

**Małgorzata Burchard-Dziubińska\***

**PROSUMENT NA RYNKU ENERGII W POLSCE  
– PRÓBA OCENY W ŚWIETLE TEORII  
KOSZTÓW TRANSAKCYJNYCH**

**PROSUMER ON THE ENERGY MARKET IN POLAND – AN ATTEMPT OF  
ASSESSMENT IN THE LIGHT OF THE TRANSACTION COSTS THEORY**

**Abstract**

Prosumption on the energy market is a relatively new phenomenon, but with high development potential. This is evidenced by the experience of many European countries. The development of this type of production, however, is strongly determined by the legal and economic milieu of renewable energy sector. The aim of the article is to present the idea of prosumption on the energy market with legal – economic determinants of such activities in Poland, and then assessment of experiences in the light of the theory of transaction costs.

**Key words:** prosumer, prosumption, energy market, transaction cost, Poland

**JEL classification:** D23, P18, Q42, Q58

**Wprowadzenie**

Współczesne gospodarki są uzależnione od stabilnych dostaw energii, zwłaszcza energii elektrycznej. Rosnące aspiracje w tym zakresie ze strony państw słabo rozwiniętych, w których wciąż około 2 mld ludzi nie mają na co dzień dostępu do prądu, a także wysokie zużycie energii przez resztę świata powodują, że dotychczasowe technologie produkcji zdominowane przez spalanie paliw kopalnych oceniane są coraz bardziej krytycznie. Dzieje się tak z uwagi na zagrożenia zdrowotne i ekologiczne (klimatyczne), jakie wywołują, oraz obawy związane z szybkim kurczeniem się zasobów bogactw kopalnych w łatwo dostępnych lokalizacjach. Nawet jeśli wyczerpanie globalnych zasobów pozostaje wciąż dość odległym problemem, to wiadomo, że na rynkach surowców energetycznych, zwłaszcza ropy naftowej, odbijają

---

\* Dr hab. prof. nadzw. UŁ, Katedra Ekonomii Rozwoju, Uniwersytet Łódzki.

się zmienne polityczne nastroje, a ceny ulegają znaczącym wahaniom także pod wpływem czynników koniunkturalnych i przyrodniczych. W wielu krajach prowadzi się prace naukowo-badawcze mające na celu uzyskanie dostępu do tanich i stabilnych metod produkcji energii, które umożliwiłyby odejście od technologii „brudnych” i przejście na energię z odnawialnych „czystych” źródeł<sup>1</sup>. Jednym z trendów rozwoju jest produkcja rozproszona, zarówno bez, jak i z podłączeniem do krajowych lub regionalnych sieci. W tego typu działaniach wpisuje się produkcja prosumencka, która polega na wytwarzaniu energii przez jej konsumentów, mogących ewentualnie nadwyżki odsprzedawać do sieci energetycznych.

W artykule przeanalizowane zostały uwarunkowania rozwoju produkcji prosumenckiej w Polsce i dotychczasowe doświadczenia na tym polu kilku krajów europejskich. Teoria kosztów transakcyjnych posłużyła do oceny, na ile rozwiązania formalne warunkujące rozwój tego sektora są sprzyjające dla prosumentów. W artykule wykorzystano analizę literatury przedmiotu i wyniki badań własnych związanych z inwestowaniem w wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przez osoby fizyczne.

## Idea prosumenckiego wytwarzania energii

Prosumpcja nie jest zjawiskiem nowym. Produkcja i związana z nią konsumpcja dóbr i usług przez ich wytwórcę była przecież charakterystyczna dla bardzo wczesnego etapu rozwoju ludzkiej cywilizacji. Współcześnie przybiera nowe formy, których pojawienie się było możliwe dzięki rozwojowi nowych technik i technologii. Termin prosument pochodzi z połączenia słów producent i konsument. (Niekiedy podaje się angielski źródłosłów *professional/producer + consumer*). Oznacza on podmiot zaangażowany we współtworzenie i promowanie produktów ulubionej marki lub jednoczesną produkcję oraz konsumpcję dóbr bądź usług.

Zakres kooperacji pomiędzy prosumentami stanowi podstawę do wyróżniania:

- prosumpcji indywidualnej, cechującej się całkowitym brakiem kooperacji i pełną niezależnością prosumenta od innych uczestników rynku, jego samodzielnością;
- intra-prosumpcji, będącej prosumpcją kolektywną, zachodzącą wyłącznie w obrębie grupy prosumentów (przykładowo tworzenie oprogramowania i/lub wiedzy *open source*);
- inter-prosumpcji zachodzącej pomiędzy grupą prosumentów a producentem i odbywającej się najczęściej za pośrednictwem portali społecznościowych w celu opracowania nowych lub ulepszenia istniejących produktów

<sup>1</sup> D. Yergin, *The Quest. W poszukiwaniu energii*, Kurhaus Publishing, Warszawa 2013.

(przykładowo projektowanie wzornictwa przemysłowego czy smaku produktów spożywczych)<sup>2</sup>.

W 1972 r., Marshall McLuhan i Barrington Nevitt sformułowali tezę, że wraz z rozwojem nowych technologii elektrycznych konsument będzie coraz częściej stawać się producentem<sup>3</sup>. Prosumpcją w dziedzinie energii zajmiemy się w dalszych rozważaniach.

W polskim systemie prawnym formalna definicja prosumenta / prosumpcji na rynku energii nie występuje. W długotrwałym procesie tworzenia i konsultowania ustawy o odnawialnych źródłach energii (przyjętej ostatecznie 20 lutego 2015 roku) odniesiono się jednak do tego rodzaju działalności. Zgodnie z art. 4 tej ustawy „wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji będący osobą fizyczną niewykonującą działalności gospodarczej regulowanej ustawą z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (...), który wytwarza energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby, może sprzedać niewykorzystaną energię elektryczną wytworzoną przez niego w mikroinstalacji i wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej”. Takie wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej<sup>4</sup>. Zgodnie z ustawą o OZE „mikroinstalacja jest to instalacja OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW”<sup>5</sup>.

Na osobie prosumenta spoczywa obowiązek „pisemnego poinformowania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie przyłączenia mikroinstalacji, jej planowanej lokalizacji oraz rodzaju mikroinstalacji i jej mocy zainstalowanej elektrycznej, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora dystrybucyjnego elektroenergetycznego”<sup>6</sup>. Wytwórca musi także informować operatora o zmianach rodzaju mikroinstalacji i jej mocy zainstalowanej elektrycznej, zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Ma na to 14 dni. Informacje na temat ilości wytworzonej energii z OZE i energii elektrycznej sprzedanej przez niego sprzedawcy zobowiązanemu muszą zostać przekazane w ciągu 7 dni od dnia zakończenia

---

<sup>2</sup> T. Szymusiak, *Prosument–Prosumpcja–Prosumeryzm. Ekonomiczne oraz społeczne korzyści prosumpcji na przykładzie Polski oraz Niemiec* (podejście naukowe), Wydawnictwo Bezkręsy Wiedzy, 2015.

<sup>3</sup> M. McLuhan, B. Nevitt, *Take today, the executive as dropout*, Harcourt Brace Jovanovich, New York, 1972.

<sup>4</sup> Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, Dz.U. 2013 r., poz. 672, z późn. zm.

<sup>5</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 r., poz. 478.

<sup>6</sup> Tamże.

kwartału. Także w ciągu 7 dni muszą być przekazane informacje o dacie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE lub o dacie zakończenia modernizacji mikroinstalacji.

Z kolei do obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego należy informowanie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wytwórcach energii z OZE w mikroinstalacji, lokalizacji, rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji połączonej do sieci, zmianach i odłączeniach mikroinstalacji.

Sprawozdania kwartalne przekazywane Prezesowi URE muszą zawierać informacje dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z OZE w mikroinstalacji przez poszczególnych wytwórców, łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z OZE w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej, wykaz wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji, ze wskazaniem daty wytworzenia w nich po raz pierwszy energii, oraz wskazanie rodzaju mikroinstalacji i jej mocy zainstalowanej elektrycznej.

Stosowne sprawozdanie na temat produkcji energii elektrycznej w mikroinstalacjach Prezes URE ma obowiązek zamieścić Biuletynie Informacji Publicznej URE (z zachowaniem przepisów o ochronie danych osobowych).

Prosumenci mogą wytwarzać energię elektryczną (i / lub energię ciepłą) albo jedynie na zaspokojenie własnych potrzeb, albo powstałe nadwyżki udostępnić innym użytkownikom. W pierwszym przypadku mamy do czynienia z prosumpcją *off grid* (poza siecią) a w drugim *on grid* (w sieci). Przedmiotem omówionej sprawozdawczości jest produkcja *on grid*.

W Polsce największe szanse na zostanie prosumenentem na rynku energii elektrycznej są związane z instalacją paneli fotowoltaicznych. W przypadku produkcji *on grid* system fotowoltaiczny zamienia pozyskiwaną energię słoneczną na energię elektryczną, która przekazywana jest bezpośrednio do sieci energetycznej. Taka instalacja musi oprócz panelu solarnego składać się z inwertera, który zmienia prąd stały, wytworzony przez panele fotowoltaiczne, na prąd zmienny, licznika do pomiaru dostaw energii elektrycznej do sieci oraz dwudrożnego licznika, który wskazuje źródło zasilania urządzeń domowych (własne lub z sieci publicznej). Odsprzedaż nadwyżek energii pozwala na to, aby system fotowoltaiczny zarabiał sam na sobie.

W przypadku produkcji *off grid* systemy fotowoltaiczne nie są podłączone do publicznej sieci energetycznej. Generowana przez panele fotowoltaiczne energia elektryczna jest magazynowana w akumulatorach w celu późniejszego wykorzystania. Rozwiązanie to jest rekomendowane zwłaszcza na obszarach, gdzie podłączenie do sieci energetycznej jest nieuzasadnione ekonomicznie lub tam, gdzie tradycyjne zasilanie w energię elektryczną jest niestabilne lub nawet niemożliwe.

Idea prosumenckiej produkcji energii jest stosunkowo nowa, ale została wdrożona już w wielu krajach. Z taką sytuacją mamy do czynienia przykładowo w Czechach, Słowacji, Niemczech, Wielkiej Brytanii czy we Włoszech. W Czechach bardzo korzystny system wsparcia fotowoltaiki sprawił, że branża w 2010 roku odnotowała nieoczekiwany boom. Uruchomiono tam blisko 1500 MW farm słonecznych, co spowodowało, że Czechy stały się wówczas trzecim największym inwestorem na świecie. Jednak nagły wzrost kosztów wsparcia wywołał gwałtowną reakcję operatora sieci przesyłowych oraz rządu: operator wprowadził moratorium na przyłączenie nowych farm, a rząd podatek obcinający ponadprzeciętne zyski dużych inwestorów. W 2011 roku Czesi uruchomili już tylko 12 MW. Od tamtej pory branża PV rozwija się bardzo wolno. Podobna sytuacja miała miejsce w tym samym czasie na Słowacji, gdzie uruchomionych zostało 300 MW mocy, co również skłoniło rząd do ograniczenia wsparcia, a to z kolei spowodowało wyhamowanie inwestycji do zera w 2013 roku. Włosi odnotowali niespodziewanie wysoki wzrost inwestycji w 2011 roku. Z obawy przed dalszym wzrostem kosztów dopłat rząd zaczął ściślejsze kontrole branży PV. Jednak Włosi mają już 19 GW mocy w tej technologii, która pokrywa około 5% rocznego zapotrzebowania i oczekuje się dalszego jej rozwoju. Niemcy przekroczyli już swój plan mocy zainstalowanej na 2017 rok. Mają więcej paneli słonecznych (38 230 MW) niż liczy sobie cały polski system elektroenergetyczny. W latach 2011–2012 Niemcy oddawali do użytku po 7400–7600 MW, ale plany były jeszcze bardziej ambitne. Aby osiągnąć cel 51 753 MW mocy zainstalowanej w fotowoltaice do końca tej dekady, co roku powinno być oddawane do eksploatacji 2254 MW. Z kolei Wielka Brytania w 2014 roku zainstalowała najwięcej paneli fotowoltaicznych w Europie.

Prognozy Europejskiej Organizacji Przemysłu Fotowoltaicznego (EPIA) w latach solarnego boomu były stale niedoszacowane, bo rynek – m.in. dzięki wysokim subsydiom w Hiszpanii, Włoszech, Czechach czy Niemczech – rozwijał się zdecydowanie szybciej, niż ktokolwiek przewidywał. Jednak obecnie tendencja uległa odwróceniu a prognozy okazały się przeszacowane. Jeszcze w 2013 roku EPIA prognozowała, że w 2014 roku w Unii Europejskiej przybędzie 18,3 GW energii z paneli słonecznych, a w 2015 roku 21,4 GW. W rzeczywistości w 2014 roku powstało ich 6,9 GW, a w 2015 roku 13,6 GW<sup>7</sup>.

Przytoczone dane liczbowe dotyczą całej branży PV i nie wyodrębniają mikroinstalacji. Jednak na rynek należy patrzeć całościowo. Znaczny wzrost produkcji paneli słonecznych i innych urządzeń wykorzystywanych w systemach fotowoltaicznych umożliwi pojawienie się efektów skali i znaczne obniżenie kosztów jednostkowych. To było między innymi powodem niedoszacowania rozwoju sektora przez rządy niektórych państw europejskich i zaoferowania systemów wsparcia, których utrzymanie przerosło możliwości. Ograniczenie

---

<sup>7</sup> [www.wysokienapiecie.pl](http://www.wysokienapiecie.pl) dostęp 06.02.2016.

wsparcia spowodowało, że teraz rynek fotowoltaiki w Europie wyraźnie zwolnił tempo rozwoju. Polska jest na tym tle wyjątkiem, gdyż w 2015 roku w stosunku do roku przedniego odnotowała 240% wzrost zainstalowanych mocy PV. Można to wytłumaczyć opóźnionym w stosunku do reszty państw UE przyjęciem ustawy o OZE, które miało miejsce właśnie na początku 2015 roku. Inwestorzy nareszcie poznali warunki działania, co umożliwiło im dokonanie stosownych kalkulacji i podjęcie inwestycji, zauważalne zwłaszcza w sektorze energetyki wiatrowej i fotowoltaiki.

Choć montaż paneli fotowoltaicznych jest stosunkowo prosty, to jednak odpowiednio zaprojektowanie i zrealizowanie inwestycji pracującej w systemie *on grid* wymaga spełnienia szeregu wymogów formalnych przewidzianych przez ustawodawcę i związanych z funkcjonowaniem silnie regulowanego rynku energii. Stopień skomplikowania procedur oraz zakres i stabilność wsparcia rozwoju przemysłowego wytwarzania energii elektrycznej wpływa na atrakcyjność tego typu inwestycji, którą przeanalizujemy w świetle teorii kosztów transakcyjnych.

## Zarys teorii kosztów transakcyjnych

Zainteresowanie transakcją jako podstawową jednostką analizy pojawiło się w ujęciu ekonomii instytucjonalnej w pracy Johna R. Commonsa w 1934 roku<sup>8</sup>. Jednak za początek rozwoju ekonomii kosztów transakcyjnych zwykle uznaje się publikację w 1937 r. artykułu Ronalda Coase'a *The Nature of the Firm*, w którym autor określił je jako koszty użycia mechanizmu cenowego. Pisał też o nich jako kosztach korzystania z rynku. Zdaniem Kennetha Arrowa koszty transakcyjne to po prostu koszty funkcjonowania systemu gospodarczego. Oliver E. Williamson z kolei definiuje koszty transakcyjne jako: „komparatywne koszty planowania, adaptacji i nadzoru nad wypełnianiem zadań w różnych strukturach zarządzania ... i egzekucji”<sup>9</sup>. O kosztach tych można powiedzieć, że powstają w źródłach nie związanych z produkcją i wynikają ze współdziałania wielu podmiotów gospodarczych, które muszą dostosowywać się do szeroko rozumianego zmiennego otoczenia instytucjonalnego. Jest to zgodne z podejściem Douglassa C. Northa, który do kosztów transakcyjnych zalicza zarówno koszty pozyskiwania informacji, jak również nakłady na wdrożenie kontraktów wraz

---

<sup>8</sup> W. Giza, *Krytyka neoklasycznej teorii przedsiębiorstwa z perspektywy współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), „Dokonywania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka”, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 182 (177–186), [za:] J. R. Commons, *Institutional Economics*, The Maksymilian Company, New York, 1934.

<sup>9</sup> O. E. Williamson, *Ekonomiczne instytucje kapitalizmu*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1988, s. 15.

z zapewnieniem realizacji zobowiązań w czasie i przestrzeni<sup>10</sup>. Poziom kosztów transakcyjnych zależy od wielu czynników. Pośrednio zależy od charakteru gospodarki i struktury rynku, istniejących przepisów prawnych, sytuacji politycznej oraz od różnych norm występujących w społeczeństwie. Bezpośrednio zależy od liczby uczestników (stron) zawieranych transakcji, stopnia racjonalności ich postępowania oraz zakresu niepewności związanej z ich działaniami, charakterystyki występujących w transakcjach zasobów i aktywów, technologii, rodzajów praw własności, kosztów stanowienia i ochrony tych praw, kosztów zawierania i realizacji kontraktów<sup>11</sup>. Te czynniki wzajemnie na siebie wpływają. Biorąc pod uwagę miejsce ponoszenia, koszty transakcyjne możemy podzielić na obciążające budżety prywatne i budżety publiczne. Warto przy tym pamiętać, że wydatki publiczne także ponoszą obywatele. Zwiększenie ponoszonych przez państwo wydatków na rzecz poprawy jakości instytucji publicznych, prowadzące do zmniejszenia niepewności przy zawieraniu kontraktów, może przyczynić się do zmniejszenia kosztów obciążających budżety prywatne<sup>12</sup>. Kosztami ponoszonymi przez uczestników rynku mogą być też straty związane z nadmierną biurokracją, uciążliwymi procedurami formalno-prawnymi, koszty nadmiaru regulacji oraz wynikające z nieuczciwości kontrahentów<sup>13</sup>. Reasumując, koszty transakcyjne są związane z całym szeregiem aktywności podejmowanych przez różne podmioty reprezentujące sfery gospodarczą, społeczną i polityczną. Istnienie kosztów transakcyjnych jest bezsporne. Jednak bardzo często występują obiektywne trudności z ich pomiarem i wyrażeniem w jednostkach pieniężnych. Dlatego w artykule analiza jest ograniczona do identyfikacji rodzajowej kosztów transakcyjnych związanych z prosumencką produkcją energii według miejsc ich powstawania.

## Uwarunkowania inwestycji prosumenckich na rynku energii w Polsce

Należy zauważyć, że proces legislacyjny związany z opracowaniem, konsultowaniem, przyjęciem i wdrożeniem ustawy o OZE, który zgodnie z wskazaniami UE miał się zakończyć 5 grudnia 2010 roku, trwał aż do lutego 2015 roku. W tym czasie pojawiło się kilka wersji ustawy o OZE. Zostały one poddane konsultacjom

<sup>10</sup> D.C. North, *Transaction Costs Through Time*, Working Paper, Washington University Press, Washington 1994.

<sup>11</sup> Z. Staniek, *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 13–44.

<sup>12</sup> B. Zbroińska, *Koszty transakcyjne skarbowości. Analiza instytucjonalna kontraktów skarbowych*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jana Kochanowskiego, Kielce 2011, s. 26.

<sup>13</sup> J. Godłów-Legiędź, *Współczesna ekonomia. Ku nowemu paradygmatowi*, Wydawnictwo C. H. Beck, Warszawa 2010, s. 158–159.

społecznym, w które zaangażowało się wiele podmiotów gospodarczych, organizacji pozarządowych i osób fizycznych. Największą zaletą przyjętego projektu ustawy było to, że umożliwił wreszcie zakończenie procesu legislacyjnego. Określone zostały, choć w odniesieniu do mikroinstalacji dość enigmatycznie, zasady wsparcia inwestycji. Wiara w stabilność regulacji została jednak niemal natychmiast zburzona, bo już w kwietniu zgłaszano poprawki. Ostatecznie nowelizacja zmieniająca założenia ustawy o OZE przyjętej przez parlament w lutym 2015 roku weszła w życie z dniem 31 grudnia 2015 roku przy braku *vacatio legis*. Głównym celem nowelizacji ustawy o OZE było przesunięcie o pół roku wejścia w życie przepisów wprowadzających nowe zasady wsparcia dla producentów zielonej energii. Jest oczywiste, że właśnie zasady wsparcia są kluczowe dla rozwoju sektora OZE.

Zgodnie z pierwszą wersją ustawy o OZE, (która weszła w życie z początkiem maja 2015 roku), w dniu 31 grudnia 2015 roku, miało się zakończyć stosowanie systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej polegającego na przyznawaniu producentom zielonej energii świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów), których sprzedaż stanowiła ich dodatkowy przychód (obok przychodów ze sprzedaży energii po stałej, średniej cenie energii na rynku hurtowym z roku poprzedniego). System zielonych certyfikatów miał zostać zastąpiony z dniem 1 stycznia 2016 roku systemem aukcji. Dodatkowo ustawa o OZE miała zmienić z początkiem 2016 roku zasady sprzedaży zielonej energii przez producentów posiadających mikroinstalacje. Dla najmniejszych producentów zielonej energii w mikroinstalacjach o mocy do 10 kW uruchamianych po 1 stycznia 2016 roku (z wyłączeniem mikroinstalacji finansowanych z programu „Prosument”) miały obowiązywać tzw. taryfy gwarantowane, czyli preferencyjne, stałe stawki za sprzedaż energii do sieci. Natomiast pozostałym właścicielom mikroinstalacji o mocy do 40 kW ustawa o OZE oferowała system bilansowania (*net-meteringu*), czyli sprzedaży, zbilansowanych z energią kupioną, nadwyżek wprowadzonej do sieci energii po cenie równej 100% średniej ceny hurtowej z poprzedniego kwartału.

Nowelizacja ustawy o OZE przesunęła o pół roku wprowadzenie nowego systemu wsparcia (do 1 lipca 2016 roku). Oznacza to, że właściciele instalacji OZE uruchamianych w I połowie 2016 roku nadal będą mogli zostać objęci systemem zielonych certyfikatów przysługujących im przez 15 lat. W przypadku mikroinstalacji, z początkiem 2016 roku zostaje wprowadzony system bilansowania, jednak o pół roku zostało przesunięte wejście w życie systemu taryf gwarantowanych. Ministerstwo Energii ma jednak rozważyć objęcie taryfami gwarantowanymi od 1 lipca 2016 r. także mikroinstalacji uruchamianych w I połowie 2016 roku.

Zapisy dotyczące mikroinstalacji w wersji ustawy z 20 lutego 2015 roku rzeczywiście były niejasne co do zasad wsparcia prosumentów. Dotyczyło to wsparcia w systemie bilansowania, na który mieli przejść z początkiem 2016 roku



prosumenci, którzy uruchomili swoje mikroinstalacje przed 2016 rokiem i którzy wcześniej sprzedawali energię po cenie równej 80% hurtowej ceny energii. Zgodnie z obecnymi przepisami właściciele mikroinstalacji o mocy do 40 kW mają zostać objęci systemem bilansowania (*net-meteringiem*) już od 1 stycznia 2016 roku<sup>14</sup>. Korzystne zmiany przepisów odnośnie do mikroinstalacji zdaniem ministra energetyki Krzysztofa Tchórzewskiego były forsowane przez tych, którzy korzystając z systemu wsparcia dla prosumentów chcieli uzyskać dodatkowe dochody. Ton wypowiedzi sugeruje, że zdaniem ministra takie zachowanie należy traktować jako naganne, gdyż sprzedaż energii przez jej najmniejszych producentów powinna mieć miejsce w „sytuacjach nadzwyczajnych, nadzwyczajnego nasłonecznienia”<sup>15</sup>.

Analizując koszty transakcyjne wsparcia prosumenckiego wytwarzania energii należy uwzględnić program „Prosument”<sup>16</sup>. Jest to inicjatywą realizowaną przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). Ma ona na celu wspieranie budowy małych lub mikroinstalacji OZE produkujących prąd lub ciepło na własne potrzeby z możliwością przeznaczenia nadwyżek energii na sprzedaż. Dofinansowanie mogą uzyskać źródła energii elektrycznej o mocy do 40 kWe (systemy fotowoltaiczne, małe elektrownie wiatrowe oraz układy mikrogeneracyjne, w tym mikrobiogazownie) oraz źródła ciepła o mocy do 300 kWt (kotły na biomasę, pompy ciepła oraz kolektory słoneczne). Budżet programu „Prosument” na lata 2014–2022 wynosi 800 mln zł i daje możliwość zawierania umów pożyczek / kredytów wraz z dotacją do 2020 roku. Pożyczek lub kredytów z dotacjami mogą udzielać trzy rodzaje podmiotów, które podpisały stosowne umowy z NFOŚiGW: urzędy gmin / miast, wojewódzkie fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej oraz banki. Beneficjentami mogą być: osoby fizyczne, wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, jednostki samorządu terytorialnego (JST), ich związki i stowarzyszenia oraz spółki prawa handlowego, w których JST posiadają 100% udziałów lub akcji.

Każdy wnioskodawca może się zwrócić o dofinansowanie do właściwego: urzędu gminy / miasta, banku lub wojewódzkiego funduszu ochrony środowiska i gospodarki wodnej. NFOŚiGW udostępnia środki na kredyty / pożyczki wraz z dotacjami. Pożyczka / kredyt preferencyjny wraz z dotacją może wynieść do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji. Dotacja (zależnie od rodzaju instalacji) w wysokości 20% lub 40% dofinansowania jest przewidziana dla umów zawieranych do końca 2016 roku i 15% lub 30% po 2016 roku. Maksymalna wysokość kosztów kwalifikowanych wynosi 100–500 tys. zł w zależności

---

<sup>14</sup> Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne, Dz.U. 2015 r., poz. 2365.

<sup>15</sup> <http://wyborcza.biz/biznes/1,100969,19405148,sejm-przyjal-poprawki-senatu-donowelizacji-ustawy-o-oze.html#ixzz3zUSpsFYa>, dostęp 05.02.2016.

<sup>16</sup> <http://nfosigw.gov.pl/bazawiedzy/publikacje/opracowania-tematyczne/>.

od rodzaju beneficjenta i przedsięwzięcia. Dla każdego rodzaju instalacji został określony maksymalny jednostkowy koszt kwalifikowany. Oprocentowanie pożyczki / kredytu wynosi 1% w skali roku a maksymalny okres finansowania pożyczką / kredytem do 15 lat. Jednocześnie zastrzeżono brak możliwości łączenia dofinansowania z programu „Prosument” z finansowaniem z innych środków publicznych oraz z taryfami gwarantowanymi. Natomiast samorząd może zaoferować swoim mieszkańcom finansowanie przedsięwzięcia na korzystniejszych warunkach niż wynikające z programu „Prosument”. Inwestycja nie może być zakończona przed złożeniem wniosku. Jest istotne, aby instalacja służyła na potrzeby budynku mieszkalnego. Przez budynek mieszkalny należy rozumieć budynek przeznaczony i wykorzystywany na cele mieszkaniowe co najmniej w połowie powierzchni całkowitej przez osobę fizyczną posiadającą prawo do dysponowania nim (prawo własności, współwłasność lub użytkowanie wieczyste), w tym również prawo do dysponowania budynkiem mieszkalnym jednorodzinny w budowie.

Dedykowany prosumentom program wsparcia z środków NFOŚiGW wymaga jednak przejścia uciążliwych procedur formalnych wynikających z zawierania umów o pożyczkę lub kredyt. Wiązą się one ze sprawdzaniem finansowej wiarygodności potencjalnego beneficjenta i jego zdolności kredytowej. Procedury te mogą być przeprowadzane odpłatnie, bez gwarancji pozytywnego rozpatrzenia wniosku. Konieczność zawierania umów pożyczkowych / kredytowych dodatkowo podnosi koszty o (preferencyjne) oprocentowanie. Warto dodać, że dotacje z środków NFOŚiGW podlegają opodatkowaniu podatkiem dochodowym, co znacząco obniża ich rzeczywistą wysokość i generuje dodatkowe koszty związane z dokumentacją i rozliczaniem podatku PIT. W ten sposób część dotacji zamiast wspierać rozwój OZE wraca do budżetu państwa. Banki zaangażowane w realizację programu mogą żądać standardowych zabezpieczeń kredytu, na przykład lokowania kwot równoważnych na utworzonych w tym celu kontach. Niezależnie od wybranej ścieżki uzyskania finansowego wsparcia mikroinstalacji konieczne jest odbycie co najmniej 3–4 spotkań z podmiotami pośredniczącymi pomiędzy beneficjentem a NFOŚiGW, co wiąże się z dojazdami, przygotowaniem odpowiedniej dokumentacji projektowej i poświęceniem czasu na kontakty z różnymi specjalistami i organami. Potencjalny inwestor jest właściwie z góry skazany na współpracę z podmiotem pośredniczącym mającym siedzibę w pobliżu miejsca lokalizacji inwestycji, gdyż to jego przedstawiciele będą w przyszłości kontrolować wykonanie inwestycji zgodnie z projektem. Wydaje się, że niektóre podmioty pośredniczące nie są przygotowane merytorycznie do takich zadań. Rozbudowane procedury formalne ze względu na związane z nimi koszty transakcyjne wpływają na obniżenie atrakcyjności finansowania z wykorzystaniem dotacji NFOŚiGW.

## Koszty transakcyjne prosumenckiej produkcji energii

Rozwój prosumpcji stanowi integralną część działań na rzecz promocji OZE, wynikającej z przyjęcia przez UE dyrektywy 2009/28/WE<sup>17</sup>. Państwa członkowskie zostały zobowiązane do włączenia jej zapisów do krajowych systemów prawnych. W Polsce proces ten był wyjątkowo długotrwały i towarzyszyły mu różne zwroty akcji, z których największym zaskoczeniem dla inwestorów było wprowadzenie systemu aukcyjnego i stopniowe wycofywanie się z systemu zielonych certyfikatów. Trwające ponad cztery lata oczekiwanie na uchwalenie ustawy o OZE spowodowało zahamowanie inwestycji w tym sektorze. Pociągnęło za sobą znaczne koszty transakcyjne związane z samym procesem legislacyjnym na poziomie makroekonomicznym oraz wynikające z opóźnień w uruchamianiu nowych inwestycji w sektorze energetyki odnawialnej na poziomie mikroekonomicznym. Brak wiedzy na temat dokładnych zasad wsparcia uniemożliwił przeprowadzenie kalkulacji finansowych i rachunku kosztów i korzyści, niezbędnych chociażby przy ubieganiu się o finansowanie ze źródeł zewnętrznych. Generowało to wysokie koszty transakcyjne zawierania umów o dofinansowanie i umów kredytowych a częstokroć prowadziło do odstąpienia od ich zawarcia. Zauważalny był wpływ różnych grup nacisku, a zwłaszcza wyjątkowo silnego w Polsce lobby energetyczno-węglowego, piętrzącego trudności związane z przyłączaniem do sieci rozproszonych źródeł energii i broniącego swoich konserwatywnych racji. Zawsze przy zmianie legislacyjnej występuje poszukiwanie dochodów rentowych. Korzyści podmiotów działających na rynku OZE, zarówno producentów urządzeń i instalacji, jak i inwestorów, nie oznaczają automatycznie strat podmiotów reprezentujących energetykę konwencjonalną. Sektor ten jest w Polsce przestarzany i niedoinwestowany. Generuje wysokie straty w przesyłce energii, z coraz większym trudem spełnia rygory związane z uczestnictwem w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji EU ETS. Nie jest w stanie zagwarantować pełnego bezpieczeństwa energetycznego kraju zwłaszcza w długiej perspektywie czasowej. Dlatego rozwój sektora OZE może pomóc zwiększyć to bezpieczeństwo poprzez pełniejsze wykorzystanie dostępnych źródeł energii odnawialnej, zapewnić płynne zaspokojenie rosnącego popytu na energię i stworzyć nowe miejsca pracy. Opisane trudności legislacyjne miały wpływ na słaby rozwój produkcji prosumenckiej, regulowanej przez ustawę o OZE. Biorąc pod uwagę ilość energii produkowanej w mikroinstalacjach trudno spodziewać się wysokich dochodów prosumenckich ze sprzedaży nadwyżek. Korzyści mikroekonomiczne z takiej produkcji są oczywiście ważne, ale największe znaczenie mają korzyści ogólnospołeczne, które powinny przesądzić o wprowadzeniu daleko idących ułatwień dla

---

<sup>17</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz.U. UE L 140/16, 5.6.2009.

inwestycji prosumenckich. Chodzi zwłaszcza o korzyści dla środowiska związane ze zmniejszeniem emisji zanieczyszczeń powietrza, w tym także CO<sub>2</sub> odpowiedzialnego za zmiany klimatu, poprawę energooszczędności w skali kraju i wzrost świadomości ekologicznej Polaków.

Z badań przeprowadzonych w 2014 roku przez TNS na reprezentatywnej grupie respondentów wynika, że zaledwie 2% Polaków zdecydowanie interesuje się problematyką energetyczną, podczas gdy 34% w ogóle się nią nie interesuje, a kolejne 33% raczej nie. Gotowość do zainwestowania około 10 tys. zł w instalacje fotowoltaiczne z 5 letnim okresem zwrotu zadeklarowało 21% respondentów, z dziesięcioletnim okresem zwrotu 3%, a dłuższym niż dziesięć lat zaledwie 1%. Aż 21% w ogóle nie chce inwestować (dotyczyło to tych respondentów, którzy mają do tego stosowne warunki lokalizacyjne)<sup>18</sup>. Według ekspertów RWE, produkcja energii ze źródeł rozproszonych może wzrosnąć z obecnego poziomu 4,7 TWh do 52 TWh w 2050 roku, z czego największy przyrost, nawet do 25 TWh, jest spodziewany w sektorze prosumenckich instalacji fotowoltaicznych<sup>19</sup>. Powstanie tego potencjału produkcyjnego jest jednak uwarunkowane przez szereg czynników nie tylko ekonomicznych, ale i prawno-organizacyjnych, determinujących wysokość kosztów transakcyjnych. Dotyczy to przede wszystkim zasad, na jakich jest możliwe podłączenie do sieci energetycznej. Kwestie te zostały już szczegółowo opisane w systemie prawnym a związane z nimi rygory raczej nie zachęcają do wyboru pracy *on grid*, nawet jeśli podłączanie mikroinstalacji do sieci jest bezpłatne. Wysokie koszty transakcyjne wpływają na słabszą efektywność gospodarowania, a nawet niepodjęcie działalności.

W przypadku prosumenckiej produkcji energii w Polsce koszty transakcyjne można odnieść do zakończonego już (jak się wydaje) procesu legislacyjnego oraz do stosowania tych regulacji w praktyce, przygotowywania i realizacji kontraktów związanych z inwestowaniem w mikroinstalacje. W długotrwałym procesie legislacyjnym oraz po jego zakończeniu koszty transakcyjne wystąpiły w związku z:

- projektowaniem i konsultowaniem nowych instytucji formalnych (w tym przypadku regulacji prawnych związanych z OZE dostosowujących polskie prawodawstwo do prawodawstwa UE i zasad funkcjonowania rynku energii);
- tworzeniem nowych i modyfikacją istniejących instytucji formalnych w postaci regulacji prawnych i odpowiednich polityk (polityki energetycznej, polityki ochrony środowiska, polityki klimatycznej);

---

<sup>18</sup> [www.rwe.pl/pl/dla-mediow/aktualnosci/co-piasty-polak-moze-zostac-prosumentem2014/12/09](http://www.rwe.pl/pl/dla-mediow/aktualnosci/co-piasty-polak-moze-zostac-prosumentem2014/12/09), (dostęp 20.12.2015).

<sup>19</sup> *Scenariusze rozwoju technologii na polskim rynku energii do 2050 roku*, Studium RWE 2014, RWE Polska S.A. [http://www.kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/114\\_Scenariusze\\_rozwoju\\_tehnologii\\_na\\_polskim\\_rynku\\_energii\\_do\\_2050\\_roku.pdf](http://www.kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/114_Scenariusze_rozwoju_tehnologii_na_polskim_rynku_energii_do_2050_roku.pdf) (dostęp, 20.12.2015).

- implementacją przyjętych regulacji, łącznie ze stworzeniem ram organizacyjnych niezbędnych do ich stosowania;
- pokonywaniem oporu ze strony beneficjentów dotychczasowego *status quo*, zwłaszcza ze strony sektora energetyki konwencjonalnej;
- lobbowaniem i poszukiwaniem dochodów rentowych przez różne grupy interesu (prosumentów, producentów urządzeń dla instalacji OZE itp.);
- egzekwowaniem i kontrolą przestrzegania regulacji.

Koszty te były ponoszone przez podmioty zaangażowane w proces legislacyjny, konsultacje społeczne, uzgodnienia z zainteresowanymi stronami. Biorąc pod uwagę liczbę projektów ustawy o OZE związane to było z koniecznością śledzenia na bieżąco pojawiających się modyfikacji przepisów i symulowania związanych z tym konsekwencji ekonomicznych i prawnych z perspektywy różnych grup interesariuszy. Trudno wycenić wszystkie te działania w pieniądzu, ale niewątpliwie zaangażowane były środki z budżetu publicznego i budżetów prywatnych.

Z punktu widzenia inwestora koszty transakcyjne prosumenckiej produkcji energii po przyjęciu regulacji są związane z:

- poszukiwaniem dostawcy mikroinstalacji spełniającej odpowiednie wymogi technologiczne i jakościowe;
- pokonywaniem okresowego wzrostu niepewności odnośnie do nowych warunków działania i ich (nie)stabilności (system aukcyjny);
- przystosowaniem do nowej regulacji i wywołanych przez nią efektów dystrybucyjnych indywidualnych podmiotów gospodarczych, które jeszcze przed przyjęciem ustawy o OZE działały jako prosumenci;
- zawieraniem umów związanych z budową instalacji, w tym także umów kredytowych (pożyczkowych) z wytypowanymi w programie „Prosument” instytucjami, lub innymi instytucjami rynku finansowego;
- zgłoszeniem mikroinstalacji do działania *on grid*;
- podłączeniem do sieci elektroenergetycznej;
- raportowaniem pracy mikroinstalacji i efektów produkcji energii zgodnie z obowiązującymi regulacjami.

Działanie w ramach programu „Prosument” wymaga dodatkowych porozumień zawartych przez uprawnione do tego instytucje z NFOSiGW. To także wiąże się z pewnymi kosztami transakcyjnymi.

## Podsumowanie

W Polsce produkcja prosumencka na rynku energii jest zjawiskiem nowym, aczkolwiek długo wyczekiwany przez zwolenników możliwie szerokiego wykorzystywania OZE z pożytkiem dla społeczeństwa, środowiska przyrodniczego i gospodarki. Procedury związane z zostaniem prosumentem są określone

w ustawie o OZE. Długotrwały proces legislacyjny poprzedzający przyjęcie tej ustawy i szybka jej nowelizacja świadczą o ścieraniu się racji różnych grup interesu reprezentujących konserwatywną opcję „węglową” i opcję nowatorską, promującą zieloną energię. Taka sytuacja zawsze generuje koszty transakcyjne, wynikające najpierw z prowadzenia samego procesu legislacyjnego, (w tym konsultacji społecznych angażujących różnych ekspertów i podmioty ekonomiczne pozostające w zasięgu oddziaływania regulacji), a następnie z konieczności dostosowania się do nowej sytuacji prawnej (w tym systemu wsparcia). Analizując procedury, którym musi podporządkować się prosument, można stwierdzić, że są one dość skomplikowane, podczas gdy skala produkcji energii w poszczególnych mikroinstalacjach jest niewielka. Można tu wskazać na pewną nieadekwatność kosztów transakcyjnych i oczekiwanych korzyści. Siła oddziaływania prosumentów na rynku energii wynika z mnogości instalacji. Pomijanie w analizach kosztów transakcyjnych, które często nie znajdują się w oficjalnym bilansie zysków i strat, oznacza nieuwzględnianie poważnej części kosztów i wiąże się z wyciąganiem niewłaściwych wniosków dotyczących kondycji sektora. Przejrzystość i stabilność uwarunkowań prawnych wzmocniona przez odpowiednie systemy finansowego wsparcia zawsze sprzyjała rozwojowi indywidualnej produkcji energii elektrycznej. Potwierdzają to przykłady kilku krajów europejskich, które wcześniej niż Polska wdrożyły stosowne regulacje i przeżyły prawdziwy boom inwestycyjny w dziedzinie fotowoltaiki, która kryje w sobie największy potencjał rozwojowy w produkcji prosumentckiej. Korzystne warunki finansowego wsparcia wywołały tak duże zainteresowanie ze strony inwestorów, że rządy zaczęły weryfikować swoje wcześniejsze deklaracje, co dla inwestorów musiało być sporym rozczarowaniem związanym z nieosiągniętymi dochodami. Polacy wykazują jak na razie bardzo umiarkowane zainteresowanie taką produkcją. Wynika to z jednej strony z wciąż niskiej jej opłacalności, a z drugiej strony z braku odpowiednio silnej zachęty ze strony legislatora. Dotyczy to zarówno działań w ramach programu „Prosument”, jak i poza nim.

## Bibliografia

- Commons J.R., *Institutional Economics*, The Maksymilian Company, New York, 1934.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz.U. UE L 140/16, 5.6.2009.
- Giza W., *Krytyka neoklasycznej teorii przedsiębiorstwa z perspektywy współczesnej ekonomii instytucjonalnej*, [w:] U. Zagóra-Jonszta (red.), *Dokonania współczesnej myśli ekonomicznej. Ekonomia instytucjonalna – teoria i praktyka*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej w Katowicach, Katowice 2006, s. 182 (177–186).
- Godłów-Legiędź J., *Współczesna ekonomia. Ku nowemu paradygmatowi*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa 2010, s. 158–159.

- McLuhan M., Nevitt B., *Take today; the executive as dropout*, Harcourt Brace Jovanovich, New York 1972.
- North D.C., *Transaction Costs Through Time*, Working Paper, Washington University Press, Washington 1994.
- Scenariusze rozwoju technologii na polskim rynku energii do 2050 roku*, Studium RWE 2014, RWE Polska S.A. [http://www.kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/114\\_Scenariusze\\_rozwoju\\_tehnologii\\_na\\_polskim\\_ryнку\\_energii\\_do\\_2050\\_roku.pdf](http://www.kigeit.org.pl/FTP/PRCIP/Literatura/114_Scenariusze_rozwoju_tehnologii_na_polskim_ryнку_energii_do_2050_roku.pdf) (dostęp, 20.12.2015).
- Staniek Z., *Koszty transakcyjne jako przedmiot analizy ekonomii instytucjonalnej*, [w:] R. Sobiecki, J.W. Pietrewicz (red.), *Uwarunkowania zmian kosztów transakcyjnych*, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie, Warszawa 2011, s. 13–44.
- Szymusiak T., *Prosument–Prosumpcja–Prosumeryzm. Ekonomiczne oraz społeczne korzyści prosumpcji na przykładzie Polski oraz Niemiec (podejście naukowe)*, Wydawnictwo Bezkrępy Wiedzy, 2015.
- Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej, Dz.U. z 2013 r., poz. 672, z późn. zm.
- Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne, Dz.U. 2015 r., poz. 2365.
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 r., poz. 478.
- Williamson O.E., *Ekonomiczne instytucje kapitalizmu*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 1988, s. 15.
- Yergin D., *The Quest. W poszukiwaniu energii*, Kurhaus Publishing, Warszawa 2013.
- Zbroińska B., *Koszty transakcyjne skarbowości. Analiza instytucjonalna kontraktów skarbowych*, Wydawnictwo Uniwersytetu Jana Kochanowskiego, Kielce 2011, s. 26.
- <http://nfosigw.gov.pl/bazawiedzy/publikacje/opracowania-tematyczne/>
- <http://wyborcza.biz/biznes/1,100969,19405148,sejm-przyjal-poprawki-senatu-do-nowelizacji-ustawy-o-oze.html#ixzz3zUSpsFYa>, (dostęp 05.02.2016).
- [www.rwe.pl/pl/dla-mediow/aktualnosci/co-piaty-polak-moze-zostac-prosumentem2014/12/09](http://www.rwe.pl/pl/dla-mediow/aktualnosci/co-piaty-polak-moze-zostac-prosumentem2014/12/09), (dostęp 06.02.2016).
- [www.wysokienapiecie.pl](http://www.wysokienapiecie.pl) (dostęp 06.02.2016).

## Streszczenie

Prosumpcja na rynku energii jest zjawiskiem stosunkowo nowym, ale o dużym potencjale rozwojowym. Świadczą o tym doświadczenia wielu krajów europejskich. Rozwój tego typu produkcji jest jednak silnie zdeterminowany przez otoczenie prawno-ekonomiczne sektora energetyki odnawialnej. Celem artykułu jest przedstawienie idei prosumenckiego wytwarzania energii i prawno – ekonomicznych uwarunkowań takiej działalności w Polsce a następnie ocena doświadczeń w świetle teorii kosztów transakcyjnych.

**Słowa kluczowe:** prosument, prosumpcja, rynek energii, koszty transakcyjne, Polska

**Klasyfikacja JEL:** D23, P18, Q42, Q58