



KANCELARIA
SENATU

BIURO ANALIZ,
DOKUMENTACJI
I KORESPONDENCJI

Ceny energii elektrycznej w wybranych państwach Europy

Opracowania
tematyczne

OT-665

WARSZAWA 2018

© Copyright by Kancelaria Senatu, Warszawa 2018

Biuro Analiz, Dokumentacji i Korespondencji

Dyrektor – Agata Karwowska-Sokołowska

tel. 22 694 94 32, fax 22 694 94 28,

e-mail: Agata.Karwowska-Sokolowska@senat.gov.pl

Wicedyrektor – Danuta Antoszkiewicz

tel. 22 694 93 21,

e-mail: Danuta.Antoszkiewicz@senat.gov.pl

Zespół Analiz i Opracowań Tematycznych

tel. 22 694 92 04, fax 22 694 94 28

Opracowanie graficzno-techniczne

Centrum Informacyjne Senatu

Dział Edycji i Poligrafii

Ceny energii elektrycznej w wybranych państwach Europy

1. Rynek energii elektrycznej

Przez większą część poprzedniego stulecia rozwój przemysłu elektroenergetycznego zmierzał w jednym kierunku. Trwały i stabilny rozwój sektora zaopatrzenia w energię elektryczną podporządkowany był efektowi skali. Ekonomia skali była osiągnięta poprzez budowę coraz to większych jednostek wytwórczych. Pojedyncze bloki elektrowni jądrowych osiągnęły moc rzędu 1500 MW. Poziom mocy hydroelektrowni przekroczył 10 GW, elektrowni jądrowej – 6 GW, a na węgiel brunatny – 4 GW. Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne osiągały także korzyści skali w przesyłach i dystrybucji. Napięcie sieci przesyłowych osiągnęło poziom 1200 kV.

Proces uprzemysłowienia, urbanizacji, rozbudowy infrastruktury stymulował zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną. W Stanach Zjednoczonych w latach 1949 – 1973 zużycie energii elektrycznej wzrastało średnio o 8% rocznie. W podobnym czasie 1951 – 1970 globalna konsumpcja rosła średnio o 5% rocznie¹.

Ekonomia skali i postęp techniczny sprzyjały powstawaniu monopolu narodowych. Następowala zarówno pionowa jak i pozioma integracja. Lata powojenne to czas tworzenia scentralizowanych i monopolistycznych struktur zarządzanych przez państwa – od komunikacji po przemysł paliw i energii. Rządy przyjmowały na siebie odpowiedzialność za dziedziny ważne strategicznie i związane z bezpieczeństwem. W takim kontekście energia elektryczna traktowana była jako dobro wyższego rzędu.

Zbieg wielu czynników, między innymi: niska efektywność wytwarzania, marnotrawstwo energii – niska sprawność urządzeń, nowe

1 Krawiec F. Energia. Zasoby, procesy, technologie, rynki, transformacje, modele biznesowe, planowanie rozwoju. Difin, Warszawa 2012.

sprawniejsze technologie, turbiny gazowe, które wytwarzały energię po niższych kosztach niż olbrzymie generatory, wzrastające zanieczyszczenie środowiska i coraz większa świadomość zagrożeń z tym związanych, stopniowo doprowadziły do zmiany koncepcji i wypracowania nowej filozofii.

Energia elektryczna przestała być traktowana jako dobro, stała się towarem, a jej dotychczasowy odbiorca stał się klientem na rynku energii.

USA były pierwszym państwem, w którym rozpoczęły się zmiany. W latach 1976 – 1978 wprowadzono trzy ustawy, które zmuszały wytwórców i użytkowników do oszczędzania energii oraz wprowadziły konkurencję między producentami energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne miały, w myśl postanowień tych ustaw, pomóc odbiorcom w zredukowaniu zużycia energii elektrycznej, a nie zwiększaniu sprzedaży samej energii. Pojawiła się koncepcja programów racjonalizacji wykorzystania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych i sterowania obciążeniem źródeł zasilania, którą przyjęto określać, jako zarządzanie lub sterowanie popytem na energię – Demand Side Management – DSM. Celem tych programów było zachęcenie odbiorców końcowych do efektywnego wykorzystania energii, czyli zmniejszenia zużycia kWh lub zmianę zachowań tak, by to przyczyniało się do zmiany profilu krzywej obciążenia systemu wytwórczego. W konsekwencji powodowało to obniżenie zapotrzebowania na moce szczytowe i redukcję kosztów wytwarzania energii.

W 1989 Wielka Brytania przyjęła Electricity Act dokonując radykalnych zmian w sektorze elektroenergetyki. Rozpoczęto równoczesną prywatyzację sektora, oddzielenie wytwarzania energii, jej przesyłu i dystrybucji przez rozbitcie monopolistycznej organizacji CEBG oraz wprowadzenie konkurencji w wytwarzaniu energii elektrycznej.

W latach 90., kiedy większość krajowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego wciąż była zmonopolizowana, Unia Europejska i państwa członkowskie postanowiły stopniowo otwierać te rynki na konkurencję. Pierwsze dyrektywy w sprawie liberalizacji (pierwszy pakiet energetyczny) zostały przyjęte w 1996 r. (w odniesieniu do energii elektrycznej) natomiast termin ich transpozycji do systemów prawnych państw członkowskich wyznaczono na 1998 r. (energia elektryczna). Drugi pakiet energetyczny przyjęto w 2003 r., a wchodzące w jego skład dyrektywy należało implementować do prawa krajowego państw członkowskich do 2004 r., przy czym niektóre przepisy weszły w życie dopiero w 2007 r. Od tego czasu konsumenci przemysłowi i państwa członkowskie mogli swobodnie wybierać swojego dostawcę gazu

i energii elektrycznej spośród szerszego grona konkurentów. W kwietniu 2009 r. przyjęto trzeci pakiet energetyczny, zmieniający drugi pakiet i służący dalszej liberalizacji wewnętrznych rynków.

Początki liberalizacji polskiego sektora elektroenergetycznego i rozpoczęcia procesu zmian systemowych w całej gospodarce narodowej sięgają 1990 roku. Pierwszym formalnym przejawem działań na rzecz reorganizacji sektora elektroenergetycznego było uchwalenie ustawy z dnia 24 lutego 1990 roku, która likwidowała Wspólnotę Energetyki i Węgla Brunatnego².

Jednak dopiero uchwalona 10 kwietnia 1997 r. ustawa – Prawo energetyczne oraz jej późniejsze nowelizacje wraz z wydanymi na jej podstawie rozporządzeniami stworzyły podwaliny prawne pod wykreowanie i funkcjonowanie zliberalizowanego rynku energii elektrycznej w Polsce³.

W Polsce przez ostatnich kilkanaście lat sektor elektroenergetyczny uległ znaczącym przeobrażeniom, polegającym głównie na demonopolizacji, liberalizacji rynku oraz prywatyzacji niektórych przedsiębiorstw całego sektora.

Demonopolizacja polegała na wydzieleniu przedsiębiorstw zajmujących się:

- wytwarzaniem energii elektrycznej przy zapewnieniu konkurencji;
- przesyłem dużych ilości mocy i energii na znaczne odległości (PSE Operator, który jest monopolem naturalnym – operator systemu przesyłowego – OSP);
- rozdziałem energii, na który składa się dystrybucja (monopol naturalny), polegająca na rozdzielaniu hurtowych ilości energii elektrycznej na pakiety dostarczane do odbiorców detalicznych oraz obrót detaliczny energią na rynku, który umożliwia konkurowanie podmiotów (operator systemu dystrybucyjnego – OSD).

Skarb Państwa sukcesywnie prywatyzował spółki energetyczne. Pakiety większościowe niektórych przedsiębiorstw zostały sprzedane inwestorom, np. Stołeczny Zakład Energetyczny STOEN został sprzedany grupie RWE, Górnośląski Zakład Energetyczny – szwedzkiej grupie Vattenfall.

2 Ustawa z dnia 24 lutego 1990 roku o likwidacji Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego oraz o zmianie niektórych ustaw (Dz. U. z 1990 r. Nr 14, poz. 89, z późn. zm.).

3 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.).

Budowa rynku energii elektrycznej wymaga stworzenia konkurencji w zakresie rozdziału oraz dystrybucji poprzez wyodrębnienie (*unbundling*) usługi sprzedaży energii – jako towaru – od usługi faktycznego jej dostarczenia. Usługę dostarczania realizują obecnie przedsiębiorstwa dystrybucyjne wyłonione z dawnych koncernów energetycznych. Konkurowanie w dostarczaniu energii np. budowaniu dwóch równoległych linii energetycznych byłoby niecelowe i szkodliwe. Dlatego rozdział i dystrybucja energii elektrycznej są traktowane jak monopole naturalne. Sprzedażą energii zajmują się spółki obrotu wydzielone ze spółek energetycznych albo przedsiębiorstwa zupełnie od nich niezależne.

Unbundling w sektorze elektroenergetycznym to rozdzielenie dotychczasowych przedsiębiorstw, polegające na wydzieleniu działalności dystrybucyjnej (dystrybutor, operator, OSD) oraz działalności związanej z handlem energią (obróć, sprzedawcy); za infrastrukturę odpowiedzialne jest przedsiębiorstwo dystrybucyjne.

Operatorem sieci dystrybucyjnej (OSD) może być jedno z trzech typów przedsiębiorstw:

1. Wyłonione z dawnych zakładów energetycznych.
Największymi Operatorami Systemu Dystrybucyjnego w Polsce są:
 - PGE Dystrybucja S.A.,
 - Tauron Dystrybucja S.A.,
 - Energa-Operator S.A,
 - Enea Operator Sp. z o.o,
 - Inogy Stoen Operator Sp. z o. o.(dawniej RWE Stoen Operator Sp. z o.o.).

Granice obszarów ich działania pokrywają się z granicami byłych 49 województw.

2. Mikro OSD – duże zakłady produkcyjne, podłączone do sieci 110 V, dysponujące własną siecią dystrybucyjną, zasilające odbiorców podłączonych do tej sieci, mające własne taryfy na dostarczanie energii elektrycznej, zatwierdzone decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Jeśli liczba odbiorców przyłączona do takiej sieci nie przekracza 100 tysięcy, to taki operator dystrybucyjny może prowadzić działalność gospodarczą związaną z obrotem energią elektryczną (KGHM Polska Miedź SA).

3. Rozproszone, czyli mające sieć dystrybucyjną oraz odbiorców podłączonych do niej na terenie całego kraju (PKP Energetyka, Polenergia Dystrybucja sp. z o.o.).

Łączna liczba zarejestrowanych OSD wynosi obecnie 182 podmioty gospodarcze. (Urząd Regulacji Energetyki, dane z dnia 19 marca 2018 r.)

Klienci na rynku energii elektrycznej stanowią dwie zasadnicze grupy:

- a. Gospodarstwa domowe – klienci kupujący energię elektryczną na cele komunalno-bytowe;
- b. Wszyscy pozostali klienci niebędący gospodarstwami domowymi, kupujący energię na potrzeby prowadzonej przez siebie działalności, np. zakłady przemysłowe, kolej, biura, centra handlowe, hotele, instytucje.

W ustawie – Prawo energetyczne oraz rozporządzeniach wydanych na jej podstawie określono podstawowe założenia funkcjonowania krajowego rynku energii elektrycznej⁴.

Obecnie polski rynek energii elektrycznej składa się z trzech zasadniczych segmentów: rynku kontraktowego, rynku giełdowego i rynku bilansującego. Jednocześnie energię elektryczną można kupować za pośrednictwem Platformy Obrotu Energią Elektryczną (POEE).

Handel energią na rynku kontraktowym odbywa się na podstawie kontraktów dwustronnych (umów) zawieranych pomiędzy wytwórcami energii, a firmami handlującymi energią oraz klientami finalnymi.

Rynek giełdowy to handel energią na Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE). Odbywa się głównie na tzw. Rynku Dnia Następnego (RDN). Notowania na RDN odbywają się codziennie w dwóch sesjach o godzinie 8.30 i 10.30 dla dostaw energii w następnym dniu. Składa się on z 24 godzinowych notowań – okresów rozliczeń. Uczestnicy RDN wysyłają zlecenia kupna lub sprzedaży dla poszczególnych godzin. Ceny transakcyjne na giełdzie wyznaczone są jako ceny równowagi pomiędzy zgłaszanymi niezależnie przez Członków Giełdy zleceniami sprzedaży i kupna energii elektrycznej.

Na giełdzie energii funkcjonuje również Rynek Terminowy Energii Elektrycznej (RTEE). Notowane na TGE kontrakty terminowe na dostawę energii elektrycznej pozwalają wyznaczyć jej cenę w dłuższym horyzoncie czasowym. TGE prowadzi również obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia energii (RPM), na którym producenci energii w OZE i w źródłach kogeneracyjnych oraz firmy zobowiązane do zakupu świadectw pochodzenia mogą handlować prawami majątkowymi do tych świadectw. Na giełdzie handluje się również uprawnieniami do emisji CO₂.

Rynek bilansujący jest specyficznym obszarem rynku energii, na którym następuje bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami

4 Ibidem

zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną.

Platforma Obrotu Energią Elektryczną umożliwia zakup i sprzedaż energii elektrycznej za pośrednictwem internetowej tabeli ofert. Poszczególni uczestnicy rynku mogą umieszczać na niej swoje oferty zakupu i sprzedaży energii. Handel na platformie odbywa się na rynkach dobowo-godzinowych i terminowych oraz rynkach praw majątkowych i pozwoleń na emisję CO₂.

Zakup energii elektrycznej przez nabywcę jest nierozdzielnie związany z koniecznością jej przesyłu od wytwórcy (elektrowni) do nabywcy. Kupując energię elektryczną klient nabywa:

- towar w postaci energii elektrycznej,
- usługę przesyłu tej energii od wytwórcy do odbiorcy.

Obecnie energia wytworzona w elektrowni jest przesyłana przez przynajmniej dwa różne przedsiębiorstwa i może być sprzedana klientom przez trzeci niezależny podmiot.

W zakresie przesyłu energii nabywca, nie posiadając możliwości wyboru sieci, którymi zostanie przesłana zakupiona energia, funkcjonuje w warunkach monopolu naturalnego. Ceny za przesył energii są w tym przypadku regulowane przez powołany w tym celu organ administracji rządowej – Urząd Regulacji Energetyki.

W rzeczywistości, oprócz wymienionych, na rynku energii występują jeszcze inne usługi takie jak:

- rezerwy mocy wytwórczych w elektrowniach,
- usługa zwiększająca pewność zasilania,
- usługa redukcji zużycia energii świadczona przez odbiorców,
- usługi systemowe świadczone przez wytwórców i inne podmioty dla Operatora Systemu Przesyłowego niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- inne usługi związane z obrotem energią i świadczeniem usług przesyłowych.

Przedmiotem wolnorynkowego obrotu jest nie tylko sama energia, ale także prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia energii oraz prawa do emisji dwutlenku węgla (CO₂).

2. Czynniki wpływające na ceny energii elektrycznej

Z uwagi na znaczenie energii elektrycznej, jej dostępność oraz cena może być niekiedy wrażliwą kwestią polityczną. Cena energii ma niejako dwa oblicza. Z jednej strony niskie ceny mogą być korzystne, zwiększając

siłę nabywczą i poziom życia, a zmniejszając koszty prowadzenia biznesu poprawiają konkurencyjność. Z drugiej strony, działający na rynku producenci i dostawcy energii potrzebują cen, które pokryją koszty ich działania i umożliwią finansowanie inwestycji zabezpieczających dostawę energii także w przyszłości. Wysokie ceny są impulsem do: zmniejszenia zużycia energii, której wytworzenie generuje duże ilości CO₂, poprawy efektywności energetycznej i wprowadzania innowacyjnych produktów i czystych technologii.

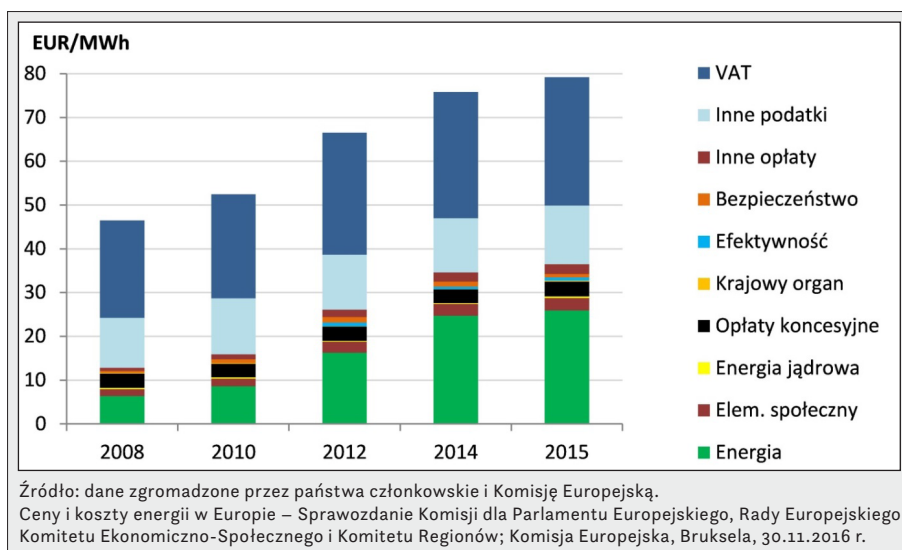
Gwałtowne wahania kosztów i cen energii są bardzo szkodliwe dla gospodarki, dlatego też Europa, która doświadczyła tych zjawisk, widzi rozwiązanie problemu poprzez zwiększenie konkurencyjności i płynności rynku, co wiąże się również ze zwiększaniem ilości źródeł i rodzajów dostawców energii.

Ceny energii elektrycznej są niezwykle zróżnicowane, bardzo wrażliwe na liczne czynniki i są wypadkową bardzo wielu zmiennych. Zawierają w sobie wiele elementów składowych, niekoniecznie związanych z produkcją i przesyłem energii elektrycznej (patrz informacja pod rys.1.).

Warunkowane są różnymi czynnikami, takimi jak:

- struktura źródeł wytwarzania energii elektrycznej (tzw. mix energetyczny – elektrownie na paliwa kopalne, elektrownie jądrowe, OZE) charakterystyczna dla każdego kraju;
- ceny paliw na rynku europejskim i światowym,
- transgraniczne połączenia międzysystemowe;
- łączenie rynków;
- koncentracja dostawców;
- warunki pogodowe;
- wielkość zapotrzebowania odbiorców indywidualnych i przemysłu;
- zarządzanie popytem;
- efektywność energetyczna.

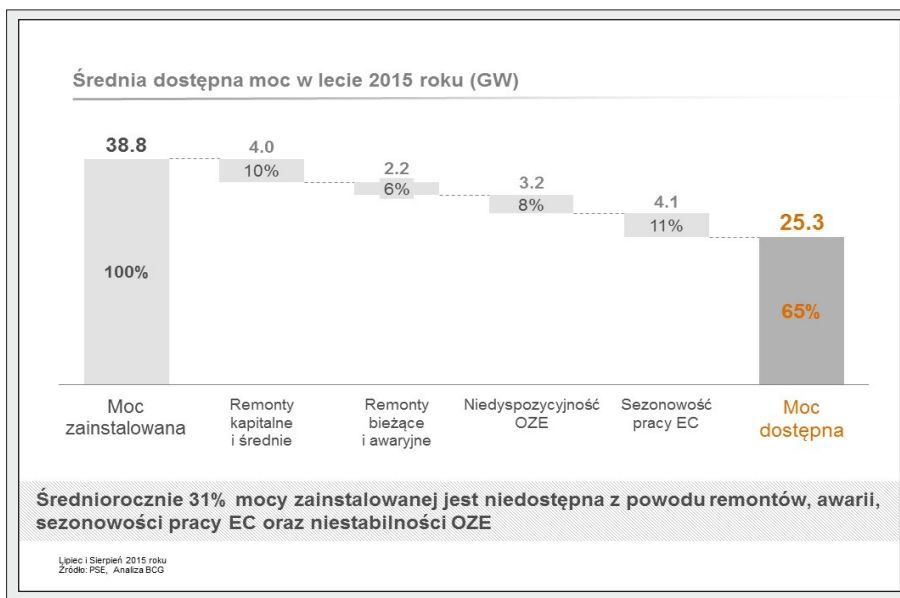
W strukturze cen energii elektrycznej w UE wyodrębniono 3 składniki: produkcja energii elektrycznej i jej sprzedaż, dystrybucja oraz podatki i opłaty (rys. 4.). W ostatnim składniku – podatki i opłaty uwzględnia się opłaty za pozostałe usługi, wyłączając produkcję i dystrybucję (rys.1.). Widać na tym przykładzie, że największym składnikiem jest VAT – w 2015 r. wynosił on średnio 37%, a w 2008 – 48%. Poza tym podatkiem największy udziałowo element składnika, mający znaczenie dla polityki energetycznej, składa się z opłat wspierających energią odnawialną i kogenerację. W ciągu 7 lat – od 2008 do 2015 roku opłaty te wzrosły z 14% do 33% całego składnika.



Rys. 1. Struktura składnika „podatki i opłaty” cen energii elektrycznej w UE

Poszczególne elementy składnika „Podatki i opłaty” mogą zawierać różne składowe w poszczególnych państwach i są następujące:

- VAT;
- Pozostałe podatki – podatek akcyzowy (wykazywany przez niektóre państwa członkowskie jako podatek od energii elektrycznej, podatek od gazu ziemnego, podatek od energii, podatek od zużycia energii końcowej, specjalny podatek od energii, podatek środowiskowy) i podatki, takie jak podatek od dystrybucji, podatek przesyłowy i podatki od emisji gazów cieplarnianych.
- Inne opłaty (obejmują badania i rozwój, opłaty na pokrycie deficytu taryfowego i opłaty abonament tv);
- Bezpieczeństwo dostaw energii (polityki bezpieczeństwa dostaw, wsparcie dla lokalnego wytwarzania energii elektrycznej/paliwa, opłaty na zapasy awaryjne);
- Efektywność energetyczna;
- Krajowy organ regulacyjny i rynek (finansowanie regulatora krajowego albo operatora rynkowego);
- Opłaty koncesyjne (najczęściej za zajmowanie gruntów publicznych);
- Wsparcie dla sektora jądrowego;
- Element społeczny (konsumenty szczególnie wrażliwi, taryfy społeczne, ujednocnianie taryf dla obszarów wyspiarskich, dostawa z urzędu, fundusze emerytalne, polityki w zakresie zatrudnienia);
- Energia odnawialna i kogeneracja;



Rys. 2. Udział mocy dostępnej do całkowitej zainstalowanej mocy w 2015 r. w Polsce

Również po stronie podaży energii elektrycznej (Rys. 2) istnieją czynniki, które obniżają moc dostępną zmniejszając zdolności wytwórcze generatorów energii elektrycznej. Będą to różnego rodzaju remonty – kapitalne, średnie, bieżące, awarie; niedyspozycyjność OZE (np. brak odpowiedniej prędkości wiatru, brak słońca itp.); sezonowość pracy elektrociepłowni.

3. Charakterystyka rynkowych mechanizmów wspierania inwestycji w sektorze odnawialnych źródeł energii w państwach członkowskich UE

W literaturze, klasyfikując mechanizmy wspierania inwestycji energetycznych, podkreśla się zwykle ich dychotomiczny charakter, wyróżniając np. systemy stymulujące podaż lub popyt, systemy stymulujące wzrost mocy zainstalowanej lub wytwarzanie energii. Zasadniczo wyróżnić można jednak dwa podstawowe mechanizmy, które stały się podstawą funkcjonowania różnorodnych systemów wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych w krajach UE: system kształtowania cen (*price system*) oraz system kształtowania ilości wytworzonej energii (*quota system*). Tabela 1. przedstawia instrumenty stosowane w ramach omawianych systemów.

Tabela 1. Instrumenty wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii

SYSTEM KSZTAŁTOWANIA CEN	
Ceny (taryfy) gwarantowane (<i>feed-in tariffs</i>)	Stosowanie gwarantowanych (w długim, najczęściej 10-20-letnim okresie) preferencyjnych cen energii dla źródeł odnawialnych. Wysokość cen ukierunkowana jest na wsparcie rozwoju technologii energetycznych. Możliwość stosowania stawek degresywnych.
Dopłaty gwarantowane/ środowiskowe (<i>fixed-premium systems</i>)	Stała dopłata otrzymywana przez wytwórcę energii odnawialnej jako dodatek, niezależnie od rynkowej ceny energii elektrycznej, (premia środowiskowa).
Ulgi podatkowe (<i>tax credits</i>)	Zwolnienia z podatku od działalności związanej z wytwarzaniem energii odnawialnej (VAT, akcyza).
Subwencje inwestycyjne (<i>investment subsidies</i>)	Przybierają formę preferencyjnych kredytów lub subwencji do projektu inwestycyjnego.
SYSTEM KSZTAŁTOWANIA ILOŚCI WYTWORZONEJ ENERGII	
Przetargi (<i>tendering system</i>)	Przetargi na wyprodukowanie i dostarczenie określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych, na którą udziela się gwarancji zakupu w ramach umów cywilnoprawnych.
Zielone certyfikaty (<i>tradable green certificates system</i>)	Mechanizm wymagalnego portfela energii ze źródeł odnawialnych polegający na nałożeniu na określony podmiot (producenta, dostawcę lub odbiorcę energii) obowiązku zakupu określonej ilości energii odnawialnej. Równoległe wprowadza się system zbywalnych certyfikatów (świadectwa pochodzenia), nadawanych wytwórcom energii odnawialnej; ceny energii i certyfikatu ustalane odpowiednio na rynku energii elektrycznej i na wydzielonym rynku zbywalnych świadectw pochodzenia energii (certyfikatów).

Źródło: Ecofys, Financing Renewable Energy in the European Energy Market, raport przygotowany dla Komisji Europejskiej, styczeń 2011; Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych, CASE, Warszawa, grudzień 2009. (za: Kazimierz Pająk, Joanna Mazurkiewicz, Mechanizmy wspierania rozwoju energetyki odnawialnej. Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu. Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, 2014. S. 249–259).

Cechą pozwalającą na wyróżnienie tych mechanizmów jest ukierunkowanie interwencji państwa. Pierwszy z wymienionych modeli

wymaga odgórnego wyznaczenia ceny energii z OZE zakładając, że rynek wytworzy pożądaną jej ilość. Podstawą drugiego modelu jest natomiast gwarantowanie zakupu określonej ilości energii ze źródeł odnawialnych i pozostawienie mechanizmowi rynkowemu ukształtowania ceny tej energii. Gwarancji zakupu udziela się poprzez zobowiązanie uczestników rynku do wypełnienia celów udziału energii odnawialnej w całości sprzedanej energii (system certyfikatów) lub poprzez bezpośrednie wyznaczenie wielkości zapotrzebowania na energię odnawialną przez regulatora rynku (system przetargowy).

Omawiane modele różnią się także możliwością selektywnego oddziaływania na rozwój poszczególnych źródeł energii odnawialnej. W rozwiązaniach wykorzystujących system kwotowy wsparcie udzielane jest bez względu na specyfikę technologii, stopień rozwoju rynków, lokalizację i zapotrzebowanie. Może zatem prowadzić do nadmiernej interwencji – dofinansowywania rozwoju źródeł i technologii, które mogłyby rozwijać się bez wsparcia publicznego. Natomiast system stałych cen pozwala na zróżnicowanie stawek taryfowych i wysokości dofinansowania poszczególnych technologii. Jednocześnie jednak należy zauważyć, że system kwotowy, poprzez nieróżnicowanie źródeł, dopuszcza grę rynkową między inwestorami, prowadząc do silniejszego rozwoju relatywnie tańszych technologii. System stałych cen odzwierciedla natomiast rządowe priorytety w zakresie struktury sektora energetycznego. Ważną cechą z punktu widzenia rozwoju rynku jest poziom i ukierunkowanie ryzyka inwestycyjnego. System stałych cen pozwala inwestorom na precyzyjne oszacowanie przyszłych wpływów ze sprzedaży energii i tym samym ułatwia kredytowanie. Jest przy tym rozwiązaniem relatywnie łatwiejszym do wdrożenia.

Ryzyko funkcjonowania systemu zielonych certyfikatów polega natomiast na oddzieleniu praw majątkowych wynikających z własności świadectw pochodzenia oraz faktycznego obrotu energią. Wytwórca energii z OZE, uzyskując przychody z dwóch źródeł: ze sprzedaży energii oraz z obrotu certyfikatami, narażony jest na zwiększone ryzyko rynkowe. Sprzedaż energii i certyfikatów na rynkach spot⁵ powoduje wzrost ryzyka inwestycyjnego oraz podnosi koszt pozyskania kapitału. Koszty te są zwykle przerzucane na konsumentów, co powoduje wzrost kosztów społecznych systemu certyfikowania energii.

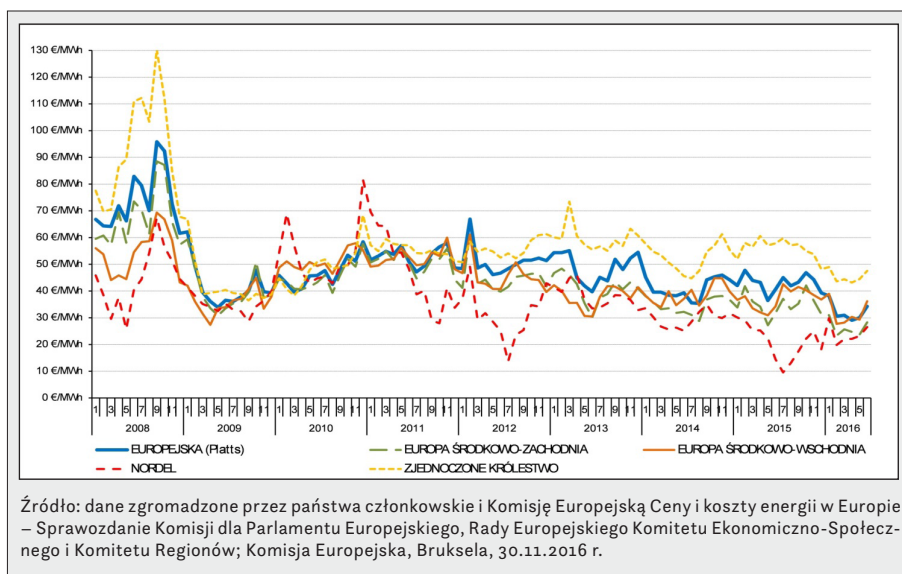
5 Spot – określenie to odnosi się do daty wykonania transakcji zakupu lub sprzedaży. Transakcja zostanie wykonana na rynku kasowym – dostawa towaru i gotówki musi być dokonana w ciągu 2 dni od daty zawarcia transakcji i rozliczona po obowiązujących cenach.

Obecnie wszystkie kraje członkowskie UE wdrożyły instrumenty wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej (patrz tabela 1). Analiza stosowanych instrumentów wskazuje, że możliwe jest łączenie różnych ich typów i zakresu stosowania w zależności od stopnia zaawansowania rozwoju technologii, kategorii użytkowników czy rynków.

4. Ceny hurtowe energii elektrycznej

Ostatnie lata rozwoju rynku wewnętrznego w Europie przyniosły zasadnicze zmiany. W niemal wszystkich państwach członkowskich stworzono hurtowe giełdy energii elektrycznej aby umożliwić transakcje na rynkach dnia następnego, terminowych i dnia bieżącego. Elastyczne i płynne rynki umożliwiają efektywniejsze dopasowanie podaży do popytu, co powoduje zmniejszenie kosztów wytwarzania i obniżenie ceny. Możliwy jest też pozytywny wpływ na ceny w dwustronnych kontraktach pozagiełdowych na najlepiej rozwiniętych rynkach.

Poszczególne krajowe rynki hurtowe stopniowo są łączone z sąsiednimi rynkami, tworząc, przy wzroście międzysystemowych połączeń sieci przesyłowych, bardziej płynne połączenia pozwalające na zwiększenie konkurencyjności i bezpieczeństwa KSE. To również ma wpływ na obniżenie ceny energii elektrycznej.



Rys. 3. Tendencje w hurtowych cenach energii elektrycznej w UE

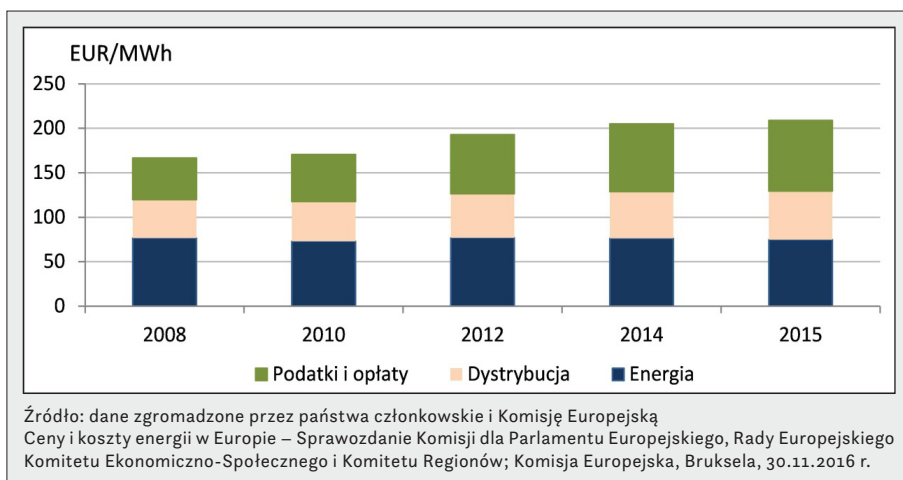
Europejskie hurtowe ceny energii elektrycznej osiągnęły największą wartość w trzecim kwartale 2008 r., szczególnie w krajach zachodnich, dochodząc do poziomu 130E/MWh w Wielkiej Brytanii. Później ceny malały, poza niewielkim wzrostem w 2011 r. Od 2008 r. spadek wyniósł około 70%, a od roku 2011 – 55%. W roku 2016 osiągnęły wartości (od 20E/MWh do 40E/MWh), jakich nie obserwowano od 12 lat.

Zdaniem Komisji Europejskiej:

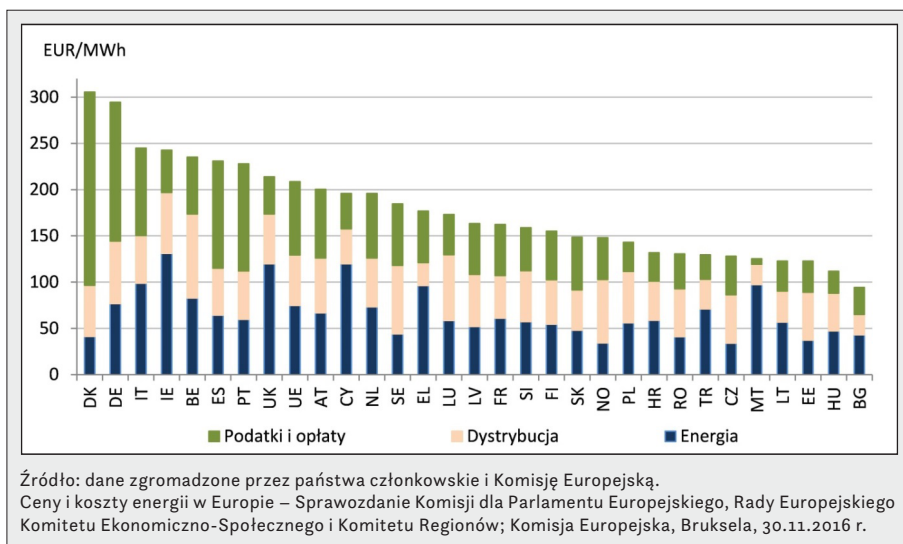
- spadek cen węgla i gazu, łącznie z innymi czynnikami, był głównym elementem kształtującym ceny energii elektrycznej;
- zaobserwowano, że wzrost udziału paliw kopalnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej o 1% skutkuje wzrostem hurtowych cen tej energii na poziomie 0,2-0,3 E/MWh, w zależności od regionalnego rynku;
- łączenie rynków: kraje uczestniczące w jednym połączonym obszarze lub większej ich liczbie uzyskują lepszą konwergencję cen z rynkami sąsiadującymi i niższe zróżnicowanie cen;
- wzrost przepustowości połączeń międzysystemowych: na rynkach o poziomie połączeń międzysystemowych poniżej 10% panowały nieco wyższe ceny niż na rynkach o poziomie połączeń większych od 10%;
- na kilku rynkach rozwój energii słonecznej i wiatrowej posiadającej niski koszt krańcowy powoduje spadek cen hurtowych.

5. Ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych

Analizowane średnie ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w państwach UE pozwalają dostrzec znaczne, bo aż trzykrotne różnice między najtańszą a najdroższą energią elektryczną. Składnikiem, który w głównej mierze decyduje o takim zróżnicowaniu jest wielkość udziału podatków i opłat w cenie końcowej, a to z kolei związane jest z określonymi politykami państw członkowskich. I tak, w przypadku podatku VAT i innych podatków udział ten sięga od 5% (Malta) do 59% (Dania). Wsparcie odnawialnych źródeł i kogeneracji stanowi średnio 12% i mieści się w przedziale od 22-23% (Portugalia, Niemcy) do 0-2% (Węgry, Irlandia).



Rys. 4. Składniki średnich cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE



Rys. 5. Krajowe detaliczne ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w 2015 r.

6. Ceny energii elektrycznej dla przemysłu

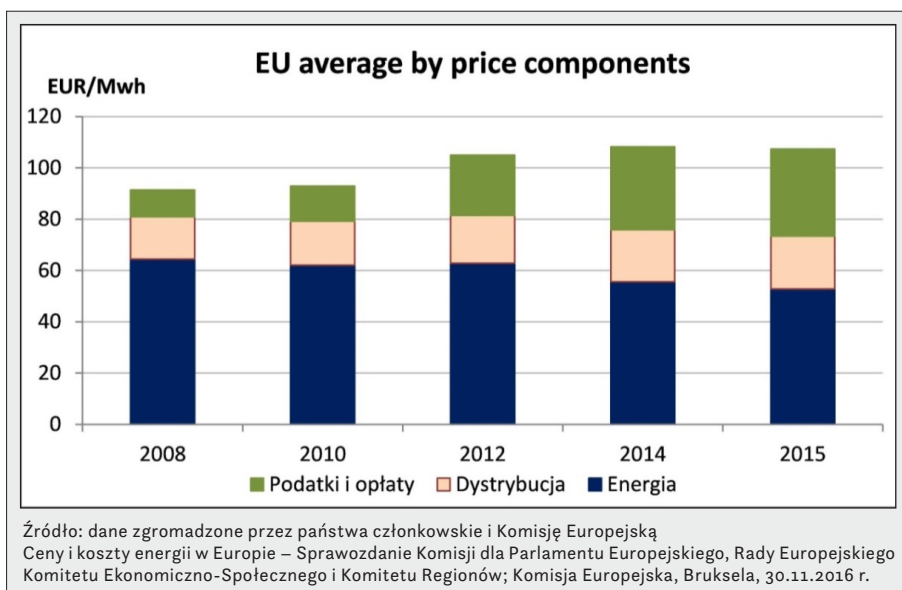
Przemysłowi odbiorcy energii podzieleni są na kategorie ze względu na poziom zużycia energii elektrycznej w ciągu roku.

Ceny energii dla przemysłu w latach: 2008-2015 wzrosły w niewielkim stopniu, w zależności od kategorii odbiorców (Eurostat):

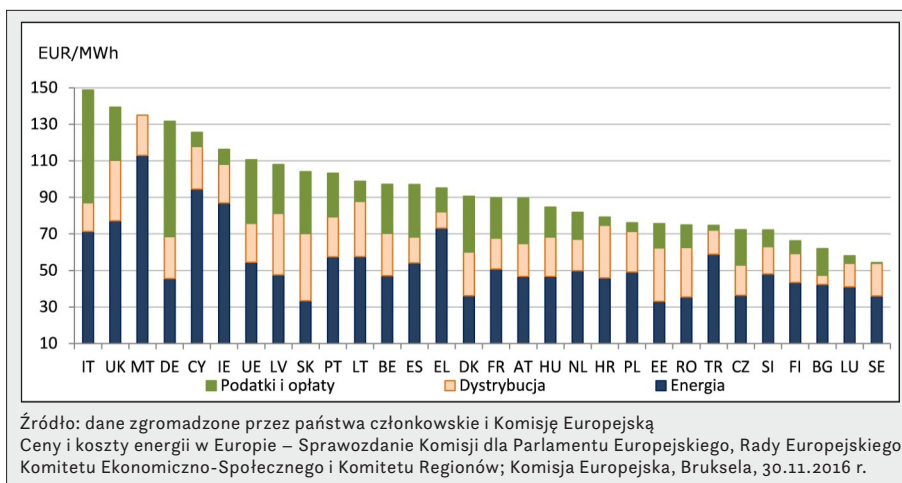
- IF (70 tys. – 150 tys. MWh/rok) – wzrosły o 0,8%;
- ID (2 tys. – 20 tys. MWh/rok) – wzrosły o 2,3%;

- IB (20 – 500 MWh/rok) wzrost o 3,1%.

Ostateczna cena detaliczna energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawiera podatku VAT, ponieważ jest on odliczany.



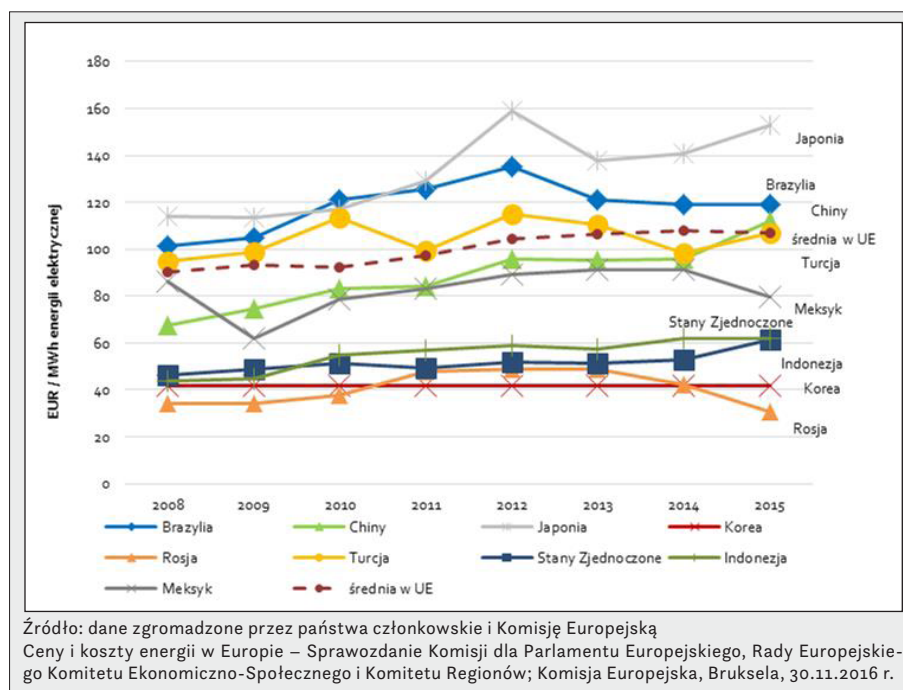
Rys. 6. Składniki średnich cen detalicznych energii elektrycznej dla przemysłu w UE



Rys. 7. Średnie detaliczne ceny energii elektrycznej dla przemysłu w 2015 r.

7. Ceny energii elektrycznej na rynku międzynarodowym

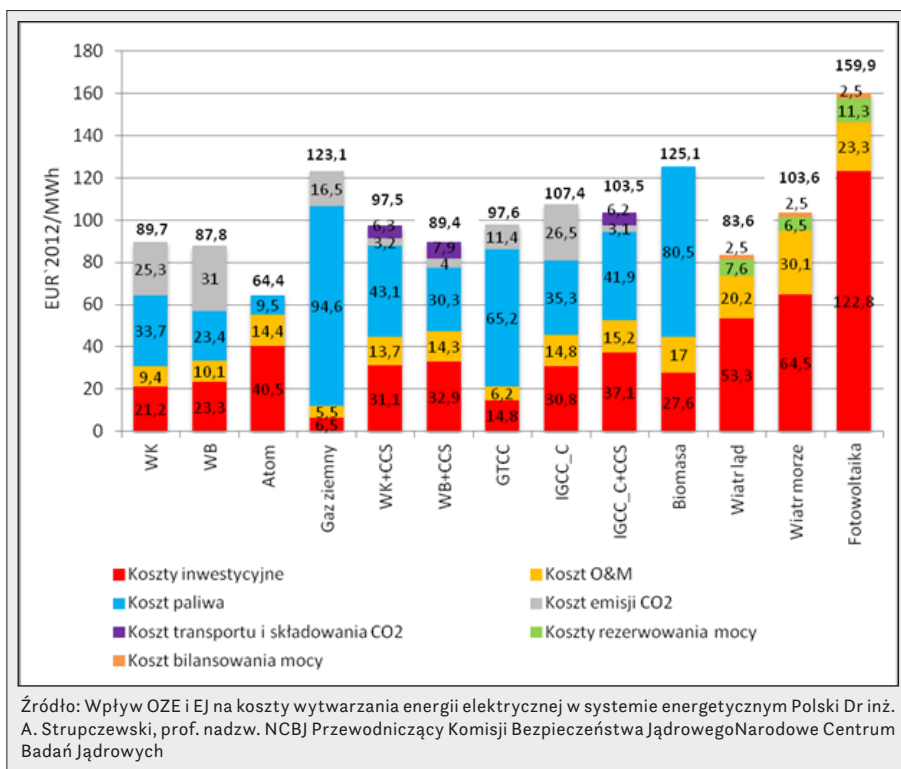
Z przedstawionych danych (rys. 8) wynika, że średnie ceny energii elektrycznej dla przemysłu w UE są znacznie niższe niż w Japonii, mniej więcej podobne do cen w Brazylii, Chinach i Turcji, a wyższe niż w Korei, USA, Rosji i Indonezji. W latach 2008–2015 ceny w UE wzrosły o 17 %, ale wzrosty cen były znacznie wyższe w Chinach (66 %), Indonezji (41 %), Japonii (34 %) i USA (32 %). Porównanie obejmuje wpływ kursów walutowych, który w niektórych przypadkach jest istotny (np. aprecjacja yuana wyjaśnia wzrost cen w Chinach; w walucie krajowej ceny wzrosły marginalnie).



Rys. 8. Średnie ceny energii elektrycznej dla przemysłu w UE i u głównych partnerów handlowych

8. Koszty wytwarzania energii z różnych źródeł

Na powyższym rysunku przedstawiono koszty wytwarzania energii elektrycznej w różnych typach elektrowni z rozbiciem na poszczególne składowe kosztów. Następnym polityki klimatycznej Unii Europejskiej było pojawienie się dodatkowych kosztów. Dla elektrowni



Rys. 9. Koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł wg PPEJ⁶ (przy parametrach dla nowo budowanych źródeł wytwarzania)

tradycyjnych, wykorzystujących paliwa kopalne, uwzględnia się koszt emisji CO₂, a w niektórych koszt magazynowania CO₂. Generacja energii w odnawialnych źródłach, wyłączając „biomasę”, obciążona jest ze względu na swoje uwarunkowania – zależność od warunków atmosferycznych i pory dnia – kosztami rezerwowania mocy na czas kiedy nie ma słońca i wiatr nie wieje z odpowiednią prędkością. Najniższe koszty produkcji energii ma elektrownia jądrowa.

9. Ceny energii elektrycznej w wybranych państwach UE

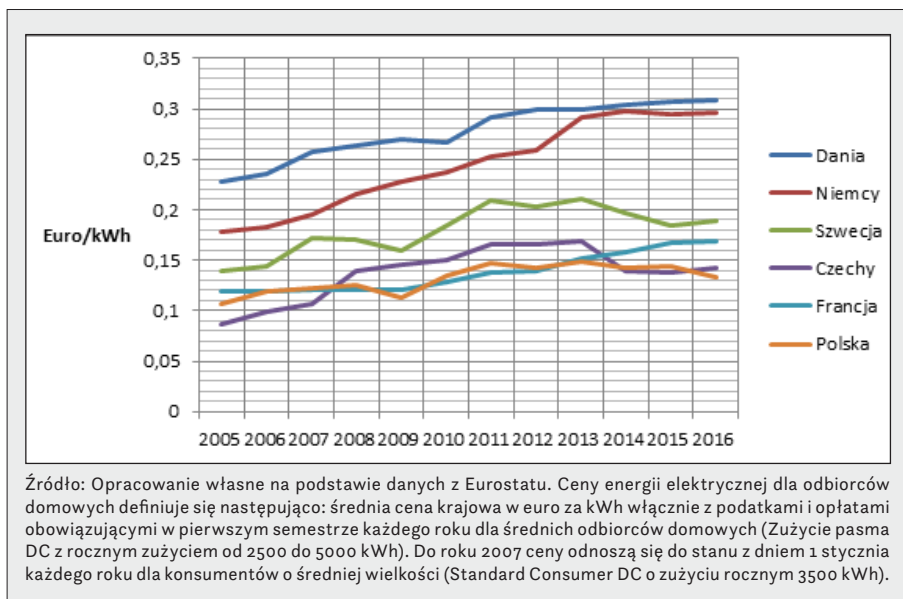
Przez ostatni okres, co najmniej 10 lat, ceny hurtowe energii elektrycznej w Europie miały tendencję spadkową (rys. 3). W 2016 roku zawierały się w przedziale 20E/MWh – 40E/MWh. Mimo takiej regresji cena

6 Program Polskiej Energetyki Jądowej

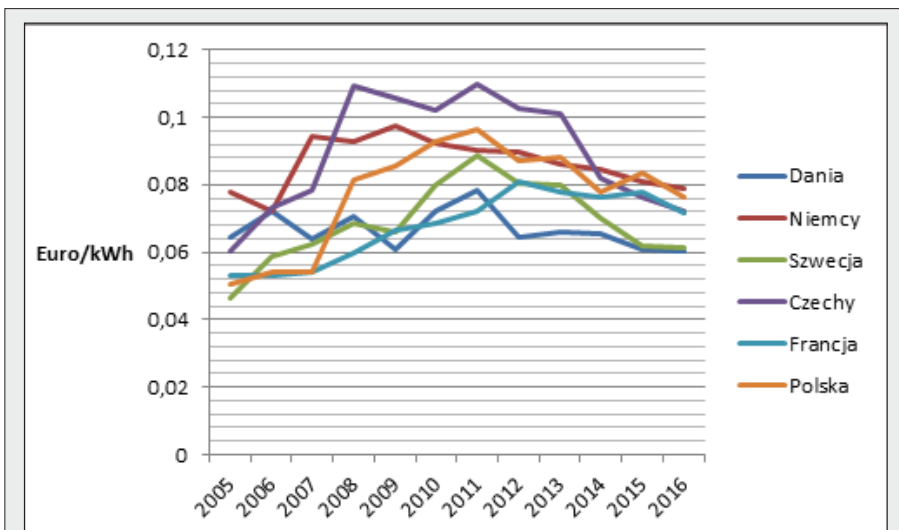
energii elektrycznej dla końcowego odbiorcy generalnie rosła (rys. 10 – 11). Dopiero w okresie ostatnich kilku lat, ceny energii dla przemysłu miały tendencję spadkową. Przyczyny tego zjawiska miały kilka źródeł – malejące ceny paliw kopalnianych, zwiększona generacja energii ze źródeł odnawialnych przy wzroście połączeń międzysystemowych i międzypaństwowych.

W gospodarstwach domowych, jako końcowych odbiorców, ceny energii elektrycznej wykazywały tendencję wzrostową.

Jeśli porównać składniki średnich cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w UE w latach 2008–2016 (rys. 4.) oraz dla przemysłu (rys. 6), widać wyraźną tendencję wzrostu składnika „podatki i opłaty” w obu przypadkach, przy czym o ile w gospodarstwach domowych pozostałe składniki „dystrybucja” i „energia” zachowują względnie stałą wartość, to w przypadku przemysłu w ostatnich latach nastąpiła obniżka cen samej energii. Za to w przemyśle składnik ceny „podatki i opłaty” wzrósł trzykrotnie w tym przedziale czasu. Na wzrost tego składnika ceny ma wpływ wiele czynników. Część z nich stanowią opłaty za różne usługi związane z produkcją, przesyłem i sprzedażą energii elektrycznej, między innymi znaczne dopłaty za produkcję energii odnawialnej. Dodatkowo w cenie energii zawarte są różne opłaty, np. związane ze wsparciem socjalnym.



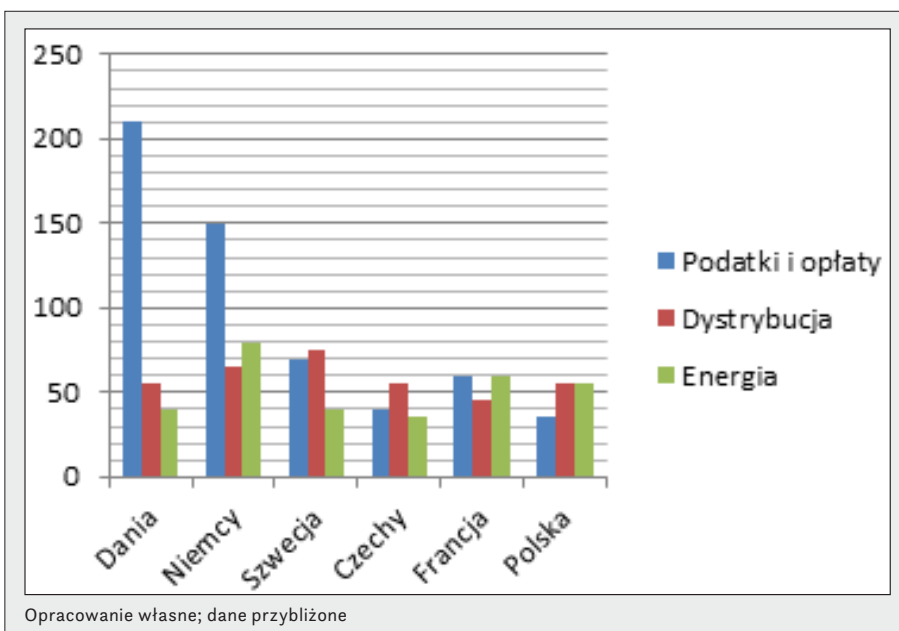
Rys. 10. Uśrednione ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w I kw. roku w latach 2005-2016 w wybranych krajach Europy (euro/kWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Eurostatu.

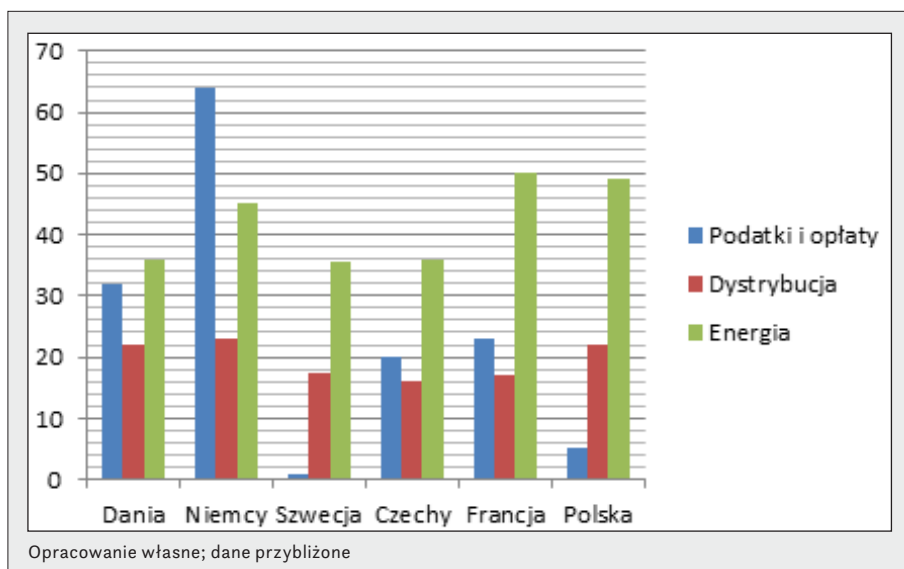
Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych definiuje się następująco: średnia cena krajowa w euro za kWh bez podatków obowiązująca w pierwszym semestrze każdego roku dla średnich odbiorców przemysłowych (pasmo zużycia IC przy rocznym zużyciu od 500 do 2000 MWh). Do 2007 r. ceny odnoszą się do statusu każdego dnia 1 stycznia każdego roku dla konsumentów o średniej wielkości (Standard Consumer IE o rocznym zużyciu 2 000 MWh).

Rys. 11. Uśrednione ceny energii elektrycznej dla firm w I kw. roku w latach 2005-2016 w wybranych krajach Europy (euro/kWh)



Opracowanie własne; dane przybliżone

Rys. 12. Gospodarstwa domowe – wartości składników średnich cen dla wybranych państw w 2015 r. (euro/MWh)



Rys. 13. Przemysł – wartości składników średnich cen dla wybranych państw w 2015 r. (euro/MWh)

Tabela 2. Średnie ceny energii dla odbiorców indywidualnych i przemysł w 2016 r. euro/kWh

	Odbiorcy indywidualni	Przemysł
DANIA	0,31	0,06
NIEMCY	0,30	0,08
SZWECJA	0,19	0,06
FRANCJA	0,17	0,07
CZECHY	0,14	0,07
POLSKA	0,13	0,08

Opracowanie własne; dane przybliżone

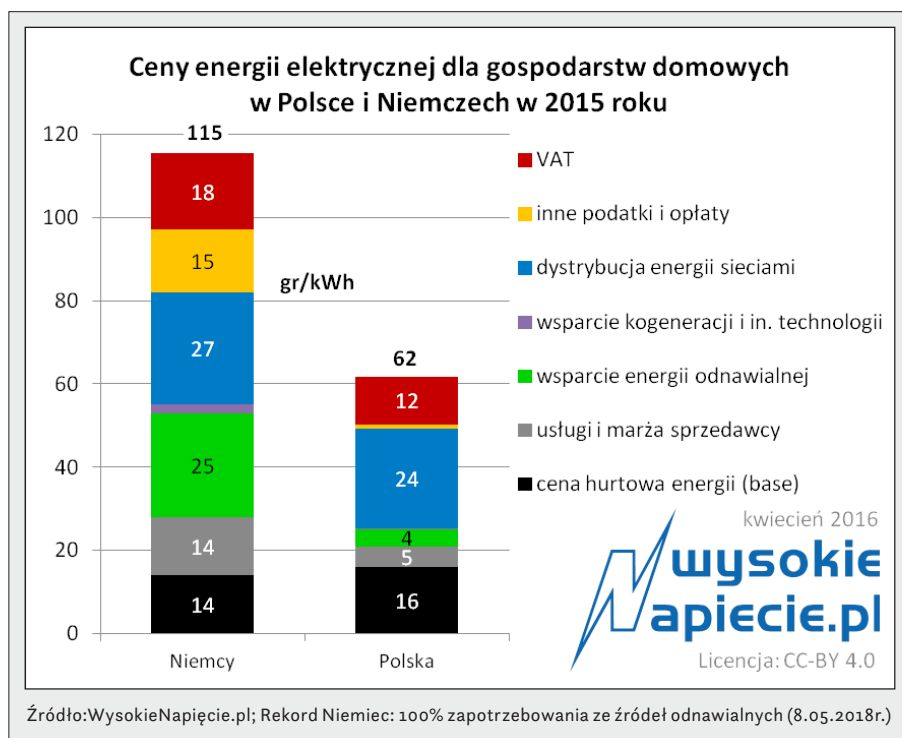
Porównując ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w poszczególnych państwach Unii Europejskiej, Polska znajduje się w grupie państw o najniższych cenach prądu. Uwzględniając jednak siłę nabywczą walut poszczególnych państw ceny energii elektrycznej w Polsce należą do jednych z najwyższych. Polska zajmuje 5 – 6 miejsce w grupie państw o najwyższej cenie prądu.

Porównując udział kosztów wsparcia OZE w cenie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych między dwoma państwami znajdują

Tabela 3. Udział składnika ceny „Podatki i opłaty” w całkowitej cenie za energię elektryczną dla wybranych państw Europy w 2015 r. w %

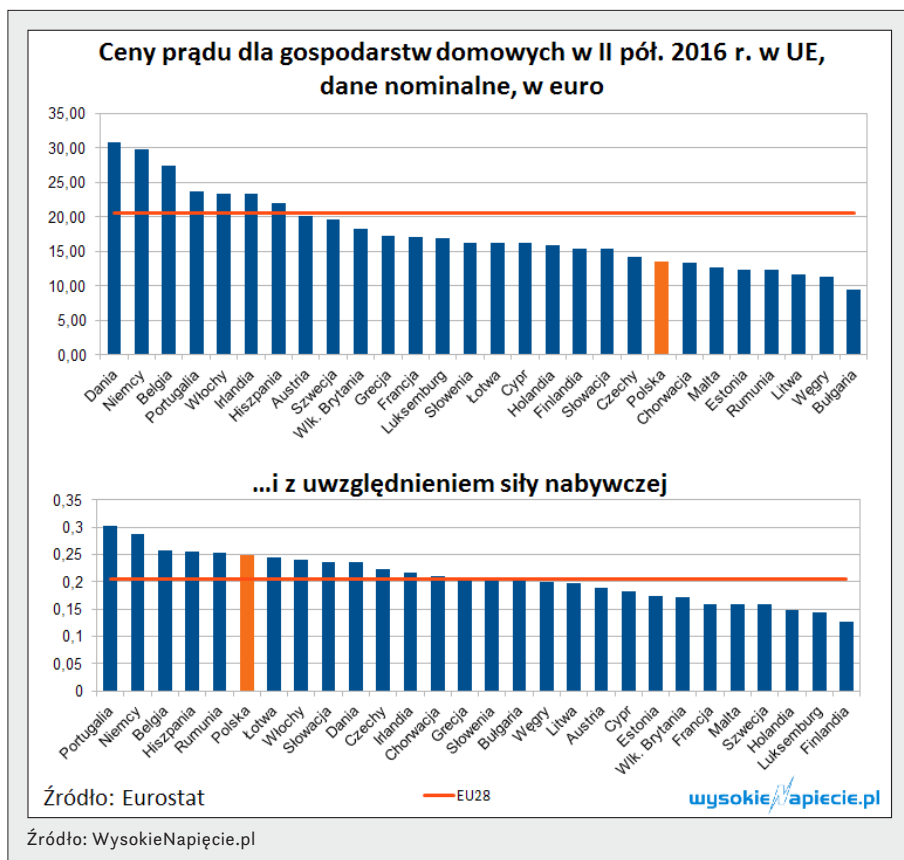
	Odbiorcy indywidualni	Przemysł
DANIA	69	36
NIEMCY	51	36
SZWECJA	38	2
FRANCJA	36	26
CZECHY	30	28
POLSKA	24	7

Opracowanie własne; dane przybliżone



Rys. 14. Składowe cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Niemczech i Polsce w 2015 r.

cymi się w grupie o najwyższych i najniższych cenach za energię – dla Niemiec i Polski – dostrzec można zasadniczą różnicę. W 2015 r. gospodarstwo domowe w Niemczech płaciło 21,7% ceny zużytej energii



Rys. 15. Porównanie cen energii elektrycznej w Europie w 2016 r. w przeliczeniu na euro i z uwzględnieniem siły nabywczej walut krajowych

elektrycznej, a w Polsce 6,5% jako opłatę za OZE. Na początku 2018 r. dla gospodarstw niemieckich wartość ta wynosiła 23,1%.

Tabela 4. Średnia cena 1 kWh dla gosp. dom. w Polsce w latach 2001-2017

2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
0,36	0,38	0,40	0,41	0,42	0,44	0,45	0,50	0,53
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
0,55	0,56	0,57	0,58	0,56	0,57	0,56	0,55	?

Źródło: <http://www.cenapradu.strefa.pl/>

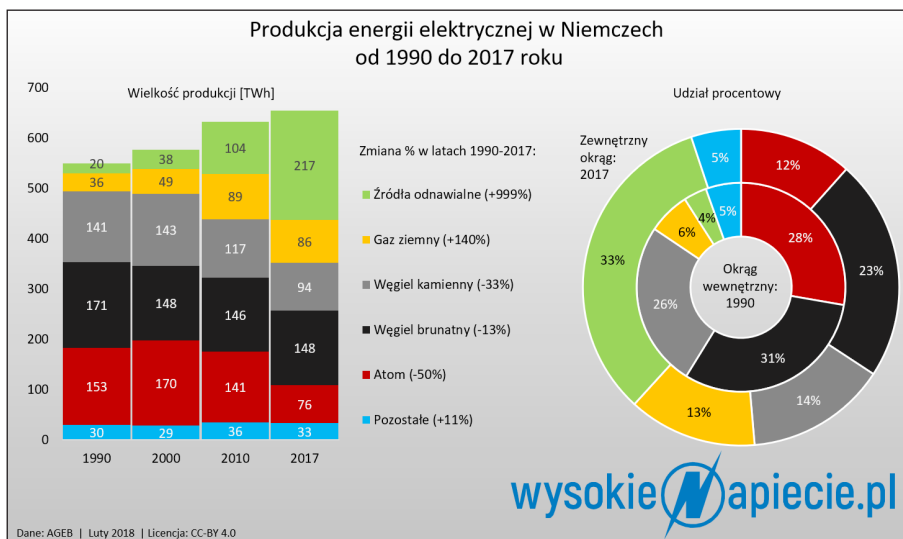
Należy wspomnieć o występującym zjawisku nazywanym: „ujemnymi cenami energii elektrycznej”. Jest to sytuacja, w której dystrybutorzy energii elektrycznej są gotowi zapłacić odbiorcom energii za jej pobór. Dzieje się to wtedy, gdy ilość wyprodukowanego prądu (w okresach bardzo wysokiej produkcji prądu z farm wiatrowych i paneli słonecznych)

jest większa od chwilowego zapotrzebowania. Zjawisko to występuje między innymi: w Niemczech, Danii, Szwajcarii, Austrii i Francji. Ma to miejsce przede wszystkim na rynkach ze znacznym udziałem produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. Niemcy, Dania.

W systemie elektroenergetycznym danego państwa zmienne zapotrzebowanie na energię elektryczną wszystkich odbiorców musi być równoważone – w tym samym czasie produkcją takiej samej ilości energii. Elektrownie, produkujące prąd w pracy ciągłej, mają **pewną elastyczność** – tzn. mogą w pewnym, niezbyt dużym zakresie regulować wielkość produkcji energii – dostosowując się do wielkości zapotrzebowania odbiorców. Ze względu na zmieniające się zapotrzebowanie na prąd w ciągu doby, tygodnia czy pory roku, część elektrowni pracuje cały czas, a część włącza się tylko w szczytach zapotrzebowania. Regulacja takiego systemu jest skomplikowana, nie tylko ze względu na problemy natury technicznej związanej z utrzymaniem ciągłości dostaw oraz zachowania odpowiednich parametrów energii elektrycznej, ale przede wszystkim w związku z utrzymaniem odpowiedniej ceny energii dla odbiorców i jednocześnie zapewnieniem elektrowniom rentowności produkcji. Wstrzymywanie pracy i ponowny rozruch elektrowni konwencjonalnych jest niezwykle kosztowne.

Jednocześnie część generacji energii z OZE w przypadku wiatraków i paneli fotowoltaicznych jest uzależniona od warunków atmosferycznych – odpowiedniej wietrzności i słoneczności. Możliwość planowania dostawy energii jest w tym przypadku obciążona bardzo dużym błędem. W sytuacji, kiedy mamy dobre warunki do pracy elektrowni wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych następuje zwiększenie produkcji energii elektrycznej, którą operator systemu jest obowiązany przyjąć. Jeśli nastąpi zbieg kilku niekorzystnych czynników: produkcja nieplanowanej dużej ilości energii z wiatraków i/lub paneli fotowoltaicznych, niskie zapotrzebowanie na energię w kraju i zagranicą, brak możliwości magazynowania znacznej ilości energii, wtedy elektrownie konwencjonalne muszą sprzedać swoją produkcję **obniżają cenę**. W **krytycznych sytuacjach** korzystniejsze jest dopłacanie do sprzedanej energii elektrycznej niż zatrzymywanie pracy elektrowni.

1 maja 2018 r. w Niemczech padł rekord: 100% energii elektrycznej uzyskano ze źródeł odnawialnych, przez dwie godziny OZE dostarczyły (łącznie 54% GW) więcej mocy niż wynosiło zapotrzebowanie całego kraju (53% GW). Ponieważ ten dzień był dniem wolnym od pracy zarówno w Niemczech, jak również w sąsiednich państwach, zapotrzebowanie na energię było niskie, niemieckie elektrownie konwencjonalne, których wygaszenie i potem ponowny rozruch są bardzo kosztowne, musiały



doплаć, aby ktoś odebrał od nich nadmiar wyprodukowanej energii (ponad 15 GW). W tym czasie ceny na rynku spot zbliżyły się do wartości minus 300zł/MWh⁷.

10. Uwagi końcowe

Ceny energii elektrycznej w wybranych państwach europejskich kształtowały się w 2016 r. następująco – od najwyższej do najniższej dla:

- Gospodarstw domowych: (ceny w przedziale: 0,1-0,3 euro/kWh)
 1. Dania,
 2. Niemcy,
 3. Szwecja,
 4. Francja,
 5. Czechy,
 6. Polska;
- Przemysłu – średnich odbiorców: (ceny w przedziale 0,05-0,11 euro/kWh)
 1. Niemcy,
 2. Polska,
 3. Czechy,
 4. Francja,

⁷ „Rekord Niemiec: 100% zapotrzebowania ze źródeł odnawialnych”, WysokieNapięcie, 2.05.2018r.

5. Szwecja,
6. Dania.

Polska, w kategorii „gospodarstwa domowe”, w grupie 6 państw miała w 2016 r. najniższą lub na przestrzeni lat: 2005-2016 jedną z najniższych cen energii (rys.10).

Inaczej kształtowały się ceny w kategorii „przemysł – średni odbiorcy”. Polska miała jeszcze w latach 2005-2007 najniższe ceny w grupie 6 państw, natomiast po roku 2007 była w grupie 2-3 państw o najwyższej cenie energii elektrycznej (rys. 11.).

Istotne jest to, że w tych 6 państwach poziom cen energii elektrycznej dla przemysłu był dużo niższy niż dla gospodarstw domowych i zawierał się w granicach od 5 do 11 centów za kWh, w porównaniu do gospodarstw domowych, gdzie ceny energii oscylowały od 10 do 30 centów za kWh (rys.10.).

Ceny energii na rynkach hurtowych oscylowały w granicach 2-6 centów za kWh.

Widać wyraźnie, że dwa państwa: Niemcy i Dania najbardziej chronią przemysł przed nadmiernym obciążeniem różnego rodzaju podatkami i opłatami a przerzucają koszty na obywateli. (Tabela 2 i 3).

W grupie 6 państw europejskich dwa państwa: Niemcy i Dania mają najwyższe ceny energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych – około 30 centów za kWh. Jednocześnie mają największy udział OZE w mixie energetycznym. W pozostałych państwach: Szwecji, Czechach, Francji i w Polsce ceny energii wahają się od 0,13 do 0,19 centa za kWh.

W trzech państwach: Francji, Szwecji, Czechach wielkość udziału energii jądrowej w mixie energetycznym ma istotny wpływ na cenę energii. Szczególnie widoczne jest to dla Francji – lidera energii jądrowej w Europie.

„Dane Eurostatu wskazują, że najwięcej za energię elektryczną płać państwa rozwijające OZE (Dania, Niemcy), a państwa opierające się na energii jądrowej cieszą się dwukrotnie niższymi kosztami elektryczności (Francja, Słowacja).”⁸

„Koszt energii ze źródeł odnawialnych dodany do cen detalicznych stanowi 6% średniej unijnej ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i w przybliżeniu 8% ceny energii elektrycznej dla przemysłu przed uwzględnieniem zwolnień. Występuje jednak istotne zróżnicowanie – w Hiszpanii i Niemczech udział tego kosztu

8 A. Strupczewski, „25 00 euro- koszt OZE dla każdej 4-osobowej rodziny w Niemczech”. Cire.pl, 12.10.2016 r.

wynosi 15,5% i 16%⁹ ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, natomiast w Irlandii, Polsce i Szwecji mniej niż 1%.”¹⁰

Inaczej przedstawia się relacja cen energii w UE, jeśli uwzględnimy siłę nabywczą środków płatniczych w poszczególnych państwach. W takim ujęciu cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych w Polsce była jedną z najwyższych w Unii Europejskiej. Wyższe ceny były w Portugalii, Niemczech, Belgii, Hiszpanii i Rumunii.

9 Ostatnie dane dotyczące kosztów wsparcia energii odnawialnej dla Niemiec za rok 2015 i początek 2018 wynoszą odpowiednio 21,7% i 23,1% w odniesieniu do gospodarstw domowych.

10 Opinia na temat komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Ceny i koszty energii w Europie (COM(2014) 21 final); BAS 9.04.2014r.

Ceny energii elektrycznej

(w euro za kWh, 2016 r.)



Największe rozbieżności cen dla klientów detalicznych i firmowych w UE



odbiory indywidualni: **0,31 €/kWh**
firmy: **0,06 €/kWh**



odbiory indywidualni: **0,3 €/kWh**
firmy: **0,08 €/kWh**

ROZBIEŻNOŚCI CEN DLA KLIENTÓW DETALICZNYCH I FIRMOWYCH W POLSCE



odbiory indywidualni: **0,13 €/kWh**
firmy: **0,08 €/kWh**

CENY ENERGII DLA FIRM (w € ZA kWh)

0,06 - 0,07

0,08 - 0,09

0,1 - 0,14

