o rocznym zużyciu energii elektrycznej wynoszącym 4 MWh. Dla domu dobrano źródło PV o mocy 4,5 kW, czyli o produkcji wynoszącej 4,5 MWh. Szacunki przeprowadzono dla *net meteringu* ze współczynnikiem równym 0,8 (ustawa OZE), a dla porównania również ze współczynnikiem 0,7 (obowiązującym dla źródeł mocy powyżej 7 kW, do 40 kW). Uwzględniono zakres współczynnika wykorzystania produkcji źródła PV na potrzeby własne domu (PME) od 0,1 do 0,6 (pewne podstawy dla takiego zakresu można wyprowadzić z bardzo wstępnego modelowania potencjału DSM/DSR w mikroinfrastrukturze PME [2]). Przedstawione w tab. 4 szacunki uzasadniają tezę (którą trzeba dopiero przeprowadzić), że dla *net meteringu* ze współczynnikiem równym 0,8 racjonalnym rozwiązaniem, na obecnym etapie rozwoju technologicznego (i cen) urządzeń, jest prosumenckie źródło PV przewymiarowane tylko o około 10-15%. Podkreśla się przy tym, że wartość współczynnika silnie zależy od technologii, co w ustawie OZE nie ma odzwierciedlenia. Na przykład zupełnie inna sytuacja niż w przypadku źródeł PV jest w przypadku mikroźródła biogazowego μ EB (mikroelektrownia biogazowa). Mikroźródło takie o mocy 10 kW (mniejsze moce są nieracjonalne) wymaga zupełnie innych, w porównaniu ze źródłem PV, rozwiązań regulacyjnych dotyczących konstrukcji i kalibracji *net meteringu*.

Tab. 4. Szacunki dotyczące bilansowania energii

Źródło PV		Wykorzystanie własne (w PME) 0,1/0,6 ²⁾	Przepływ		Bilans (+/-) ¹⁾ 0,1/06
moc	produkcja MWh		z PV do sieci 0,1/0,6	opust 0,1/0,6	
kW		MWh			
Net metering ze współczynnikiem = 0,7					
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 ³⁾	0,3/- 0,4
Net metering ze współczynnikiem = 0,8					
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 ³⁾	0,35/- 0,1
				3,6/1 ³⁾	- 0,1/- 0,6

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

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 4,5 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 19,3 tys. PLN [4,5 kW x (600 €/kW x 4,5 PLN/€ + 1000 PLN/kW) x 1,1 + 1000 PLN]. Taki nakład inwestycyjny zapewnia prosumentowi dostawę energii elektrycznej o wartości obliczonej – zgodnie z zasadą kosztu unikniętego, w cenach stałych – równą około 70 tys. PLN (4 MWh x 25 lat x 0,7 tys. PLN/MWh). Inaczej, prosty okres zwrotu nakładów prosumenckich wynosi niecałe 7 lat. Jest to bardzo krótki okres, krótszy od okresów zwrotu nakładów inwestycyjnych charakterystycznych dla energetyki WEK. Jego uzyskanie nie jest możliwe bez działań ze sfery partycypacji prosumenckiej. Zasadnicze znaczenie w rozważanym przypadku ma przy tym wzrost wykorzystania produkcji źródła PV na potrzeby własne do poziomu 60% (możliwy dzięki routerowi OZE, ale też wymagający dużego potencjału DSM/DSR).

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 nieco ponad roku (okres: przełom kwiecień/maj 2015 r. do końca czerwca 2016 r.) o 50% (w przypadku grupy Energa o około 65%), 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 zdarzają się jej przekroczenia), 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 wystarczyłby 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 (uzyskanie takiej wartości, przyjętej w szacunkach dla PME bez akumulatora, tylko za pomocą routera, bez dostatecznego potencjału DSM/DSR, może się okazać często trudnym zadaniem).

Synteza

W syntezie przedstawione są w postaci trzech części zagadnienia stanowiące diagnozę oraz obrazujące kierunki pożądanych działań, ale z drugiej strony pokazujące (obnażające) stan „niewydolności” opisu przebudowy elektroenergetyki (słabego rozeznania istoty tej przebudowy). Sytuacja, która jest związana z ustawą OZE (trwająca od 2010 r., a ujawniająca się w szczególnie kryzysowy sposób w ostatnich miesiącach), nagli. Konieczne jest zastąpienie „rynku” grup interesów działających wokół ustawy zwykłymi, ale solidnymi badaniami technicznymi i ekonomicznymi mechanizmu *net meteringu* i opustu (wymiany barterowej). Badania takie są w stanie bardzo szybko uwiarygodnić tezę [7], że proces transformacji obszarów wiejskich do standardu bezemisyjnego (w obszarze energetyki) będzie mógł być w Polsce zakończony już w horyzoncie roku 2040 (czyli że potrzebne jest opracowanie dla obszarów wiejskich polskiej energetycznej mapy drogowej 2040).

Część 1. W jaki sposób rozwój prosumeryzmu w Polsce wpłynąłby na bezpieczeństwo funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), ze szczególnym uwzględnieniem funkcjonowania sieci dystrybucyjnych niskich napięć (mając na uwadze aktualny stan techniczny tego systemu)?

1. Trzeba rozróżnić bezpieczeństwo KSE od bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (i energii ogólnie) dla odbiorców/prosumentów. Stopień skomplikowania technicznego KSE

osiągnięty (na świecie) do końca lat 70. ubiegłego wieku powoduje, że to KSE jest „pacjentem” i wymaga specjalnej troski. Drastycznym przykładem są wymagania dotyczące jakości energii (częstotliwość – konieczność wyłączania bloków wytwórczych, poziomy napięć – ryzyko lawin napięciowych) oraz stabilności pracy (*black out* jako skutek utraty stabilności). Odbiorcy natomiast są obecnie bardzo odporni na niską jakość zasilania, z wyjątkiem przerw w zasilaniu. Odporność odbiorców (odbiorów) na odchylenia częstotliwości, odchylenia napięcia (i inne: zapady napięcia, wyższe harmoniczne) rośnie systemowo w ciągu ostatnich 30 lat jako skutek działania przemysłu AGD na rzecz zapewnienia każdemu urządzeniu/odbiornikowi kompatybilności elektromagnetycznej (w ciągu ostatnich dziesięcioleci postęp techniczny „przeniósł” się z elektroenergetyki do przemysłu AGD).

2. Prosumeryzm energetyczny (pojęcie węższe od prosumeryzmu traktowanego w kategoriach ustroju społecznego) ma fundamentalne znaczenie w zakresie kształtowania modelu bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Energetyka EP (cała, od Kowalskiego po KGHM) może zarówno podwyższać, jak i obniżać bezpieczeństwo KSE. Strategia kooperacji energetyki WEK z energetyką EP (i z energetyką NI) zapewni jej (energetyce WEK) wzrost bezpieczeństwa KSE. Strategia konfrontacji przeciwnie: narazi energetykę WEK na destrukcję bezpieczeństwa KSE. Takie skutki wynikają stąd, że historycznej/cywilizacyjnej zmiany modelu korporacyjnego w model prosumencki w energetyce nikt nie jest w stanie zahamować. Ze zmianą modelu korporacyjnego w prosumencki jest związana strukturalna alokacja zasobów materialnych: od inwestycji w KSE do inwestycji w majątek prosumencki.
3. Granicę destrukcji długoterminowej bezpieczeństwa KSE związaną z rozwojem energetyki EP i NI (łącznie) wiąże się – w kategoriach przyczynowo-skutkowych – w niniejszym Raporcie najpierw ze zmniejszaniem dynamiki wzrostu rynku WEK, a następnie z jego bezwzględnym zmniejszaniem. Ekspercko szacuje się, że zmniejszenie dynamiki wzrostu rynku WEK do zera (w wyniku przejmowania całego rynku rozwojowego przez energetykę EP i energetykę NI) nie jest destrukcyjne dla bezpieczeństwa KSE (energetyka WEK jest w stanie łatwo się dostosować: zahamować inwestycje, wykorzystać efektywnie istniejące zasoby). Bezwzględne zmniejszanie rynku w trwałym tempie rocznym równym 2-3% uznaje się za granicę destrukcji długoterminowej bezpieczeństwa KSE. Poniżej tej granicy energetyka WEK nie jest w stanie dostosować się do konkurencyjnego rynku. Mianowicie zahamowanie inwestycji jest już niewystarczające, potrzebna jest kryzysowa restrukturyzacja.
4. Racjonalne jest przyjęcie założenia, że przejmowanie rynku energetyki WEK przez energetykę EP oraz NI będzie co do wielkości (w TWh) podobne (punkt startowy do dalszego procesu jest następujący: energetyka NI, w postaci energetyki wiatrowej, ma udział w całym rynku energii elektrycznej równy około 5%, i energetyka EP, w postaci autokogeneracji przemysłowej, ma też udział 5%). W takim razie przejmowanie rynku energii elektrycznej przez energetykę EP w tempie rocznym równym około 1-1,5% rynku WEK byłoby dla Polski optymalnym rozwiązaniem. Takie tempo oznacza roczny wolumen przejmowanej energii elektrycznej równy około 1,5-2 TWh.
5. Jeśli dalej założyć proporcjonalny model przejmowania rynku WEK przez poszczególne segmenty energetyki EP, to łatwo oszacować, że prosumenci przyłączeni do wiejskich sieci nN (kolebka energetyki EP, a jednocześnie najgorszy stan techniczny sieci nN i SN) będą rocznie przejmować rynek wielkości poniżej 0,2 TWh, któremu odpowiada moc źródeł PV równa

około 200 MW (rynek inwestycyjny około 300 mln €). Czyli przeciętna moc źródeł PV przypadająca na jedną stację transformatorową wynosi zaledwie 1,3 kW.

Część 2. Czy rozwój mikrogeneracji rozproszonej (tj. zgodnie z ustawą o OZE opartej o instalacje o mocy zainstalowanej do 40 kW) w modelu, w którym energia elektryczna nie jest używana wyłącznie na własne potrzeby, ale jest również wprowadzana do sieci dystrybucyjnej, wpłynęłyby korzystnie na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej?

1. Rozwój mikroźródeł (i ogólnie partycypacji prosumenckiej) wpływa korzystnie na funkcjonowanie sieci, pod warunkiem, że mieści się on w granicach modelu prosumenckiego (mikroźródła nie są przewymiarowane, w szczególności prosument nie wchodzi w model inwestorski, ukierunkowany na sprzedaż z zyskiem energii elektrycznej produkowanej ze wsparciem). Mikroźródła mieszczące się w modelu prosumenckim prowadzą np. do obniżki sieciowych strat energii elektrycznej oraz poprawy jej jakości, przede wszystkim w kontekście spadków napięcia. Podkreśla się przy tym, że mikroźródła nawet w granicach modelu prosumenckiego mogą powodować wzrost zapotrzebowania – powodowanego przez mikroźródła OZE z produkcją wymuszoną (w szczególności przez źródła PV) – na usługi regulacyjne w KSE. Zachodzi to w przypadku, gdy segment mikroźródeł rozwija się pod wpływem *net meteringu*. Mianowicie, ten mechanizm pozwala prosumentom uwolnić się od kosztów bilansowania energii i regulacji mocy, np. za pomocą DSM/DSR, zasobników energii, przekształtników energoelektronicznych.
2. Poza granicami modelu prosumenckiego wpływ mikroźródeł na sieć elektroenergetyczną może być natomiast niekorzystny, zwłaszcza może wywoływać potrzebę inwestycji rozwojowych w sieciach elektroenergetycznych nN i SN, które stanowią źródło potencjalnych *stranded costs*. Ryzyko takie pojawia się szczególnie po naruszeniu kryteriów technicznych doboru linii (zwłaszcza po przekroczeniu prądowej obciążalności długoterminowej linii) i urządzeń sieciowych.
3. W pierwszym przypadku dla mechanizmu takiego jak *net metering* (półroczny, roczny) i wymiana barterowa oraz brak wynagrodzenia za energię wyprodukowaną w źródle prosumenckim ponad wymianę barterową można zaproponować prostą regułę inżynierską wyznaczania granicy modelu prosumenckiego. Mianowicie, wobec współczynnika 0,7-0,8 jest to przewymiarowanie źródła prosumenckiego, w kontekście bilansu energii, o około 10-15%. Podkreśla się przy tym, że *net metering* i brak wynagrodzenia za energię wyprodukowaną w źródle prosumenckim ponad regułę wynikającą z *net meteringu* bardzo mocno ograniczają wybór rodzaju źródła prosumenckiego (technologii OZE). Mianowicie, praktycznie jedynym racjonalnym rozwiązaniem jest wtedy źródło PV. Zgodnie z prostą zasadą inżynierską moc tego źródła w kW powinna wynosić tyle, ile wynosi roczne zapotrzebowanie odbiorcy/prosumenta energii elektrycznej wyrażone w MWh, pomnożone przez współczynnik przewymiarowania równy 1,10-1,15.
4. W drugim przypadku, związanym z naruszeniem kryteriów technicznych doboru linii i urządzeń sieciowych, prosta zasada inżynierska nie ma tak silnych ograniczeń technologicznych jak w przypadku pierwszym (rodzaj źródła OZE: źródło PV, źródło μ EB itd.). Jednak powstaje wiele ograniczeń związanych z chłonnością mikrorzyneków budowanych na infrastrukturze sieciowej. Generalna zasada, którą należałoby wprowadzić do stosowania przez operatorów OSD, powinna

być zasadą *net meteringu* stosowaną od dołu do góry: przyłącze prosumenckie (obecna ustawa OZE), pole liniowe nN w stacji transformatorowej SN/nN, pole transformatorowe SN w stacji transformatorowej SN/nN...

Część 3. Czy przyłączenie do sieci dystrybucyjnej w krótkim okresie znacznej liczby mikroinstalacji OZE (o łącznej mocy np. takiej, jak zakładała to tzw. poprawka prosumencka do ustawy o OZE, tj. 800 MW) funkcjonujących w systemie, w którym każda niewykorzystywana w danym momencie na własne potrzeby jednostka energii elektrycznej trafiałaby do sieci, miałyby istotny wpływ na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznych w Polsce?

1. Przyłączenie do sieci nN źródeł o łącznej mocy 800 MW nie stwarza dla tych sieci najmniejszego zagrożenia, pod warunkiem, że spełnione zostaną zasady racjonalności inżynierskiej/technicznej. W szczególności oznacza to, że jeśli źródła będą spełniać kryterium modelu prosumenckiego, to każdy odbiorca może zostać prosumentem. Warunki techniczne pracy sieci w tym przypadku poprawią się (zmniejszą się jej obciążenia prądowe).
2. Potencjał przyłączeniowy samych tylko sieci nN na obszarach wiejskich szacuje się tu na 15 GW (oszacowanie wynika z łącznej mocy zainstalowanej transformatorów SN/nN na tych obszarach). Oczywiście, zupełnie inną sprawą jest bilans energii. Potencjalna produkcja energii ze źródeł PV o mocy 15 GW wynosi około 15 TWh. Jest to energia równa praktycznie rocznemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną na obszarach wiejskich. Na drugim biegunie technologicznym, z punktu widzenia bilansu energii, są mikroelektrownie biogazowe (μ EB). W przypadku tej technologii produkcję energii elektrycznej 15 TWh zapewniają źródła o mocy 2 GW. To z kolei oznacza, że dla pokrycia zapotrzebowania obszarów wiejskich w energię elektryczną wystarczyłoby (z punktu widzenia bilansowego) przyłączyć jedno źródło μ EB do każdej stacji transformatorowej SN/nN.
3. Oczywiście, przedstawione w p. 3 ujęcie bilansowe operujące uśrednionymi wielkościami energii jest nadmiernie uproszczone z punktu widzenia rozwiązywania praktycznych zadań. Z drugiej strony pokazuje ono niezbicie, że źródła „dachowe” PV, źródła μ EB integrowane z mikrosieciami zasilanymi ze stacji transformatorowej SN/nN oraz *net metering* stanowią trzy filary autonomizacji energetycznej obszarów wiejskich na poziomie sieci nN. Efektywne wykorzystanie tych filarów (i dwóch dalszych, na poziomie sieci SN: elektrowni biogazowych i elektrowni wiatrowych) wymaga zmiany ukierunkowania ustawy OZE. W odniesieniu do źródeł OZE przyłączanych do sieci nN konieczne jest powiązanie źródeł μ EB z klastrami energetycznymi, którym powinien być nadany status prosumentów instytucjonalnych.
4. Oprócz poprawy warunków technicznych pracy sieci nN (mającej miejsce w przypadku spełnienia przez źródło OZE kryterium modelu prosumenckiego) trzeba analizować (dokładniej, niż to się robi obecnie) dalsze konsekwencje rozwiązań wprowadzanych w ramach nowelizacji ustawy OZE. Ważną sprawą jest np. analiza ekonomiczna współczynnika rozliczeniowego w mechanizmie *net meteringu*. Generalnie, współczynnik ten powinien być wykorzystany do pokrycia strat sieciowych przez operatora OSD (prawidłowe rozwiązanie zagadnienia wymaga powiązania w jednej analizie aspektów technicznych, ekonomicznych i

rynkowych). Ponadto jednak współczynnik powinien prawidłowo uwzględniać wynagrodzenie operatora potrzebne do pokrycia kosztów eksploatacyjnych stałych (poza stratami sieciowymi). Nie powinien natomiast uwzględniać kosztów kapitałowych (inwestycji rozwojowych).

5. W świetle procesu uzgodnieniowego, przez który przechodził poselski projekt nowelizacji ustawy OZE, a także w świetle samej ustawy OZE, nie rozważa się w niniejszym Raporcie przypadku doboru źródła OZE niespełniającego kryterium modelu prosumenckiego, bo takie niespełnienie byłoby ekonomicznie nieracjonalne z punktu widzenia prosumenta!

Zakończenie

1. **Wpływ prosumeryzmu na systemy elektroenergetyczne.** W najbardziej ogólnym ujęciu wpływ ten będzie się objawiał dwuetapowo w następujący sposób. Na pierwszym etapie, który się już rozpoczął, energetyka EP rozwijająca się pod wpływem *net meteringu* zahamuje (powinna zahamować) inwestycje rozwojowe w nowe źródła wytwórcze w energetyce WEK (źródła węglowe, źródła jądrowe, a także wielkoskalowe źródła gazowe). Równocześnie będzie (powinna) następować intensyfikacja wykorzystania sieciowych zasobów energetyki WEK i zasobów tej energetyki na rynku bilansowania energii (elektrycznej) oraz na semi rynku regulacji mocy. Na drugim etapie, a właściwie na ścieżce równoległej, energetyka EP będzie się szybko autonomizować, budując własne zasoby do bilansowania energii i do regulacji mocy. Podkreśla się przy tym, że w energetyce EP bilansowanie energii i regulacja mocy będą podlegały bardzo silnej konwergencji, będzie się to odbywać zwłaszcza na etapie przejściowym, związanym z wdrażaniem cenotwórstwa czasu rzeczywistego (autor Raportu antycypuje, że dojrzała postać tego cenotwórstwa zostanie osiągnięta już w horyzoncie roku 2025).
2. **Sieciowy parytet cenowy źródeł OZE.** *Net metering* na krańcu prosumenckim (ze źródłami OZE, proefektywnościowymi technologiami energetycznymi, systemami DSM/DSR i ogólnie inteligentną infrastrukturą) jest bardzo silnym subs środowiskiem kreującym nowy (na całym świecie) rynek energii elektrycznej. W Unii Europejskiej jest jeszcze drugie subs środowisko: 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 subs środowiska 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 OZE (na obecnym etapie bezinwestycyjny), ale także sieciowy parytet wymiany transgranicznej (w tym przypadku uwzględniający nakłady inwestycyjne na nowe połączenia) to główna siła sprawcza, która powinna być wykorzystana do kreowania nowego rynku energii elektrycznej w Polsce.
3. **Ustawa OZE.** W takim świetle ustawę OZE obowiązującą od 1 lipca 2016 r. należy ocenić następująco. *Net metering* jako mechanizm rynkowy jest ogólnie (w kontekście sieciowego

parytetu cenowego OZE, zwłaszcza w kontekście mikroźródeł) bardzo racjonalnym rozwiązaniem, zarówno z punktu widzenia rozwoju energetyki EP, jak i wykorzystania istniejących zasobów (zwłaszcza sieciowych, ale nie tylko) energetyki WEK. Podkreśla się, że właśnie z punktu widzenia optymalnego wykorzystania istniejących zasobów sieciowych i działania konkurencji (z punktu widzenia prawidłowej makroekonomicznej alokacji zasobów) całkowicie nieracjonalna byłaby wartość współczynnika rozliczeniowego równa 1, o którą walczyły w okresie procedowania ustawy OZE liczne grupy interesów, dostrzegające w energetyce EP szansę na transfery finansowe z energetyki WEK. Wartość współczynnika rozliczeniowego z okresu procedowania ustawy OZE równa 0,7 dla źródeł do 10 kW byłaby racjonalna (nie znaczy, że byłaby optymalna, zwłaszcza w kontekście możliwych do zastosowania różnych technologii OZE). Jednolita wartość współczynnika równa 0,7 dla źródeł o mocy aż do 40 kW (znowu wartość z okresu procedowania ustawy OZE) byłaby nieracjonalna. Podkreśla się w tym miejscu, że wartość współczynnika rozliczeniowego dla *net meteringu* generalnie powinna wzrastać równoległe do wzrostu mocy, czyli powinna wzrastać od „dołu do góry”, odwrotnie, niż to jest w ustawie OZE. W takim świetle wartość 0,8, która została ostatecznie przyjęta w ustawie OZE dla źródeł do 10 kW, uznaje się tu jako zbyt wysoką w środowisku całkowicie konkurencyjnym (po zupełnym wyeliminowaniu dotacji/ulg dla energetyki WEK oraz wsparcia dla energetyki EP, a także dla energetyki NI), a wartość 0,7 dla źródeł o mocy powyżej 10 kW, aż do 40 kW, jako zbyt niską. Z drugiej strony podkreśla się: dla prosumenta ważna jest gwarancja (trwałości) dostępu do sieci. Przy zapewnieniu takiej gwarancji najlepszym rozwiązaniem byłoby taryfowanie współczynnika, na podobnej zasadzie, jak obecnie jest realizowane taryfowanie opłaty przesyłowej (oczywiście, przy zastosowaniu bardzo prostych procedur mających źródło w zasadzie kosztów unikniętych).

4. **Potrzeba wyjścia z systemów wspierania energetyki.** 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, zwłaszcza *net metering*, będą racjonalnie skonstruowane i dobrze skalibrowane. W takim kierunku (zwiększania znaczenia mechanizmów konkurencji w obszarze OZE) idą: realizowana modernizacja Energiewende w Niemczech, a także zamierzenia Komisji Europejskiej dotyczące nowego rynku energii elektrycznej. W doktrynie energetycznej przedstawionej w [8] autor Raportu zaproponował (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 tej decyzji pojawiły się liczne głosy, że subsydiowanie paliw kopalnych powinno być zaprzestane już po 2020 r.).
5. **Potrzeba ukształtowania nowego rynku energii elektrycznej.** Konceptyjne podstawy rynku funkcjonującego w Polsce tworzone były w ramach reformy ustrojowej. W elektroenergetyce była to reforma decentralizacyjno-rynkowa w pierwszej połowie lat 90. ubiegłego wieku, kiedy nie było jeszcze praktycznie Internetu, i nie było nowych technologii

OZE oraz inteligentnej infrastruktury (wykraczającej daleko poza Internet). Podmiotowa segmentacja energetyki EP 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 sferze regulacyjnej, do starego rynku. Ten stan rzeczy trzeba odwrócić. Trzeba mianowicie zmienić rynek: dostosować go do nowych technologii i do modelu partycypacji prosumenckiej.** Z tego punktu widzenia kluczową rolę musi odegrać całkowita zmiana opłaty sieciowej (przesyłowej, dystrybucyjnej) [5].

Przywołane źródła

Cały Raport jest opracowany z wykorzystaniem środowiska, które tworzy biblioteka BŻEP (Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej). Poniżej przywołane są opracowania autora niniejszego Raportu (z wyjątkiem poz. [4]). Dwa powody, dla których to uczyniono, są następujące. Po pierwsze, chodzi o udokumentowanie, że wiele oszacowań i koncepcji, do których odwołuje się Raport, ma swoją historię. Po drugie, wskazane opracowania umożliwiają Czytelnikowi zapoznanie się (bardzo potrzebne) z szerokim kontekstem, który mają poszczególne zagadnienia przedstawione w Raporcie.

- [1] Popczyk J., *Słownictwo i inne (encyklopedyczne) podstawy z obszaru przebudowy energetyki*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl (podstrona: Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej).
- [2] Popczyk J., *Energetyka prosumencka. Od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [3] Popczyk J., *Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [4] Marzecki J., *Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych*. Politechnika Warszawska, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji – PIB, Warszawa 2007.
- [5] Popczyk J., *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego*; łącznie z bazową wersją, raportem BŻEP: *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [6] Popczyk J., *Ustawa OZE: zwierciadło rynku grup interesów i argument na rzecz potrzeby całkowicie nowego rynku energii elektrycznej w Polsce*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [7] Popczyk J., *Model referencyjny gospodarki energetyczno-środowiskowej gminy wiejskiej (Księga Szkocka)*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.
- [8] Popczyk J., *Doktryna energetyczna*. Biblioteka BŻEP, www.klaster3x20.pl.

Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

ul. Żurawia 45
00-680 Warszawa
+48 22 3070190
info@clientearth.org

Przedstawicielstwo Fundacji im. Heinricha Bölla

ul. Żurawia 45
00-680 Warszawa
+48 22 44 01 333
pl-info@pl.boell.org

Niniejsza ekspertyza została wykonana przez prof. dr hab. inż. Jana Popczyka na potrzeby projektu „Rola odbiorcy końcowego w transformacji energetycznej w Polsce” realizowanego poprzez umowę kooperacyjną pomiędzy Przedstawicielstwem Fundacji im. Heinricha Bölla w Warszawie a Fundacją ClientEarth Prawnicy dla Ziemi.

Tezy przedstawione w niniejszym dokumencie odzwierciedlają opinie autora i nie mogą być bezpośrednio łączone ze stanowiskiem Fundacji ClientEarth Prawnicy dla Ziemi lub Przedstawicielstwem Fundacji im. Heinricha Bölla w Warszawie.