



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

Warszawa, 1 czerwca 2023 r.

**Stanowisko Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej w odpowiedzi na wniosek dotyczący Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/943 i (UE) 2019/942 oraz dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej**

Źródłem obecnego kryzysu energetycznego jest przede wszystkim kryzys na rynkach paliw energetycznych, a nie niewłaściwa architektura rynku energii. Obecny model rynku energii, oparty na mechanizmie „*merit order*” i kształtowaniu ceny przez koszty krańcowe, nagradza najbardziej efektywnie kosztowo rozwiązania, dostarcza wiarygodne wskaźniki sytuacji na rynku energii oraz w wielu przypadkach umożliwia finansowanie nowych inwestycji. Tym samym zapewnia zbilansowanie kosztów operacyjnych systemu energetycznego i gwarantuje korzyści dla konsumentów. Dlatego fakt, że projekty legislacyjne dotyczące rynku energii elektrycznej publikowane przez Komisję Europejską prezentują podejście bardziej ewolucyjne niż rewolucyjne, jest krokiem we właściwym kierunku.

Aby osiągnięcie celów klimatycznych było możliwe, zmiany legislacyjne muszą uwzględniać nie tylko konieczność zachowania wewnętrznego rynku energii Unii Europejskiej, ale także zagwarantować kwestie efektywności kosztowej i konkurencji pomiędzy uczestnikami rynku oraz handlu transgranicznego.

Tymczasowe środki i interwencje na rynku energii elektrycznej ustanowione w celu zaradzenia obecnemu kryzysowi energetycznemu nie powinny być przedłużane poza określony już okres.

Fakt, że nadzwyczajne środki, takie jak pułap dochodów i ceny regulowane, wprowadzone w odpowiedzi na obecny kryzys, nie zostały przedłużone, jest pozytywnym zjawiskiem. Szczególnie niekorzystne i zakłócające funkcjonowanie jednolitego rynku energii w UE byłoby wprowadzenie na stałe pułapów cenowych lub mechanizmu trwałej redystrybucji nieoczekiwanych zysków. Ograniczyłyby to znacząco możliwości inwestycyjne firm z sektora energetycznego.

Jednym z celów reformy jest zapewnienie, aby niższe koszty wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i jądrowych w większym stopniu przekładały się na ceny energii dla konsumentów. Naszym zdaniem czynnikiem, który przyczyni się do globalnego obniżenia cen energii dla konsumentów, jest skuteczniejsze wspieranie wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE), m.in. poprzez zapewnienie stabilnych warunków ich rozwoju oraz usuwanie barier



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

legislacyjnych, w tym m.in. w zakresie umów długoterminowych, wydawania pozwoleń oraz tempa rozbudowy infrastruktury sieci.

Niedoinwestowanie odnawialnych źródeł energii jest spowodowane nie tyle brakiem efektywnych rynków, co ograniczeniami w sieci dystrybucyjnej oraz szczególnymi zasadami planowania przestrzennego lub ochrony środowiska, które mogą wydłużyć czas trwania i zwiększyć ryzyko procesu inwestycyjnego. Nadchodzące zmiany w architekturze rynku energii elektrycznej powinny rozwiązać tego typu problemy.

Lepszym rozwiązaniem w naszej opinii jest zapewnienie mechanizmów, które zapewniają stabilne ramy inwestycyjne i operacyjne, obniżają premie za ryzyko oraz koszt kapitału, usuwają bariery wejścia, jak również skutkują poprawą płynności na rynkach, zgodnie z propozycją zawartą w nowym rozporządzeniu.

Wspieramy również promocję wykorzystania długoterminowych umów publicznych, rozliczanych np. w formule kontraktów różnicowych, dedykowanych nowym zdolnościom wytwórczym. Mogą przyczynić się one do zagwarantowania długoterminowej stabilności przychodów projektu inwestycyjnego, niezależnie od cen na rynkach krótkoterminowych. Za realizacją długoterminowego zawierania umów przez stronę publiczną przemawia przede wszystkim niższy koszt pozyskania finansowania przez państwo w porównaniu ze spółkami komercyjnymi, nawet tymi o wysokich ratingach.

Przegląd funkcjonowania obecnego modelu rynku energii powinien dotyczyć także kwestii mechanizmów zdolności wytwórczych, w tym rynków mocy, które w wielu krajach stały się integralną częścią rynku i sposobem na lepsze rozpoznanie potrzeb systemu energetycznego oraz jego bilansowania, a także niezbędnym narzędziem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

Państwa członkowskie powinny mieć możliwość swobodnego wyboru, czy wdrożyć mechanizmy zdolności wytwórczych, a proces jego zatwierdzania powinien przebiegać płynniej niż obecnie. Aktualne przepisy definiują je jako tymczasowe dodatki do modelu rynku energii jako rynku jednotowarowego i jako ostateczność w celu rozwiązania problemów związanych z bezpieczeństwem dostaw. Konieczne jest wprowadzenie uproszczonej procedury rozszerzania funkcjonowania mechanizmów zdolności wytwórczych przez kraje, w których została ona wprowadzona i skutecznie spełnia swoją rolę.

Ramy funkcjonowania rynków energii powinny zapewniać równowagę pomiędzy stabilnymi przychodami uczestników rynku, odpowiednimi zachętami do uczestnictwa w nim oraz atrakcyjnymi dla odbiorców poziomami cen.

Nowe rozwiązania zapewniające lepszą równowagę między krótkoterminowymi i długoterminowymi sygnałami cenowymi powinny uwzględniać długoterminowe możliwości zawierania umów. Powyższe,



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

wraz z usunięciem barier regulacyjnych, pozwoli konsumentom na bezpośrednie korzystanie z konkurencyjnych cen energii.

Z drugiej strony, środki pozyskane z kontraktów różnicowych powinny być w miarę możliwości przekierowane na inwestycje w nowe zdolności wytwórcze i infrastrukturę sieci dystrybucyjnej. Ochrona odbiorców powinna być selektywna, skierowana tylko do potrzebujących i uzależniona od struktury nośników energii.

## **Ocena konkretnych propozycji**

### **I. Rozporządzenie w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej**

#### **1. Artykuł 7a Produkt wygładzający profil zapotrzebowania**

Mechanizm może ograniczyć skalę gwałtownych wzrostów cen na rynkach krótkoterminowych (korzyść dla odbiorców). Ten sam efekt mógłby jednak zostać zapewniony poprzez szerszy udział DSR w już istniejących rozwiązaniach, takich jak mechanizmy zdolności wytwórczych. Sposób uzgodnienia mechanizmu, który ma opierać się na propozycji operatorów systemów przesyłowych zaakceptowanej przez krajowy organ regulacyjny, pomija innych uczestników rynku i interesariuszy w dyskusji nad jego szczegółowymi parametrami. W związku z tym, proponujemy skreślenie wniosku dotyczącego tego mechanizmu lub przeniesienie go do Rozporządzenia w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń, tak aby ograniczał się on wyłącznie do sytuacji nadzwyczajnych.

#### **2. Artykuł 7b Specjalne urządzenie pomiarowe**

Wątpliwości budzi definicja (jak np. specjalne urządzenie pomiarowe kontra podlicznik; sprzęt używany tylko w przypadku braku inteligentnego systemu pomiarowego lub jako specjalne indywidualne urządzenie bez względu na to, czy istnieje inteligentny licznik, czy nie) oraz kto ma być właścicielem urządzenia. Ponadto, w zapewnianiu „wystarczającego poziomu szczegółowości danych”, nie jest jasne, co to dokładnie oznacza – 15 minut, 60 minut, a może czas zbliżony do rzeczywistego. Dlatego też realizacja tego przepisu będzie wymagała uzupełnienia go o specyfikę techniczną, która zostanie określona na poziomie krajowym. Ponadto, aby spełniać swoje zadania (tj. umożliwić korzystanie z danych przez operatorów systemów) przez dedykowane urządzenie pomiarowe, powinno ono spełniać co najmniej standardowe kryteria poziomu operacyjności.



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

### **3. Artykuł 9 Rynki terminowe (wirtualne centra)**

Wprowadzenie takiego rozwiązania może zaburzyć funkcjonowanie rynków długoterminowych, nie rozwiązując jednocześnie problemów związanych z płynnością. Rozwiązanie to zwiększa ryzyko związane z długoterminowym bezpieczeństwem i jego kosztami. Procedura opracowywania propozycji utworzenia wirtualnych centrów (wniosek ENTSO-E, który ma zostać skierowany do ACER) pomija innych uczestników rynku, podczas gdy w procesie opracowywania wniosku powinny brać udział, tak wcześnie jak to możliwe, przedsiębiorstwa obrotu i jak najszersze grono uczestników jak to możliwe.

Należy wspomnieć, że wprowadzenie wirtualnych centrów może generować nieoczywiste sygnały na rynku – nie tylko na rynku krajowym, ale także na rynkach krajów strefy – ze względu na różne systemy wsparcia OZE w tych państwach.

Nie jest jasne, jakie wartości dodane mają zapewniać wirtualne centra w stosunku do możliwego podziału stref rynkowych, w przypadku gdy strefy te nie dostarczają odpowiednich sygnałów cenowych.

W opinii PKEE, proponowany przepis dotyczący tworzenia regionalnych wirtualnych centrów na rynku terminowym powinien zostać skreślony. Nieprzetestowane narzędzie techniczne nie powinno być włączone do rozporządzenia pierwotnego. Wniosek nie odnosi się do kwestii leżących u podstaw obecnego braku płynności spowodowanego wysokimi wymogami w zakresie zabezpieczenia gotówkowego, interwencjami regulacyjnymi, barierami w handlu transgranicznym lub niedoborem wytwarzania energii.

### **4. Artykuł 18 Metody ustalania taryf**

Pozytywnie oceniamy kierunek wniosku (inwestycje przygotowawcze) – inwestycje przewidziane w planie rozbudowy sieci dystrybucyjnych są już ujęte w propozycji taryfowej – niemniej dostrzeganie kwestii dystrybucyjnych jest odpowiedzią na apele sektora energetycznego. Zawracamy uwagę na fakt, że tradycyjne systemy wynagradzania, zachęcają OSD do inwestowania głównie we wzmacnianie sieci. Przepisy UE muszą je udoskonalić, aby zachęcić OSD do korzystania z najbardziej opłacalnych rozwiązań. Powinno to obejmować zamówienia na usługi w zakresie elastyczności.

Należy zauważyć, że sposób ustalania taryf powinien zapewniać rozwój sieci i rynku, ale równie ważne jest zapewnienie możliwości wykorzystania aktywów sieciowych.



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

## **5. Artykuł 19a Umowy zakupu energii elektrycznej (PPA)**

Opowiadamy się za wprowadzeniem gwarancji publicznych w celu zmniejszenia ryzyka niewypłacalności podmiotu, z którym wytwórca zawiera długoterminową umowę zakupu energii elektrycznej. Brak takich gwarancji jest główną przeszkodą w wykorzystywaniu umów zakupu energii elektrycznej jako sposobu na zapewnienie stabilnego poziomu cen i realizację projektów inwestycyjnych. Cieszymy się również, że Komisja dostrzegła związek między rozwojem umów zakupu energii elektrycznej a zapewnieniem płynności na rynku krótkoterminowym.

Z zadowoleniem przyjmujemy nałożenie wymogu, aby umowy zakupu energii elektrycznej określały również zasady wcześniejszego rozwiązania umowy. Zasady te powinny obejmować opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy (zarówno po stronie dostawcy, jak i konsumenta), które odzwierciedlałyby rzeczywiste koszty poniesione w związku z przedterminowym rozwiązaniem umowy.

Rozwój umów zakupu energii elektrycznej (PPA) zapewni większą pewność cen dla wytwórców i odbiorców. Konieczne jest doprecyzowanie relacji pomiędzy nowym art. 19a a przepisami Dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED), zarówno tymi już obowiązującymi, jak i planowanymi (REDIII). W szczególności dotyczy to również wytycznych pomocowych w zakresie projektowania systemów wsparcia OZE, gdyż planowane zmiany mają na celu dodatkowe zmotywowanie do realizacji projektów z zawartymi umowami zakupu energii elektrycznej (PPA). Państwa członkowskie, obok promowania stosowania umów zakupu energii elektrycznej i tworzenia ram dla takich umów, powinny uwzględniać konieczność zachowania płynności na rynku i stabilności całego systemu.

## **6. Artykuł 19b Kontrakty różnicowe**

Za dobry kierunek uznaje się to, że kontrakty różnicowe dedykowane są nowym źródłom wytwarzania energii i nie są obligatoryjne dla istniejących zdolności, gdyż zostały uruchomione w innych warunkach rynkowych. Mniejsi operatorzy – szczególnie operatorzy instalacji o mocy poniżej 1 MW – powinni być zwolnieni z obowiązku stosowania kontraktów różnicowych.

Zastosowanie kontraktów różnicowych zostanie rozszerzone o inwestycje mające na celu rozbudowę źródła energii istniejących jednostek wytwarzania energii, co oznacza, że również najstarsze jednostki wytwarzania energii z OZE będą podlegać obowiązkowym kontraktom różnicowym w przypadku skorzystania z pomocy państwa. Doprowadzi to do pośredniego pokrycia istniejących zdolności wytwórczych przez kontrakty różnicowe. Sugerujemy tu wyjaśnienie, że kontrakty różnicowe byłyby obowiązkowe tylko w przypadku całkowicie nowych zdolności, a nie tych powstających w wyniku



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

rozbudowy źródła energii lub modernizacji. Konieczne jest również określenie stosowalności kontraktów różnicowych w przypadku instrumentów pomocowych.

Jeżeli cena giełdowa energii jest wyższa od ceny aukcyjnej, powstaje dodatnie saldo, które ostatecznie trafia w odpowiednich okresach rozliczeniowych do budżetu państwa (Organu Rozliczeniowego). Środki zgromadzone na rachunku Organu Rozliczeniowego służą co do zasady do bilansowania rachunku (koszty wsparcia OZE). Przychody z kontraktów różnicowych powinny być wykorzystywane do obniżania cen energii zarówno w perspektywie krótko-, jak i długoterminowej. Dlatego państwa członkowskie powinny mieć możliwość redystrybucji części dochodów na wsparcie inwestycji w odnawialne źródła energii, efektywność energetyczną, magazynowanie itp. w MŚP i gospodarstwach domowych o niskich dochodach, a także w rozwój sieci dystrybucyjnej.

Przy braku precyzyjnie określonej metody kalkulacji ceny referencyjnej, kontrakty różnicowe w proponowanym modelu mogą mieć podobny efekt do stosowanych obecnie pułapów cenowych (cena kontraktowa i redystrybucja środków do odbiorców końcowych).

Aby uniknąć scenariusza zablokowania zbyt wysokiej lub zbyt niskiej ceny wykonania, która miałaby negatywne konsekwencje dla inwestorów lub konsumentów, potrzebny jest mechanizm elastyczności w postaci uproszczonej procedury korekty ceny wykonania.

Obydwaj kontrahenci kontraktów różnicowych powinni mieć możliwość żądania ceny ustalonej w tej korekcie kontraktu zgodnie ze zmieniającymi się zmiennymi makroekonomicznymi i sektorowymi. Taka korekta nie wymaga zgody Komisji Europejskiej, chyba że poziom korekty jest wyższy niż [25%] obecnego poziomu cen.

Komisja Europejska proponuje obowiązkowe kontrakty różnicowe dla nowych inwestycji w energetykę jądrową. Nie należy ograniczać się tylko do kontraktów różnicowych dla tego typu jednostek. Kontrakty różnicowe mogą być mechanizmem pierwszego wyboru w krajach, w których nie istnieją inne zaawansowane mechanizmy, takie jak rynek mocy. W krajach o wysokorozwiniętym rynku dwutowarowym to państwo członkowskie musi mieć prawo wyboru optymalnego narzędzia finansowania energetyki jądrowej z punktu widzenia ogólnego interesu gospodarki. Należy zatem dopuścić alternatywny sposób finansowania energetyki jądrowej, jakim jest np. rynek mocy.

## **7. Artykuł 19c Ocena potrzeb w zakresie elastyczności**

Wraz z rosnącym udziałem OZE w miksie energetycznym kwestia elastyczności systemu będzie zyskiwać na znaczeniu. Nie jest pewne, czy organizacje (ENTSO-E, OSD UE) i ACER prawidłowo



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

odzwierciedlają specyfikę krajową w zakresie formatu gromadzonych danych i metodologii analizy potrzeb w zakresie elastyczności. Konieczne jest również podkreślenie równej roli ENTSO-E i OSD UE w tym procesie.

Dodatkowym ryzykiem może być podkreślanie roli mechanizmów elastyczności (w wybranych obszarach i technologiach – DSR, magazynowanie) bez patrzenia na całokształt funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i alternatywnych wobec elastyczności rozwiązań (np. modernizacja/rozbudowa sieci dystrybucyjnej).

Jest zbyt wcześnie, aby oczekiwać, że sprawozdanie z pierwszej krajowej oceny potrzeb w zakresie elastyczności (w zakresie DSR i magazynowania) będzie gotowe do stycznia 2025 r. – proponuje się przesunięcie tego terminu na 1 stycznia 2026 r., ponieważ wymaga to np. zebrania złożonych danych i wielu tymczasowych zezwoleń ze strony różnych instytucji oraz organizacji zarówno europejskich, jak i krajowych.

## **8. Artykuł 19e Systemy wsparcia elastyczności**

Cel, jaki ma być osiągnięty poprzez wprowadzenie nowych instrumentów (adekwatność zdolności wytwórczych w systemie w przypadku wzrostu zapotrzebowania) jest realizowany co do zasady w postaci mechanizmów zdolności wytwórczych. Nie jesteśmy przeciwni wprowadzeniu nowego instrumentu, ale funkcjonujące już mechanizmy zdolności wytwórczych nie powinny podlegać dodatkowej ocenie pod kątem promowania usług w zakresie elastyczności (magazynowanie, DSR).

Ocena gotowości mechanizmów zdolności wytwórczych do promowania tych rozwiązań została przeprowadzona już na etapie ich notyfikacji – prawidłowej identyfikacji potencjału DSR i magazynowania wymagają obowiązujące obecnie przepisy Rozporządzenia w sprawie rynku energii elektrycznej oraz Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią (CEEAG), w związku z czym należy przyjąć za pewnik, że istniejące mechanizmy zdolności wytwórczych (w tym rynki mocy) prawidłowo identyfikują potencjał tych technologii.

W każdym razie należy wyjaśnić, że proponowana przez Komisję zmiana parametrów istniejących mechanizmów w celu szerszego promowania elastyczności nie jest poważną zmianą, nie wymaga ponownej notyfikacji i obejmuje inwestycje w elektrownie szczytowo-pompowe i magazyny gazu zapewniające magazynowanie energii dla odnawialnego wodoru.



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

## **9. Art. 50 i 57 Informacje na temat możliwości nowych przyłączy, Art. 31 EDM**

Wprawdzie dobrą propozycją jest umożliwienie rozwoju OZE w najbardziej odpowiednich lokalizacjach, jednak może to wymagać kosztownych nowych systemów zarządzania siecią dla OSD; należy rozważyć problem wrażliwości danych i ich wartości handlowej. Sugeruje się, aby informacje o nowych przyłączach traktować jako wiążące zobowiązanie również z perspektywy potencjalnych inwestorów rozpoczynających proces wydawania pozwoleń na przyłączenie, a nie kończących go w rozsądnym terminie.

## **II. Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej**

### **1. Artykuł 4 Wolność wyboru dostawcy**

Wykorzystywanie przez odbiorców kilku punktów pomiarowych oraz rozliczeniowych może prowadzić do niepotrzebnego komplikowania procesu i potencjalnie prowadzić do zniekształcenia przesyłanych danych, w związku z czym konieczne jest jasne określenie priorytetu w celu uwzględnienia głównego licznika do celów rozliczeniowych dla danego punktu przyłączenia.

### **2. Artykuł 11 Prawo do umowy na czas określony w cenach stałych i do umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej**

Umowy długoterminowe powinny gwarantować stabilność i pewność obu zaangażowanym stronom. Niestabilność wynikająca z możliwości wcześniejszego rozwiązania długoterminowego zobowiązania przez odbiorcę może rodzić ryzyka dla dostawcy energii elektrycznej w postaci problemów z należyтым zabezpieczeniem innych umów, płynnością środków czy długoterminowym planowaniem inwestycyjnym.

### **3. Artykuł 15a Prawo do dzielenia się energią**

Rozwiązanie to może rodzić ryzyka związane z zarządzaniem siecią, bilansowaniem, rozliczeniami i monitoringiem. Konieczne jest zapewnienie neutralnego wpływu mechanizmu na rozliczenia dotyczące rzeczywistego, fizycznego przepływu energii elektrycznej w odniesieniu do usług OSD.

Na obecnym etapie pozostaje wiele niejasności, np. kto byłby odpowiedzialny za zarządzanie operacjami rozliczeniowymi między podmiotami, dostarczanie wzorców umów itp.





**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

Ze względu na lokalny zasięg proponowanego rozwiązania, powinno być możliwe ograniczenie jego zastosowania do obszaru działania jednego OSD lub ograniczonego obszaru geograficznego, który jest jak najbardziej określony. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i ewentualnie przedsiębiorstwa obrotu powinni być należycie wynagradzani za świadczenie usług niezbędnych do realizacji prawa do dzielenia się energią.

#### **4. Artykuł 18a Zarządzanie ryzykiem związanym z dostawcami (*hedging*)**

Wprowadzenie obowiązkowych zabezpieczeń (*hedging*), w szczególności z obowiązkiem stosowania jednego konkretnego instrumentu, może negatywnie wpłynąć na konkurencyjność dostawców energii elektrycznej oraz ich zdolność do efektywnego gospodarowania zasobami i planowania inwestycji.

Proponujemy wprowadzenie alternatyw dla obowiązkowego zabezpieczenia (*hedging*): regularne testy warunków skrajnych weryfikujące zdolność dostawców do sprostania poważnym zmianom w dynamice rynku oraz obowiązki raportowania organom regulacyjnym w sprawie tego, w jaki sposób dostawcy zapewniają swoją odporność.

Mamy wątpliwości, czy proponowane rozwiązanie zapewni odpowiednie zabezpieczenie (*hedging*) przed niestabilnością rynku, i czy w rzeczywistości nie spowoduje wzrostu kosztów dla konsumentów w przypadku ograniczenia konkurencji w ramach normalizacji strategii zabezpieczających dostawców poprzez powiązanie niektórych wymogów z konkretnym instrumentem finansowym. Biorąc pod uwagę nieodłączną zmienność wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych zakontraktowanej w ramach umów zakupu energii elektrycznej, nie jest to skuteczny instrument zabezpieczający przed „ekspozycją na ryzyko związane ze zmianami hurtowych cen energii elektrycznej”.

Sposób wyboru metody zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej powinien pozostawać w gestii każdego dostawcy.

#### **5. Artykuł 27a Dostawca z urzędu**

Rozwiązanie, w którym istnieje dostawca, który zapewnia ciągłość dostaw (a właściwie sprzedaży) energii elektrycznej u wybranego przez odbiorcę sprzedawcy i który przestaje dostarczać energię elektryczną, działa w wielu krajach, i jest dobrą ochroną dla odbiorców końcowych. Istnieje jednak ryzyko, że dostawcy z urzędu mogą być zobowiązani do dostarczania energii elektrycznej po cenach nierynkowych (taryfowych), co może negatywnie wpłynąć na ich sytuację finansową.



**PKEE**

Polski Komitet Energii Elektrycznej  
Polish Electricity Association

## **6. Artykuł 66a Dostęp do przystępnej cenowo energii podczas kryzysu związanego z cenami energii elektrycznej**

Fakt, że nadzwyczajne środki wprowadzone w odpowiedzi na obecny kryzys nie zostały przedłużone, jest pozytywnym zjawiskiem. Szczególnie niekorzystne i zaburzające funkcjonowanie rynku byłoby wprowadzenie na stałe pułapów cenowych (obowiązkowo lub dobrowolnie dla państw członkowskich) lub mechanizmu trwałej redystrybucji nieoczekiwanych zysków. Groziłoby to ograniczeniem możliwości inwestycyjnych firm z sektora energetycznego.

Jednak przepisy dotyczące warunków, jakie muszą być spełnione, aby można było ogłosić „kryzys cenowy energii elektrycznej”, powinny być bardziej precyzyjne – np. jakich rynków hurtowych będzie dotyczył prognozowany wzrost cen energii elektrycznej czy jak długo wysokie ceny się utrzymają.

Maksymalny czas, na jaki można ogłosić kryzys elektroenergetyczny, nie może przekraczać sześciu miesięcy, ponieważ ceny surowców i paliw podlegają dynamicznym wahaniom w okresach krótszych niż rok. Należy wyjaśnić, że dostawcy energii elektrycznej otrzymają pełną rekompensatę za sprzedaż energii elektrycznej poniżej kosztów zakupu, odzwierciedlającą rzeczywistą stratę.