

# RAPORT

## CENY ENERGII ZAGRAŻAJĄ KONKURENCYJNOŚCI POLSKIEJ GOSPODARKI



Związek Przedsiębiorców i Pracodawców  
[www.zpp.net.pl](http://www.zpp.net.pl)

WARSZAWA, GRUDZIEŃ 2018

## SPIS TREŚCI

<b>STRESZCZENIE .....</b>	<b>3</b>
<b>REKOMENDACJE .....</b>	<b>4</b>
<b>POLSKIE ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ .....</b>	<b>5</b>
<b>CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE NA TLE EUROPEJSKIM .....</b>	<b>9</b>
PODSUMOWANIE .....	10
WNIOSKI .....	10
<b>SKUTKI PODWYŻEK DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH I PRZEDSIĘBIORCÓW .....</b>	<b>11</b>
WZROST CEN ENERGII - PRZYCZYNY .....	12
POLSKI PARK WĘGLOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH.....	12
CENY WĘGLA ENERGETYCZNEGO .....	13
WNIOSKI .....	15
<b>UPRAWNIENIA DO EMISJI .....</b>	<b>16</b>
WNIOSKI .....	17
<b>GENEZA I OPIS REFORMY .....</b>	<b>18</b>
WNIOSKI .....	20
<b>JAK WYJŚĆ Z TEJ SYTUACJI? .....</b>	<b>21</b>
<b>PODSUMOWANIE .....</b>	<b>23</b>

## STRESZCZENIE

- Polska konsumuje coraz więcej energii, z czym wiąże się konieczność nie tylko ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, ale również instalacji nowych mocy wytwórczych.
- Polityka klimatyczna, której Polska nie ma możliwości samodzielnie się przeciwstawić, opiera się na eliminacji węgla w celu zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>.
- Tymczasem dominującym składnikiem polskiego miks energetycznego wciąż jest węgiel – odpowiada on za ok. 80 proc. produkcji energii elektrycznej. Taka sytuacja wiąże się bezpośrednio z odpowiednio istotną rolą polskiego przemysłu wydobywczego i transportowego (przewozów kolejowych, który realizuje dostawy węgla z zakładów wydobywczych do elektrowni).
- Spodziewany gwałtowny wzrost cen prądu w przyszłym roku został spowodowany wysokimi cenami węgla i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Wciąż jednak nie jest możliwe dokładne oszacowanie skali przyszłych podwyżek.
- Unijny rynek uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) zaprojektowany jest w taki sposób, żeby ich ceny rosły, co ma zmobilizować państwa członkowskie do inwestycji w odnawialne źródła energii (OZE).
- Rządowe propozycje rekompensat podwyżek prądu są tymczasowe – aby uniknąć problemu w przyszłości należy zmniejszać zależność energetyki od węgla. W interesie polskich przedsiębiorców leży, by energia była jak najtańsza, co wymaga właściwej i konsekwentnie realizowanej strategii, zmierzającej do uniezależnienia polskiej energetyki od węgla. W przeciwnym razie rozwój gospodarczy kraju zostanie zahamowany, a znad Wisły wycofa się – w pierwszej kolejności - przemysł energochłonny. Straty poniosą też przedsiębiorstwa o niskiej marży.
- Wysokie ceny energii stanowią bardzo poważne zagrożenie do konkurencyjności polskiej gospodarki.

Doniesienia medialne ostatnich tygodni zdominowane są informacjami o planowanych podwyżkach cen prądu, które mogą wszystkich Polaków dotknąć już w 2019 roku. Ten wzrost cen to konsekwencja silnej zależności polskiej gospodarki od energii z węgla, w momencie, kiedy unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) stale pogarsza opłacalność tego typu elektrowni. Sytuację ze szczególną uwagą monitorują przedsiębiorcy. W obliczu rynkowych trendów i rosnącego zapotrzebowania polskiej gospodarki na energię, Polska potrzebuje systemowego planu transformacji energetycznej, co uodporni naszą gospodarkę na podobne podwyżki.

## REKOMENDACJE

- Odpowiednie ceny energii elektrycznej warunkują konkurencyjność polskiej gospodarki i zamożność Polaków.
- Stan i profil polskiego parku jednostek wytwórczych oraz rosnące zapotrzebowanie krajowej gospodarki na energię nie pozwalają zmniejszyć uzależnienia energetyki od węgla w sposób szybki i radykalny.
- Należy jednak podjąć działania w kierunku zmniejszenia udziału jednostek węglowych i wysoce emisyjnych w miksie energetycznym Polski. Bloki te należy zastępować między innymi elektrowniami gazowymi, farmami wiatrowymi, jednostkami na biomasę i biogaz oraz fotowoltaniką, a być może także generatorami pracującymi na amoniaku - jak to się dzieje w Australii.
- Należy zmienić podejście do energetyki wiatrowej na lądzie, która – jak wykazała ostatnia aukcja na nowe moce OZE – może generować energię elektryczną około dwa razy taniej niż jednostki węglowe.
- W perspektywie krótkoterminowej, należy unikać tworzenia szerokiego systemu rekompensat, który generowałby koszty nie tylko w związku z koniecznością pokrywania podwyżek cen energii, ale także koszty związane z obsługą administracyjną.
- Lepszym rozwiązaniem byłaby redukcja obciążeń warunkujących cenę energii elektrycznej, np. poprzez obniżenie akcyzy.

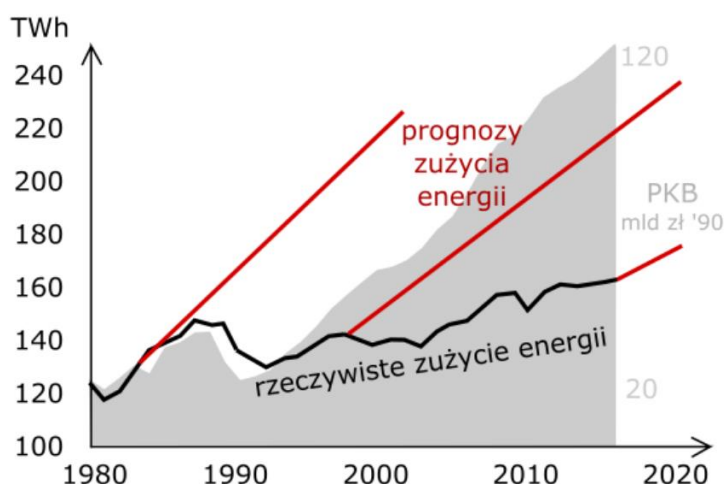
## POLSKIE ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

Temat zapotrzebowania na energię elektryczną nabrał w Polsce w ostatnich latach nadzwyczajnej popularności i stał się przedmiotem wielu dyskusji. Wpływ na to ma m.in. szum medialny wokół planowanych wzrostów cen energii elektrycznej oraz powracające każdego lata i zimy doniesienia o możliwym *blackoutcie*, czyli czasowej przerwie w dostawie prądu. Informacje te są szczególnie istotne dla przedsiębiorców, których przetrwanie na rynku zależne jest od stabilnych i nieprzerwanych dostaw energii oferowanej w akceptowalnej cenie.

Rozwój gospodarki i poprawa warunków życiowych Polaków skutkują coraz większą energochłonnością. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną to jedno z najważniejszych wyzwań, przed którym stoi obecnie państwo polskie. Nie jest to jednak zjawisko nowe. Na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat obserwujemy stały trend wzrostowy konsumpcji energii elektrycznej. Mimo to warto zwrócić uwagę na dwie kwestie. Po pierwsze, zapotrzebowanie na energię elektryczną okresowo spadało, co z reguły związane było z recesją gospodarczą. Jednocześnie zależność zapotrzebowania na energię elektryczną od PKB podlega sukcesywnej niwelacji z uwagi na wzrost efektywności energetycznej.

Powyższe czynniki sprawiają, że oszacowanie zmian zapotrzebowania na energię elektryczną już w perspektywie średnioterminowej obarczone jest wysokim ryzykiem. Najlepszym tego przykładem są prognozy zużycia energii elektrycznej z 1984 lub 2000 roku. Oba dokumenty przewidywały zużycie energii na poziomie ok 220 TWh w 2000 i 2015 roku. Rzeczywiste zużycie prądu w 2015 roku wyniosło 161,44 TWh i nigdy nie zbliżyło się do wcześniejszych prognoz.

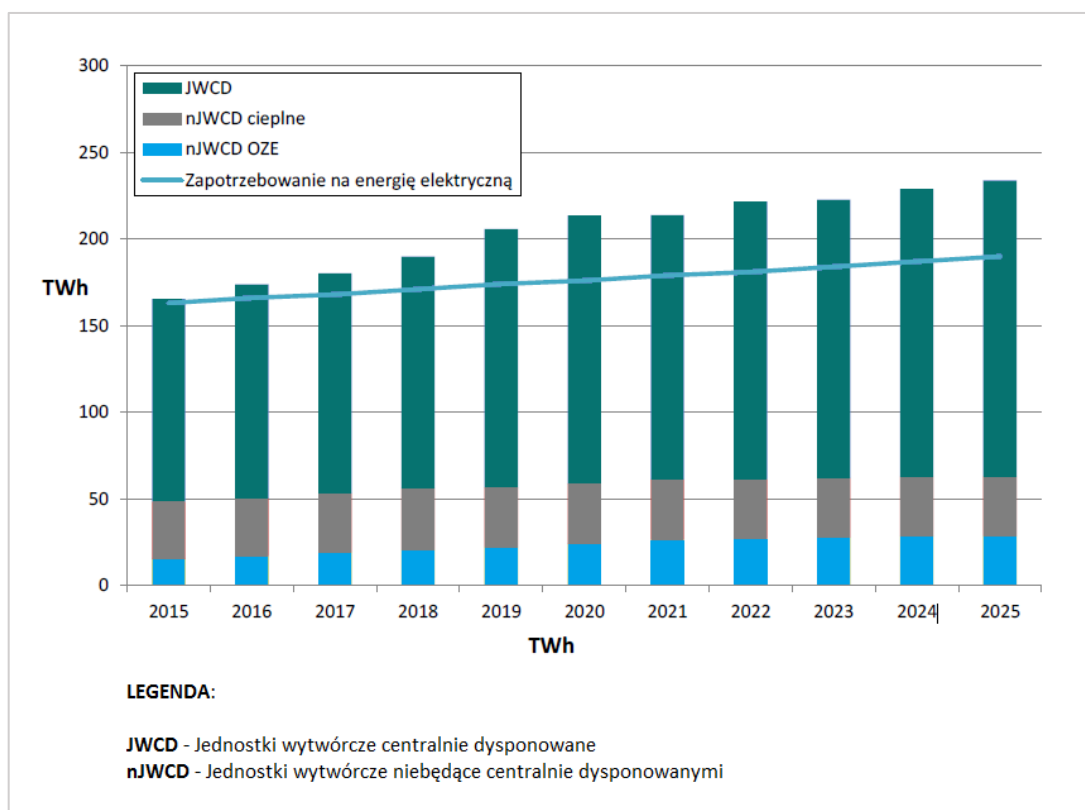
**Wykres 1.** Prognozy zużycia energii elektrycznej z 1984 i 2000 roku na tle rzeczywistego zużycia energii i PKB Polski



Źródło: Wysokie Napięcie; Licencja: CC BY 4.0, <https://wysokienapiecie.pl/1470-prognozy-oderwane-od-megatrendow/>

Aktualne przewidywania są dużo bardziej umiarkowane i zakładają, że do 2025 roku zużycie prądu w Polsce może osiągnąć pułap 190 TWh. Biorąc pod uwagę obecnie istniejące i planowane elektrownie oznaczałoby to, że nie powinny wystąpić niedobory, a wręcz powinna utrzymać się nadwyżka produkcyjna we wspomnianym okresie.

**Wykres 2.** Prognoza bilansu energii elektrycznej – wariant realistyczny



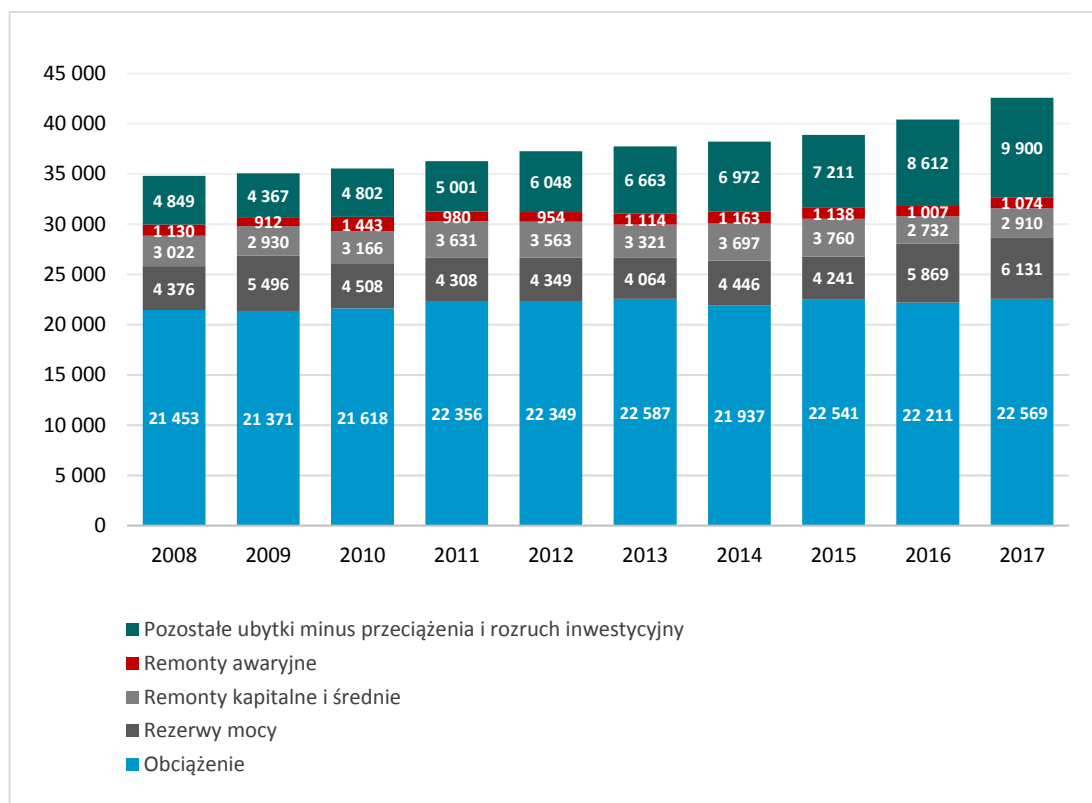
Źródło: PSE

Niestety dużo gorzej wypada polska energetyka pod kątem pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc. Jest to parametr uwzględniający największe okresowe zapotrzebowania na moc. To właśnie bilans mocy dostarcza informacji na temat tego, czy nie zagraża nam *blackout*.

Na koniec 2017 roku moc zainstalowana w polskich elektrowniach dostępna w Krajowej Sieci Energetycznej (KSE) wynosiła 43,42 GW, a moc osiągalna wynosiła 42,58 GW. Od tej wartości należy odjąć remonty (3984 MW) oraz pozostałe ubytki minus przeciążenia i rozruch inwestycyjny (9900 MW). Łącznie daje to 28,7 GW mocy dyspozycyjnej w 2017 roku. Na przestrzeni ostatnich dziesięciu lat stosunek mocy dyspozycyjnej do osiągalnej kształtuje się w relacji od 65 proc. do 75 proc.

Jak na tym tle wypada zapotrzebowanie szczytowe na moc? W 2017 roku średnie obciążenie z dobowych szczytów wyniosło 22,59 GW. Tym samym rezerwa mocy pozostała na poziomie 6,13 GW.

Wykres 3. Zapotrzebowanie na moc



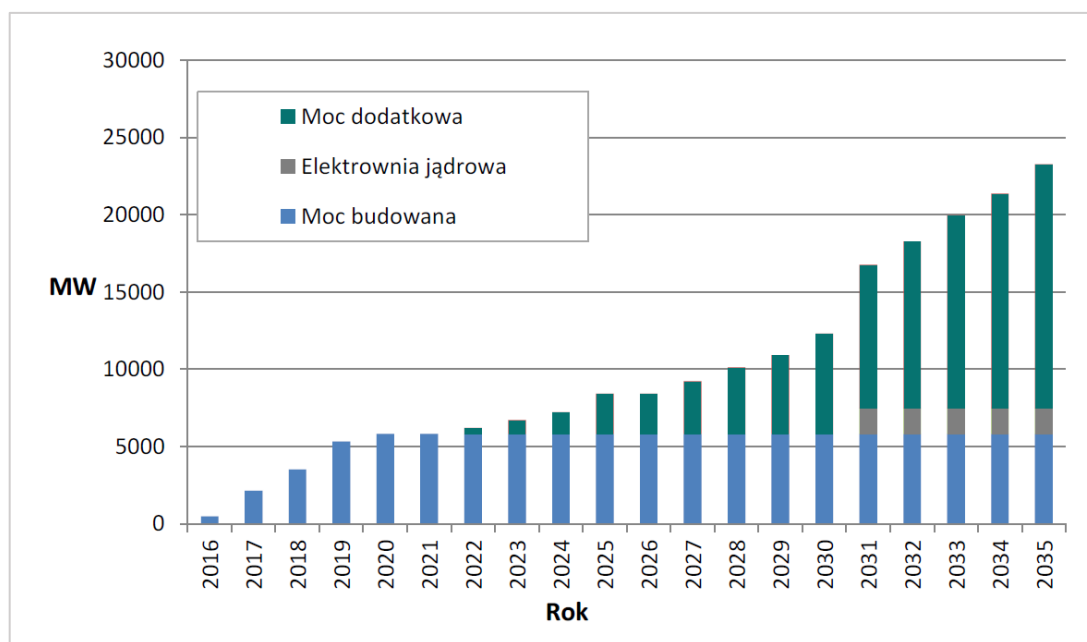
Źródło: PSE

Sytuacja ulega jednak dynamicznej zmianie, a kolejne lata i zimy owocują kolejnymi rekordami zapotrzebowania na moc. Ostatni rekord zimy padł 28 lutego 2018 roku, gdy zapotrzebowanie na moc wyniosło 26,45 GW. Wszystkie prognozy jednogłośnie stwierdzają, że w ciągu najbliższych kilkunastu lat będziemy mieli do czynienia ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną. Dodatkowo już teraz obserwowany jest trend dynamicznego wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim, m.in. ze względu na coraz bardziej popularne klimatyzatory.

Na to zjawisko nakłada się kolejny, niekorzystny dla krajowej energetyki czynnik – konkluzje BAT. Są to przepisy dotyczące dostosowania obiektów przemysłowych do restrykcyjnych norm emisji spalin. W związku z ich wejściem w życie, Polska będzie zmuszona do sukcesywnej modernizacji lub zamknięcia części bloków ciepłych, co dotyczy głównie jednostek na węgiel brunatny, a w dalszej kolejności – kamienny. Obecnie tego typu bloki zaspokajają ok. 80 proc. polskiego zapotrzebowania na energię elektryczną i stanowią trzon polskiej energetyki.

W związku z konkluzjami BAT, Polskie Sieci Elektroenergetyczne przeprowadziły symulację zapotrzebowania Polski w nowe jednostki mocy, przy uwzględnieniu wzrostu zapotrzebowania na prąd oraz konieczności modernizacji lub wycofania części istniejących bloków z uwagi na niespełnianie nowych norm.

**Wykres 4.** Wymagany przyrost mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT wyrażony w wartościach narastających



Źródło: PSE

W wyniku badań przeprowadzonych przez PSE wyszczególnić można trzy etapy wzrostu zapotrzebowania na moc i konieczności instalacji nowych mocy.

1. Do 2020 roku – konieczne będzie zainstalowanie ok. 5,8 GW nowej mocy. Obecnie trwające prace i planowane instalacje pokrywają to zapotrzebowanie;
2. Lata 2021 – 2030 – wzrost zapotrzebowania wymusi instalację dodatkowych 6,5 GW (łącznie 12,3 GW).
3. Lata 2030 – 2035 – niezbędne będzie zainstalowanie kolejnych 9,3 GW mocy (łącznie ponad 23 GW).

Prognozy zakładają modernizację części bloków w celu dostosowania ich do konkluzji BAT oraz planowe wyłączenia części bloków. Instalacja dodatkowych mocy została obliczona w taki sposób, aby zapewnić stabilność funkcjonowania systemu i utrzymanie obowiązkowych rezerw operatora.

Wzrost zapotrzebowania na moc wraz z zaostrzeniem norm emisji oraz koniecznością wyłączenia części bloków sprawia, że polska energetyka staje przed wyzwaniem dokonania znacznych inwestycji w nowe moce wytwórcze. To natomiast, oprócz innych czynników jak wzrost cen emisji czy węgla, ma wpływ na wzrost kosztów wytwarzania, a w rezultacie – cenę prądu w naszych gniazdkach.

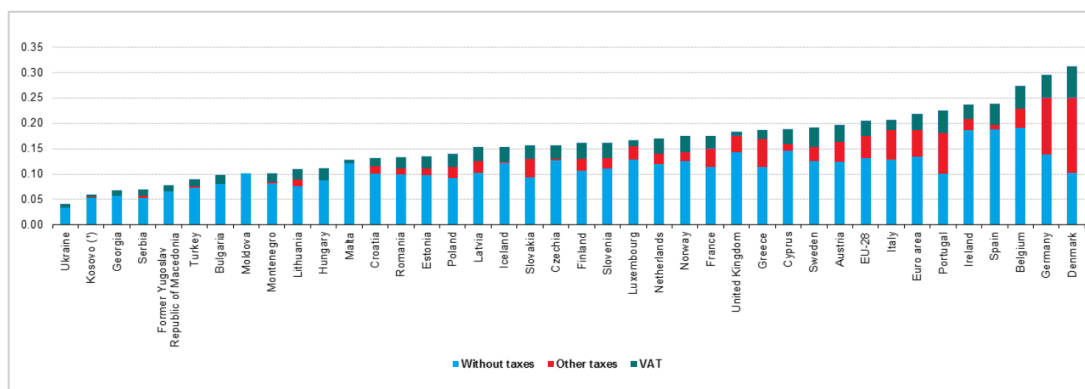


## CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE NA TLE EUROPEJSKIM

Dyskusja o zapowiadanych wzniesieniu cen energii elektrycznej ma swoje niewątpliwe zalety, do których należy przede wszystkim podniesienie świadomości konsumenckiej Polaków, którzy dotąd bardzo często nie zwracali uwagi na to, jak jest wytwarzany prąd i ile kosztuje. I choć wzrost cen energii elektrycznej jest nieunikniony, to warto spojrzeć na to, jak prezentuje się sytuacja Polski na tle innych państw europejskich.

Cena, jaką płacimy za 1 kWh w Polsce, należy do jednej z najniższych w Europie. W UE jedynie siedem państw oferuje tańszy prąd dla gospodarstw domowych i są to (od najdroższego): Estonia, Rumunia, Chorwacja, Malta, Węgry, Litwa i Bułgaria. Warto przy tym zauważyć, że w wielu przypadkach jest to wynikiem niższego opodatkowania.

**Wykres 5.** Cena energii elektrycznej w Europie w I połowie 2018 roku wyrażona w EUR/kWh



Źródło: Eurostat

Średnia cena, jaką muszą zapłacić gospodarstwa domowe za 1 kWh w UE, wynosi obecnie 0,21 EUR. W przypadku Polski jest to 0,14 EUR za 1 kWh.

Czy oznacza to, że prąd w Polsce jest tani? I tak i nie. Obiektywnie jest on tani, co ma duże znaczenie z punktu widzenia gospodarki, zwłaszcza inwestycji zagranicznych. Dla inwestora planującego dokonanie inwestycji w Polsce (lub przeniesienie firmy z Polski za granicę) cena prądu będzie obiektywnie niska na tle UE i nawet perspektywa wzrostu dwucyfrowego na przestrzeni kilku lat nie zmieni drastycznie tej sytuacji. Wynika to stąd, że sukcesywny wzrost cen energii elektrycznej dotyczy nie tylko Polski, ale całej Unii Europejskiej, gdzie na przestrzeni ostatnich 10 lat cena za 1 kWh wzrosła o ponad 30 proc.

Z perspektywy przeciętnego Kowalskiego rachunek za prąd jest z roku na rok coraz mniej odczuwalny. Na przestrzeni ostatnich pięciu lat kwota na rachunkach wzrosła o ok. 4 proc., podczas gdy minimalna krajowa urosła o 24 proc., a średnia pensja o 17 proc.

Istnieje jednak druga strona medalu. O ile cena detaliczna prądu w Polsce nie jest wysoka, to już w hurcie należy ona do najwyższych w Europie. Dzieje się tak z uwagi na to, że w krajach Europy Zachodniej do rachunku za prąd wliczane są dodatkowe opłaty, przeznaczane z reguły na inwestycje w OZE. I tak w Polsce za 1 kWh w hurcie w I połowie 2018 roku trzeba było zapłacić średnio o 30 proc. więcej niż w Niemczech.

### **PODSUMOWANIE**

Głównym wyzwaniem, przed jakim staje obecnie rząd w zakresie energetyki, jest utrzymanie w najbliższych latach wzrostu cen energii elektrycznej w pod kontrolą, niezależnie od niekorzystnych czynników zewnętrznych (ceny emisji, ceny węgla) i wewnętrznych (konieczność budowy nowych bloków i modernizacji starych). Utrzymanie obecnych cen prądu jest bardzo mało prawdopodobne. Istnieje jednocześnie duże ryzyko pojawienia się nagłych skoków cen energii po okresie zapowiadanych rekompensat (od 2020 roku).

### **WNIOSKI**

Z perspektywy ZPP niezwykle istotne jest utrzymanie niskiego poziomu wzrostu cen energii elektrycznej dla przedsiębiorstw. Jest to w szczególności ważne dla zakładów energochłonnych i niskomargowych. Zwłaszcza dla tych ostatnich, nieopanowanie cen energii i dopuszczenie do ich gwałtownego wzrostu (rzędu kilkudziesięciu procent) zwiększyłoby koszty w nieakceptowalny sposób.

Bardzo ważne jest również uporządkowanie komunikacji medialnej rządu w sprawie planowanych działań dotyczących cen za energię elektryczną. Wrażenie braku koordynacji działań i niepewności dotyczących cen prądu niekorzystnie wpływa na atmosferę biznesową w Polsce.

W celu zmniejszenia negatywnych skutków wzrostu cen energii elektrycznej można zastosować szereg mechanizmów, takich jak zmniejszenie akcyzy czy podatku VAT, które z punktu widzenia przedsiębiorców byłyby formami bardziej atrakcyjnymi, niż rekompensaty przyznawane dopiero po opłaceniu wyższych rachunków.

## SKUTKI PODWYŻEK DLA GOSPODARSTW DOMOWYCH I PRZEDSIĘBIORCÓW

W momencie pisania niniejszego raportu, nie da się jeszcze z całą pewnością przewidzieć, jakie skutki przyniosą podwyżki cen energii elektrycznej. Wynika to z faktu, iż nowe taryfy nie zostały jeszcze zatwierdzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, a więc dokładne wartości podwyżek nie są jeszcze znane. Przewidywania dotyczące wysokości podwyżek, o jakie wnioskowały spółki energetyczne, są wciąż oparte na medialnych pogłoskach.

Jednakże bazując na ogólnych wskaźnikach, można stworzyć pewną generalną prognozę dotyczącą skutków wzrostu opłat za energię elektryczną.

Najbardziej narażona na podwyżki jest cena hurtowa energii elektrycznej. To właśnie na nią mają bezpośredni wpływ takie czynniki jak wzrost ceny węgla czy emisji CO<sub>2</sub>. Z drugiej strony rząd planuje zahamować wzrost cen detalicznych poprzez rekompensaty pokrywające różnicę w cenach za prąd w 2019 roku w stosunku do 2018 roku.

Dlatego też ważne jest rozróżnienie tych dwóch elementów – ceny hurtowej i detalicznej. W przypadku tej pierwszej, należy się spodziewać sukcesywnego wzrostu. W przypadku ceny detalicznej, w 2019 roku najprawdopodobniej nie ulegnie ona zmianie, jednak nie wiadomo jak się zachowa w roku kolejnym. Niewykluczone, że wówczas nastąpi gwałtowny wzrost ceny energii nawet o kilkadziesiąt procent.

Przy założeniu ciągłego wzrostu płac, wzrost ten wciąż nie doprowadzi do dramatycznego pogorszenia się budżetów domowych. Jednakże finanse polskich rodzin mogą zostać nadwątlone koniecznością ponoszenia wyższych opłat komunalnych (np. za wywóz śmieci) czy komunikacyjnych (np. za bilety autobusowe, kolejowe). Wynika to stąd, że spółki oferujące swe usługi samorządom chcą zawrzeć umowy uwzględniające ceny prądu po podwyżkach.

Spółki energetyczne mogą też podwyższać opłaty za energię elektryczną miastom – stało się tak m.in. 3 października br. w Rzeszowie, którego prezydent wystosował list do premiera, skarżąc się, że cena za energię elektryczną zaoferowana miastu przez spółkę PGE Obrót S.A. była wyższa od dotychczasowej o 67,95 proc. Z kolei na zakup energii elektrycznej dla oświetlania ulic miast miasto ma wydać o 46 proc. więcej.

Niemniej trzeba pamiętać, że skutki finansowe podwyżek dla gospodarstw domowych mogą zostać zniwelowane rządową pomocą oraz wzrostem realnego dochodu Polaków. Dużo gorzej sytuacja wygląda z perspektywy przedsiębiorstw o niskiej marży. Dla nich wzrost cen energii elektrycznej o kilka procent może oznaczać nieakceptowalny wzrost kosztów produkcji, a w rezultacie konieczność zwiększenia cen za oferowane towary i usługi. Sytuacja stanowi także problem dla przemysłu energochłonnego, który – według medialnych doniesień –

zwracał już uwagę rządowi w Warszawie na pogarszające się warunki dostaw energii elektrycznej<sup>1</sup>.

W ten sposób wzrost cen za prąd może napędzić spiralę inflacyjną, co w sposób ukryty i z opóźnieniem wpłynie na kondycję całej gospodarki. Dodatkowym problemem jest spadek konkurencyjności przedsiębiorstw o niskiej marży produkującej na eksport lub firm związanych kontraktami długoterminowymi.

## WZROST CEN ENERGII - PRZYCZYNY

Ekspertcy dyskutujący na temat podwyżek cen prądu w Polsce są dość zgodni co do tego, że kluczową rolę w kształtowaniu tych kwot odgrywają ceny węgla kamiennego. Są one wskazywane jako jeden z dwóch czynników warunkujących wysokość rachunków za energię elektryczną (drugim natomiast są koszty ponoszone z tytułu uprawnień do emisji dwutlenku węgla). Analiza polskiego parku jednostek wytwórczych i cen węgla energetycznego pozwoli lepiej zrozumieć mechanizm kształtowania się opłat za energię elektryczną.

## POLSKI PARK WĘGLOWYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH

Węgiel jest najważniejszym polskim surowcem energetycznym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku, w Polsce zainstalowanych było niespełna 21 GW mocy w elektrowniach zawodowych na węglu kamiennym. Stanowiło to prawie połowę z ogółu 43,612 GW zainstalowanych mocy<sup>2</sup>. Z kolei moc zainstalowana w elektrowniach zawodowych opartych na węglu brunatnym wynosiła 9,287 GW.

Elektrownie oparte na węglu kamiennym wyprodukowały w 2017 roku 79,265 TWh energii elektrycznej. Elektrownie oparte na węglu brunatnym w tym samym czasie wyprodukowały 52,281 TWh. Łącznie, węgiel odpowiadał za ok. 80 proc. polskiej produkcji energii elektrycznej<sup>3</sup>. Pozostała energia pochodziła m.in. ze źródeł odnawialnych (głównie elektrowni wodnych i wiatrowych), elektrowni gazowych i biomasowych lub biogazowych.

Według danych Towarowej Giełdy Energii w Polsce znajdują się następujące jednostki zasilane węglem kamiennym:

- 1) Elektrownia Dolna Odra (PGE GiEK, moc osiągalna: 1362 MW)
- 2) Elektrownia Jaworzno 3 (Tauron Wytwarzanie, moc osiągalna: 1345 MW)
- 3) Elektrownia Karolin (Veolia Energia Poznań ZEC, moc osiągalna: 212 MW)
- 4) Elektrownia Kozienice 1 (Enea Wytwarzanie, moc osiągalna: 1821 MW)
- 5) Elektrownia Kozienice 2 (Enea Wytwarzanie, moc osiągalna: 2195 MW)
- 6) Elektrownia Łągisza (Tauron Wytwarzanie, moc osiągalna: 700 MW)
- 7) Elektrownia Łaziska 2 (Tauron Wytwarzanie, moc osiągalna 250 MW)
- 8) Elektrownia Łaziska 3 (Tauron Wytwarzanie, moc osiągalna 905 MW)

<sup>1</sup> Źródło: <https://www.energetyka24.com/news-energetyka24-rzad-wesprze-przemysl-energochlonny-w-planach-doplacy-i-ulgi> [dostęp: 17.12.2018 r.].

<sup>2</sup> Źródło: <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,207,tr,75,0,0,0,0,0,0,0,podstawowe-dane.html> [dostęp: 7.12.2018 r.].

<sup>3</sup> Ibidem.

- 9) Elektrownia Opole (PGE GiEK, moc osiągalna 1532 MW)
- 10) Elektrownia Ostrołęka B (Energa Elektrownie Ostrołęka, moc osiągalna 681 MW)
- 11) Elektrownia Połaniec (Enea Elektrownia Połaniec, moc osiągalna 1657 MW)
- 12) Elektrownia Rybnik (PGE Energia Ciepła, moc osiągalna 1790 MW)
- 13) Elektrownia Siersza (Tauron Wytwarzanie, moc osiągalna 557 MW)
- 14) Elektrownia Stalowa Wola 3 (Tauron Wytwarzanie, moc osiągalna 250 MW)

Z kolei węglem brunatnym zasilane są następujące polskie elektrownie:

- 1) Elektrownia Adamów (Zespół Elektrowni PAK, moc osiągalna 600 MW)
- 2) Elektrownia Bełchatów (PGE GiEK, moc osiągalna 5472 MW)
- 3) Elektrownia Pątnów 1 (Zespół Elektrowni PAK, moc osiągalna 1244 MW)
- 4) Elektrownia Pątnów 2 (Elektrownia Pątnów II, moc osiągalna 474 MW)
- 5) Elektrownia Turów (PGE GiEK, moc osiągalna 1488 MW)

Tak rozbudowany park węglowych jednostek wytwórczych, których średni wiek wynosi ok. 40 lat, przyczynia się do stosunkowo wysokiej emisyjności polskiej energetyki. Produkcja 1 MWh energii elektrycznej w Polsce wiąże się z wyemitowaniem ok. 770 kg CO<sub>2</sub>. Roczne emisje polskiej gospodarki sięgają 127,8 mln ton tego gazu<sup>4</sup>.

Podczas grudniowej konferencji w Ministerstwie Energii, minister Krzysztof Tchórzewski zapowiedział, że do roku 2021 w energetyce węglowej wyłączane zostaną moce rzędu 3-4 GW.

Udział energetyki węglowej w polskim miksie energetycznym ma być systematycznie ograniczany. Zaprezentowane przez Ministerstwo Energii założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku zakładają, że już w 2030 roku ma on się kształtować na poziomie ok. 60 proc. Resort energii zaznaczył w tych założeniach, że po 2025 roku wszelkie inwestycje w nowe bloki węglowe będą musiały spełniać standard emisyjny na poziomie 450 kg CO<sub>2</sub>/MWh wytworzonej energii<sup>5</sup>.

## CENY WĘGLA ENERGETYCZNEGO

Dla kształtowania się cen energii elektrycznej kluczowe znaczenie ma wartość typu węgla kamiennego wykorzystywanego do jej produkcji.

Celem poznania wahań cen węgla energetycznego dla energetyki zawodowej należy sięgnąć do Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego 1 (*Polish Steam Coal Market Index 1, PSCMI 1*). Jest to grupa wskaźników cen wzorcowego węgla energetycznego, pochodzącego od krajowych producentów i sprzedawanego na polskim rynku energetycznym.

<sup>4</sup> Źródło: <https://www.energetyka24.com/analizy/elektryczna-dziura-budzetowa-ile-kosztowac-beda-doplaty-do-pradu-komentarz> [Dostęp: 11.12.2018 r.].

<sup>5</sup> Źródło: <https://www.gov.pl/web/energia/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-zapraszamy-do-konsultacji1> [Dostęp: 6.12.2018 r.].

**Wykres 6.** Notowania PSCMI 1/T Polskiego Indexu Rynku Węgla Energetycznego 1, w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej



Źródło: <https://polskirynekwegla.pl/indeks-pscmi-1>

Analizując wykres PSCMI 1 można zauważyć dość duże wahania, jakim podlegała cena węgla dla energetyki. Jeszcze na początku 2013 roku za tonę węgla energetycznego polska energetyka zawodowa płaciła 270,65 zł. W tym samym roku dało się jednak zaobserwować początek tendencji spadkowej. Cena tony węgla energetycznego pikowała praktycznie nieprzerwanie aż do grudnia 2016 roku – kosztowała wtedy zaledwie 190,49 zł.

Począwszy od grudnia 2016 roku aż do sierpnia 2018 roku cena węgla energetycznego w Polsce zaczęła rosnąć. Już w kwietniu br. wspięła się ona na pułap nienotowany od roku 2014. W sierpniu 2018 roku polska energetyka zawodowa za tonę węgla energetycznego płaciła 248,44 zł.

Najnowsze dane dotyczące cen tego surowca dla energetyki zawodowej w Polsce pochodzą z października br. Wtedy za tonę węgla energetycznego płacono 243,44 zł.

Warto pamiętać, że ceny uprawnień do emisji oraz ceny węgla energetycznego nie przekładają się bezpośrednio na cenę energii elektrycznej dla odbiorców detalicznych. Ta ustalana jest na podstawie taryf, zatwierdzanych przez Prezesa URE. Według wyliczeń Ministerstwa Energii, cena energii czynnej w taryfie G w 2019 roku może wynieść nawet 302 zł/MWh (bez opłat dodatkowych).

Choć Ministerstwo Energii sygnalizuje, że procentowy udział jednostek węglowych w polskim miksie energetycznym będzie się zmniejszał, to jednak obecnie węgiel jest podstawowym surowcem dla energetyki w Polsce. Dlatego też, jego ceny są istotnym czynnikiem wpływającym na cenę energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Ze względu na względnie wysoką emisyjność jednostek węglowych, obecny mikś energetyczny kraju warunkuje uzależnienie wysokości rachunków za prąd od wahań na rynku uprawnień emisyjnych.

### WNIOSKI

- Uzależnienie polskiego miksu energetycznego od węgla jest zbyt wysokie, zwłaszcza biorąc pod uwagę trendy widoczne w polityce klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej.
- Tak duży udział węgla w produkcji energii elektrycznej w Polsce sprawia, że cena prądu dyktowana jest wahaniami cen węgla energetycznego.
- Jednocześnie zahamowanie rozwoju odnawialnych źródeł energii (przede wszystkim zaś energetyki wiatrowej) usunęło z polskiego systemu moce, które byłyby w stanie zamortyzować ewentualne wzrosty cen.
- Z perspektywy przedsiębiorców konieczne jest jak najszybsze wdrożenie strategii zmniejszającej uzależnienie polskiej energetyki od węgla.

## UPRAWNIENIA DO EMISJI

Pomysł na unijny system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych narodził się wraz z podpisaniem Protokołu z Kyoto. Komisja Europejska poszukiwała sposobu, za pomocą którego nie tylko będzie mogła zrealizować wiążące zobowiązania wobec japońskiego porozumienia, ale w długim okresie realizować swoje ambicje związane z polityką ekologiczną.

W ten sposób, w 2000 roku Komisja Europejska przedstawiła Zieloną Księgę, w której zawarte były pierwsze wstępne pomysły na EU ETS (Emission Trading System). Po latach konsultacji i unijnych negocjacji w 2003 roku Dyrektywa uruchamiająca rynek uprawnień do emisji została wprowadzona w życie, zaś start systemu został wyznaczony na 2005 rok.

Od tego czasu system przeszedł już trzy fazy, aktualnie przygotowując się na czwartą. Za każdym razem modyfikował sposób swojej działalności, tak aby jak najlepiej realizować ambicje ekologiczne UE, jednocześnie minimalizując koszty w zakresie konkurencyjności unijnej gospodarki. Na wstępie warto zaznaczyć, iż ilekroć jest mowa o „uprawnieniu”, chodzi o możliwość wyemitowania 1 tony CO<sub>2</sub>.

Pierwsza faza weszła w życie w 2005 roku i trwała 3 lata. Jej celem było głównie „nauczenie się” przez UE i lokalnych przedsiębiorców nowego rynku i przygotowanie gospodarek na kolejną fazę, od której przepisy zostaną już zastrzeżone. Pierwsza faza obejmowała jedynie emisję CO<sub>2</sub> z agregatów prądotwórczych i energochłonnych gałęzi przemysłu. Dodatkowo niemal wszystkie uprawnienia zostały rozdane firmom za darmo, a cena za nieprzestrzeżenie posiadanego limitu uprawnień wynosiła 40 EUR za tonę.

Na tym etapie udało się utworzyć wolny rynek uprawnień do emisji pomiędzy przedsiębiorstwami, a także infrastrukturę do monitorowania i weryfikowania danych o emisji dostarczanych przez firmy. Należy także podkreślić, że na tym etapie całkowity limit uprawnień został ustalony na podstawie szacunków, a nie wiarygodnych danych o emisji, wobec czego ostateczna liczba uprawnień przekroczyła całkowitą sumę emisji CO<sub>2</sub>, co z kolei spowodowało, iż cena za uprawnienia w 2007 roku wyniosła 0 EUR.

Druga faza programu obowiązywała w latach 2008-2012, kiedy nadszedł czas wypełniania przez państwa członkowskie zobowiązań z Kyoto. Do programu w tym momencie dołączyły: Norwegia, Islandia i Liechtenstein. Na tym etapie obniżono o ok. 6,5 proc. całkowity limit uprawnień, dodając jednocześnie limity emisji tlenu azotu powstałego podczas produkcji kwasu azotowego do gazów objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji. Poziom darmowych uprawnień rozdanych biznesowi spadł do około 90 proc., co oznaczało, iż część państw przeprowadziło aukcje uprawnień. W tym miejscu warto zaznaczyć, iż założenia programu przewidują sprzedaż uprawnień do emisji przez państwa członkowskie programu, a następnie wykorzystanie pozyskanych środków na inwestycję w przyjazną dla środowiska energetykę.



## UPRAWNIENIA DO EMISJI

Ponadto do programu włączono sektor lotniczy (od 1 stycznia 2012 roku) oraz podwyższono kary za nieprzestrzeganie posiadanych limitów do 100 euro za tonę. Ostatnią zmianą w stosunku do pierwszej fazy było zezwolenie na uzyskanie międzynarodowego kredytu w wysokości ok. 1,4 mld ton ekwiwalentu CO<sub>2</sub>. Dzięki doświadczeniom nabytym w pierwszej fazie, udało się wypracować metody pozyskiwania wiarygodnych informacji nt. rocznych emisji, jednak w wyniku globalnego kryzysu gospodarczego, gospodarki zmniejszyły swoją produkcję, ograniczając jednocześnie emisję CO<sub>2</sub>. To poskutkowało powiększeniem się nadwyżki uprawnień, co ponownie doprowadziło do spadku ceny CO<sub>2</sub> do poziomu zbyt niskiego, by zachęcić firmy i państwa do inwestycji w przyjazne ekologiczne źródła energii.

Trzecia faza obejmuje lata 2013-2020. Kluczowymi zmianami w porównaniu do poprzednich lat jest ustanowienie wspólnego, unijnego limitu uprawnień na emisję (w miejsce dotychczasowych krajowych limitów) oraz zamianę domyślnego sposobu rozdziału uprawnień do emisji. Od tego etapu to aukcje są podstawowym źródłem pozyskiwania uprawnień, a zasady rozdzielania darmowych uprawnień zostały zharmonizowane. Zarezerwowano także 300 mln uprawnień dla nowych uczestników, w celu sfinansowania wdrażania innowacyjnych technologii energii odnawialnej oraz przechwytywania i składowania CO<sub>2</sub> w ramach programu Europejskiego Banku Inwestycyjnego NER300. Od teraz mechanizm ETS dotyczy:

- a) dwutlenku węgla z wytwarzania energii i ciepła, z lotnictwa komercyjnego i z energochłonnych sektorów przemysłu,
- b) podtlenku azotu z produkcji kwasu azotowego, adypinowego i glioksalowego oraz glioksalu,
- c) perfluorowęglowodorów (PFC) z produkcji aluminium.

W ten sposób, system EU ETS obejmuje ok. 45 proc. emisji gazów cieplarnianych w UE oraz ogranicza emisje z ponad 11 tysięcy instalacji energochłonnych, obejmując jednocześnie linie lotnicze operujące między państwami członkowskimi systemu EU ETS. Warto także dodać, iż w 2018 roku Unia Europejska porozumiała się ze Szwajcarią w kwestii powiązania ze sobą systemów.

## WNIOSKI

Jak można więc zauważyć, utworzony system ma na celu rynkowo zmusić państwa do inwestycji w odnawialne źródła energii. Preferowaną drogą do osiągnięcia tego celu, w zamyśle autorów projektu, jest wykreowanie nacisku prywatnych biznesów, którym energia węglowa, napędzająca ich zakłady, obniży konkurencyjność i atrakcyjność oferowanych usług. Nie pozostaje nam nic innego, jak podążać tym tropem i domagać się od władz zmian w polityce energetycznej.

## GENEZA I OPIS REFORMY

Kryzys gospodarczy i związane z nim obniżenie wielkości produkcji zrodziło pewne wyzwania dla ETS. Przede wszystkim długotrwale utrzymująca się nadwyżka uprawnień do emisji nad emisją ogółem w krótkim okresie zaburzała funkcjonowanie rynku uprawnień. Dla przykładu, w 2013 roku nadwyżka wyniosła ok. 2 mld uprawnień, w 2014 roku 2,1 mld, a w 2015 roku 1,78 mld i spadła tylko dlatego, iż postanowiono opóźnić sprzedaż aukcyjną uprawnień. W długiej perspektywie taka sytuacja mogła uniemożliwić systemowi osiągnięcie jednego z jego sztanarowych celów, a więc coraz większą redukcję emisji gazów cieplarniany w sposób racjonalny kosztowo dla gospodarek.

Aby stawić czoła temu problemowi, instytucje Unii Europejskiej rozpoczęły działać dwutorowo. Z jednej strony Komisja Europejska, wykorzystując swoje uprawnienia, podjęła działania metodą rozporządzeń, których celem było jak najszybsze zahamowanie powstawania nadwyżek uprawnień. W tym kontekście KE zdecydowała się na wspomniane opóźnienie sprzedaży na aukcji ok. 900 mln uprawnień aż do roku 2019-2020, wstrzymując kolejno 400 mln uprawnień w 2014 roku, 300 mln uprawnień w 2015 roku i 200 mln uprawnień w 2016 roku.

Drugim podjętym przez komisję krokiem jest przesunięcie tych wstrzymanych uprawnień do „rezerwy zapewniającej stabilność rynku”, która uruchomiona zostanie 1 stycznia 2019 roku. Włączone zostaną do niej także nierozdzielone uprawnienia, których może być nawet 700 mln. To wszystko dotyczy jednak aktualnie obowiązującej fazy wdrażania systemu ETS. Aby zmiany te były bardziej trwałe, ich warunki musiały zostać włączone w ustalenia dotyczące kolejnej, czwartej fazy projektu, na lata 2021 -2030.

27 lutego 2018 roku Rada Europejska wdrożyła w życie reformę unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Do najważniejszych zmian w nowej propozycji należy przyspieszenie redukcji całkowitego pułapu emisji do poziomu 2,2 proc. rocznie (z obecnych 1,78 proc.) oraz podwojenie liczby uprawnień przenoszonych do utworzonej wcześniej przez Komisję Europejską rezerwy stabilności rynkowej (z 12 proc. do 24 proc.) w latach 2019-2023.

Nowe przepisy będą także regulować inne zgłaszane dotychczas problemy: zmienią się zasady przydziału bezpłatnych uprawnień w taki sposób, iż ok. 50 sektorów najbardziej zagrożonych przeniesieniem produkcji poza UE otrzyma pełne, bezpłatne przydziały. Dla pozostałych wskaźnik bezpłatnego przydziału wyniesie 30 proc. Po 2026 roku pula ta zacznie być stopniowo wygaszana, by docelowo 100 proc. emisji było finansowane z aukcji. Powstanie także fundusz modernizacyjny dla państw UE, w których PKB per capita jest mniejszy niż 60 proc. średniej unijnej. Sfinansowany będzie on z aukcji 2 proc. wszystkich uprawnień do emisji. Pieniądze z tego źródła mają służyć m.in. na inwestycje w odnawialne źródła energii oraz poprawę efektywności energetycznej.

Polska od początku starała się powstrzymać przyjęcie nowej dyrektywy. Co prawda kwalifikuje się ona na pieniądze z funduszu modernizacyjnego, jednak, poza ciepłownictwem Rumunii

i Bułgarii, żaden kraj nie będzie mógł wykorzystywać tych środków na inwestycje w nowe bloki węglowe, intensywnie budowane w Polsce (Ostrołęka C, Kozienice czy Opole). Wg szacunków Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE), w latach 2021-2030 największe firmy energetyczne w Polsce będą musiały przeznaczyć na zakup uprawnień ponad 130 mld złotych.

Ceny uprawnień wyraźnie zareagowały na zmiany zaproponowane przez instytucje unijne. O ile w latach 2012-2017 ceny rynkowe uprawnień (które można znaleźć pod skrótem EEX) wahały się między 5 a 10 EUR, o tyle po uzgodnieniu bardziej restrykcyjnych zasad, zaczęły drastycznie rosnąć. Między styczniem a październikiem uprawnienia podrożały z 7 EUR do nawet 23 EUR za tonę. Aktualnie ceny uprawnień utrzymują się na poziomie powyżej 20 EUR, niemniej analitycy rynku szacują stabilny wzrost cen w miarę ograniczania sumy uprawnień. Ich zdaniem, do 2020 roku uprawnienia za tonę będą kosztowały 30 EUR, by w 2023 roku osiągnąć nawet 40 EUR.

Działania Unii Europejskiej z pewnością zachęcały spekulantów do podbijania ceny uprawnień – w końcu, tylko jeśli ceny emisji CO<sub>2</sub> będą drogie, państwa i przedsiębiorstwa będą miały ekonomiczne zachęty do pilnej transformacji energetycznej. Problemem, jaki dał o sobie znać w tym roku, jest jednak drastyczny i gwałtowny wzrost cen uprawnień. Polskim spółkom emitującym znaczne ilości CO<sub>2</sub> pochłania on środki, które mogłyby być przeznaczone na modernizację lub inwestycje w OZE.

W tym kontekście frustracja polskich spółek jest w pewnym sensie zrozumiała – kiedy cena uprawnień rośnie w ciągu roku trzykrotnie, a jednocześnie cele emisyjne nakładane przez Brukselę są coraz ambitniejsze, zwyczajnie brakuje pieniędzy w kasach i tak zadłużonych państwowych spółek.

Trzeba jednak pamiętać, iż pomysły rządu, by sfinansować te podwyżki z dochodów ze sprzedaży uprawnień jest nie tylko szkodliwy ze względu na nagradzanie największych emitentów, ale także sprowadza na Polskę kolejny aspekt konfliktu z Brukselą – pieniądze z uprawnień mają służyć inwestowaniu w zieloną energetykę, a nie dotowaniu przestarzałych, węglowych elektrowni ciepłych.

Od wprowadzenia w życie unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji w 2005 roku jego nadrzędnym celem była walka o redukcję gazów cieplarnianych poprzez uczynienie energetyki wysokoemisyjnej nieopłacalną. Trudno się więc dziwić, że - w momencie, kiedy ceny uprawnień zaczęły rosnąć - Komisja Europejska nie tylko nie podjęła działań zaradczych, ale po prostu wyraziła zadowolenie. Taki jest cel całego systemu. Polska już wchodząc do Unii Europejskiej była świadoma istnienia programu EU ETS, mimo to do dziś niewiele zrobiła, by na skutki podwyżek uprawnień się uodpornić, inwestując w przyjazną dla środowiska infrastrukturę energetyczną, i teraz ponosi tego konsekwencję.

Unijny system uprawnień do emisji funkcjonuje od 2005 roku. Od tego czasu przeszedł już 3 fazy, a każda coraz surowiej traktuje emisję gazów cieplarnianych. Plan funkcjonowania 4. fazy zakłada kolejne zaostrzenie przepisów, jedynie z wyjątkiem branż wrażliwych na

przeniesienie produkcji poza UE. W tym kontekście działania kolejnych polskich rządów w zakresie niskoemisyjnej energetyki są niewystarczające, a prognozowane podwyżki cen energii w 2019 roku są tylko tego konsekwencją.

### **WNIOSKI**

Polskie przedsiębiorstwa, które są szczególnie dotknięte wysokimi cenami uprawnień dla emisji, powinny ubiegać się o status „branż wrażliwych na przeniesienie poza UE”, co zagwarantuje im uzyskanie darmowych uprawnień. Jeśli to się nie powiedzie, należy pokazywać rządzącym destrukcyjny wpływ zaniedbań energetycznych na sukces polskich przedsiębiorstw, a także wykorzystać promowane przez UE programy dotyczące klastrów energii i innych rozwiązań, które lokalnie pozwalają uniezależnić się od ogólnopolskich źródeł prądu.

## JAK WYJŚĆ Z TEJ SYTUACJI?

Problem rosnących cen energii wywołał dość duże poruszenie w Polsce, gdyż podwyższone opłaty mają dotknąć obywateli w roku, w którym przypadają wybory do Parlamentu Europejskiego i Sejmu. Z tego względu, uniknięcie negatywnych skutków społecznych wynikających z wysokich cen prądu stało się priorytetem dla rządu. Opracowaniem rozwiązania tej sytuacji zajęło się Ministerstwo Energii.

Wynikiem prac resortu okazał się zarys szeroko komentowanego programu rekompensat.

O tego typu wsparciu dla podmiotów szczególnie dotkniętych podwyżkami cen prądu mówiono już w lipcu 2018 roku. Wtedy też w mediach pojawiły się doniesienia o dopłatach i ulgach dla przemysłu energochłonnego. Rząd miał planować m.in. dopłaty ze sprzedaży uprawnień do emisji oraz rozszerzenie możliwości stosowania niższej stawki opłaty przejściowej (czyli opłaty za wcześniejsze rozwiązanie kontraktów długoterminowych z elektrowniami) oraz jakościowej (czyli opłaty za korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego)<sup>6</sup>.

Wówczas pojawiły się pierwsze doniesienia o planach wprowadzenia stuprocentowego obciążenia giełdowego w handlu energią elektryczną, co zostało ujęte w jesiennych pracach legislacyjnych polskiego parlamentu.

Z kolei na przełomie listopada i grudnia pojawiły się pogłoski o możliwym utworzeniu specjalnego Funduszu Efektywności Energetycznej i Rekompensat (FEER), którego środki miałyby zostać przeznaczone na rekompensowanie podwyżek gospodarstw domowym i sektorowi małych oraz średnich przedsiębiorstw.

Na początku grudnia br. Ministerstwo Energii potwierdziło te doniesienia i obwieściło, że przygotowuje ustawę powołującą FEER. System dopłat z Funduszu miałby obowiązywać przez rok. Planowane koszty wahają się od 4-5 mld zł. Pieniądze te mają pochodzić z:

- sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
- zwrotów rekompensat,
- budżetu państwa,
- dobrowolnych wpłat i darowizn,
- koncernów energetycznych (jeśli posiadają aktywa wytwórcze o mocy powyżej 1 GW i powyżej 1 mln klientów przyłączonych do sieci),
- wpływów z innych środków publicznych<sup>7</sup>.

Środki zgromadzone z powyższych źródeł w FEER będą obsługiwane przez Bank Gospodarstwa Krajowego, zarządzane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. i dysponowane przez Ministerstwo Energii.

<sup>6</sup> Źródło: <https://www.energetyka24.com/news-energetyka24-rzad-wesprze-przemysl-energochlorny-w-planach-doplatty-i-ulgi> [Dostęp: 11.12.2018 r.].

<sup>7</sup> Źródło: <https://www.energetyka24.com/wiemy-skad-rzad-wezmie-pieniadze-na-rekompensaty-za-prad> [Dostęp: 11.12.2018 r.].

## JAK WYJŚĆ Z TEJ SYTUACJI?

W przypadku gospodarstw domowych, mechanizm systemu rekompensat opierać się ma na rozliczeniach między spółką obrotu, czyli firmą sprzedającą energię odbiorcom finalnym, Zarządcą Rozliczeń oraz Bankiem Gospodarstwa Krajowego. Odbiorca końcowy nie uczestniczyłby bezpośrednio w rozliczeniach pieniężnych, a jedynie otrzymywał fakturę z rekompensatą.

System ten wygląda nieco inaczej w przypadku małych i średnich przedsiębiorców. Uzyskiwaliby oni bezpośrednią rekompensatę w formie przelewu z BGK. Warunkiem otrzymania świadczenia jest wtedy złożenie wniosku o rekompensatę wraz z fakturą zawierającą rzeczywiste zużycie, potwierdzoną przez spółkę obrotu<sup>8</sup>.

Projekt zaprezentowany przez rząd spotkał się z krytyką ekspertów. Zaproponowanym przez ME rozwiązaniom zarzucano m.in. krótkowzroczność, ryzyko napędzenia wzrostu inflacji, możliwość niedoszacowania kosztów w wyniku nieuwzględnienia kosztów administracyjnych oraz „przejadanie” pieniędzy, które mogły posłużyć do modernizacji polskiej energetyki i długoterminowego opanowania wzrostów cen.

Nie sposób nie przyznać racji części powyższych argumentów, zwłaszcza zarzutom dotyczącym doraźności wprowadzanych rozwiązań. Według zapowiedzi Ministerstwa Energii, ustawa ustanawiająca system rekompensat ma funkcjonować jedynie przez 2019 rok. Jest to zatem model krótkoterminowy i przejściowy.

Wszelkie długoterminowe plany załagodzenia tej sytuacji muszą być wdrażane w ramach szerokiej strategii transformacji polskiego sektora elektroenergetycznego, celem uniezależnienia go od dotkliwych podwyżek cen paliw i pozwoleń emisyjnych.

Zaprezentowane przez Ministerstwo Energii zarysy Polityki Energetycznej Polski do roku 2040 uwzględniają te potrzeby. Przede wszystkim, dokument ten zakłada zainstalowanie w polskim systemie energetycznym zupełnie nowych, praktycznie zeroemisyjnych mocy – w energetyce wiatrowej na morzu i w energetyce jądrowej. Nadzieję niosą także plany budowy pokaźnych mocy w fotowoltaice. Istotnym zapisem jest też zapowiedź poprawy ogólnokrajowej efektywności energetycznej.

Polityka Energetyczna Polski (PEP) zakłada też, że do roku 2040 jednostkowa emisja netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni spadnie do poziomu 394 kg CO<sub>2</sub>/MWh.

Trudno jednak zrozumieć, dlaczego rząd tak kategorycznie opowiada się za likwidacją energetyki wiatrowej na lądzie, zwłaszcza że ostatnia aukcja dla nowych instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii wykazała, iż energetyka wiatrowa jest najtańszą dostępną w Polsce technologią wytwarzania energii. Średnia cena, po jakiej producenci gotowi byli wytwarzać energię z tychże źródeł, wyniosła ok. 197 zł/MWh, a stawki zaczynały się już od 158 zł/MWh.

<sup>8</sup> Źródło: <https://www.gov.pl/web/energia/rekompensaty-dla-gospodarstw-domowych> [Dostęp: 11.12.2018 r.].

## PODSUMOWANIE

Doniesienia medialne na temat planowanych wzrostów cen energii elektrycznej są prawdziwe. Wpływ na to ma kilka czynników, a przede wszystkim:

1. wysokie ceny węgla kamiennego (głównego surowca energetycznego w Polsce);
2. rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,
3. konieczność modernizacji części bloków energetycznych dostosowujących je do restrykcyjnych norm emisji BAT,
4. konieczność budowy nowych mocy wytwórczych w związku z rosnącym zapotrzebowaniem w moc.

Nałożenie się w czasie powyższych czynników sprawia, że rosną koszty wytworzenia energii, a spółki energetyczne ponieść muszą znaczący wysiłek inwestycyjny. To z kolei doprowadza do wzrostu i tak już wysokich, w porównaniu do innych państw UE, kosztów hurtowych energii elektrycznej.

Mimo to, jak dotychczas, udawało się utrzymać w Polsce niskie ceny energii elektrycznej w detalu, co przekładało się na stosunkowo niskie rachunki za prąd dla przeciętnego Kowalskiego, w porównaniu do mieszkańców innych państw europejskich. Zapowiedzi Ministerstwa Energii dotyczące powstania programu rekompensat pozwalają sądzić, że w 2019 roku nie dojdzie do znaczącego wzrostu rachunków dla klientów indywidualnych i przedsiębiorców.

To jednak będzie się wiązało z dużymi kosztami po stronie państwa i spółek energetycznych. W rezultacie może dojść do wydrenowania budżetów modernizacyjnych spółek i „przejedzenia” środków z handlu emisjami, które mogłyby zostać przeznaczone na inwestycje w OZE. Mimo to działania Ministerstwa Energii należy postrzegać jako tymczasowe i najprawdopodobniej już w 2020 roku dojdzie do skokowego wzrostu cen energii elektrycznej, która może osiągnąć nawet kilkadziesiąt procent w stosunku do roku bieżącego. Stąd wynika powszechna krytyka programu rekompensat, który oceniany jest jako „kielbasa wyborcza” przed wyborami do Parlamentu Europejskiego i Sejmu.

Obecnie niemożliwe jest dokładne oszacowanie wzrostu rachunków za prąd oraz skutków jakie wywrą wyższe ceny energii elektrycznej na gospodarce. Niewątpliwie jednak najbardziej narażone są przedsiębiorstwa o niskiej marży, zwłaszcza energochłonne. To największych grup ryzyka zalicza się takie sektory jak: przemysł ciężki i spożywczy, handel hurtowy i detaliczny oraz transport publiczny i towarowy. Podwyżki cen energii mogą doprowadzić w rezultacie do wzrostu cen towarów i usług, co przełoży się na wzrost inflacji. Z tego powodu niewykluczone, że przeciętny Kowalski najmocniej odczuje skutki wzrostu cen energii dopiero z opóźnieniem i nie tylko płacąc rachunek za prąd, ale kupując żywność lub korzystając z transportu publicznego.

[WWW.ZPP.NET.PL](http://WWW.ZPP.NET.PL)