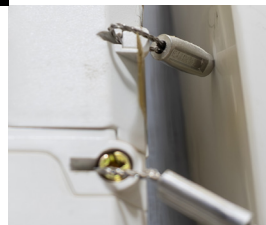
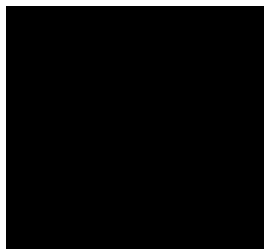
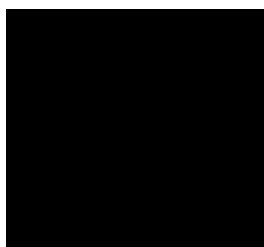


# Opłaty sieciowe gotowe na przyszłość

## Rekomendacje i praktyki unijne

Kamil Moskwik, Klaudia Janik

Warszawa 2026



© Fundacja Instytut Reform, 2026

Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

#### **Autorzy**

Kamil Moskwik, Klaudia Janik

#### **Współpraca**

Marta Anczewska

#### **Redakcja**

Maria Niewiata-Rej

#### **Opracowanie graficzne**

Anna Gierak

#### **Data publikacji**

Kwiecień 2026

#### **Rekomendowane cytowanie**

PL: Moskwik, K., Janik, K., (2026), *Oplaty sieciowe gotowe na przyszłość. Rekomendacje i praktyki unijne*, Warszawa, Polska: Instytut Reform.

EN: Moskwik, K., Janik, K., (2026), *Future-proof grid charges. EU recommendations and practices*, Warsaw, Poland: Reform Institute.

Źródło fotografii na okładce: Noah Saob/istock

Instytut Reform

office@ireform.eu | ul. Puławska 26/1, 02-512 Warszawa | www.ireform.eu

# REFORM

**Instytut Reform to niezależny think tank, którego celem jest ciągłe doskonalenie polityk publicznych w Polsce, Europie i na świecie.**

**Jednym z kluczowych obszarów działania Instytutu jest wsparcie transformacji energetycznej oraz ochrony klimatu.**

## Spis Treści

<b>Streszczenie</b> .....	<b>4</b>
<b>1. Rola sieci i opłat sieciowych w transformacji energetycznej</b> .....	<b>6</b>
<b>2. Przegląd aktualnych opłat sieciowych w Polsce</b> .....	<b>8</b>
<b>3. Kierunki rozwoju opłat sieciowych</b> .....	<b>13</b>
3.1. Regulacje unijne .....	13
3.2. Rekomendacje ACER .....	13
3.3. Rekomendacje Komisji Europejskiej z lipca 2025 roku .....	16
3.4. Dyskusja oraz prace nad przyszłością opłat sieciowych w Polsce .....	17
<b>4. Praktyki i kierunki obserwowane w innych krajach UE</b> .....	<b>20</b>
<b>5. Podsumowanie</b> .....	<b>21</b>
<b>Załącznik 1. Komponenty taryf dystrybucyjnych</b> .....	<b>22</b>
<b>Załącznik 2. Rekomendacje ACER</b> .....	<b>23</b>
<b>Załącznik 3. Zestawienie analizowanych dokumentów</b> .....	<b>27</b>

## Streszczenie

Sieć elektroenergetyczna, w tym zwłaszcza sieć dystrybucyjna, jest obszarem o szczególnym znaczeniu dla postępu transformacji energetycznej.

Od wielu lat to właśnie do sieci dystrybucyjnej przyłączana jest dachowa fotowoltaika, większość lądowych farm wiatrowych lub fotowoltaicznych, biogazownie czy wreszcie magazyny energii. Z uwagi na tempo transformacji sieć dystrybucyjna coraz częściej napotyka ograniczenia techniczne. Skutkują one odmowami przyłączenia nowych instalacji, koniecznością redukcji generacji lub wahaniami napięć.

Rozwiązaniem wspierającym efektywne zarządzanie ograniczeniami technicznymi sieci dystrybucyjnych – a przez to wspierającym sukces transformacji energetycznej – jest rozwój tzw. elastyczności sieci, wspierających ją narzędzi i ram prawnych.

Wzrost elastyczności po stronie odbiorców i wytwórców energii elektrycznej pozwoli lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę i ograniczy potrzebę drogiej rozbudowy sieci. Systemowym narzędziem stanowiącym bodziec dla elastyczności będą odpowiednio skonstruowane taryfy dystrybucyjne.

Reforma opłat sieciowych (dla wszystkich grup taryfowych) w kierunku większego wspierania elastyczności odbioru jest jednym z kluczowych elementów unijnych regulacji i rekomendacji przedstawionych przez Komisję Europejską (KE) w 2025 roku. Wśród wskazywanych kierunków rozwoju opłat „odpornych na przyszłość” znajdują się:

- lepsze powiązanie alokacji kosztów ze szczytowym zapotrzebowaniem na moc np. poprzez odpowiedni stosunek wysokości opłat stałych (zł/kW) i zmiennych (zł/kWh) oraz wprowadzanie taryf wielostrefowych/dynamicznych uzależniających wysokość opłat od szczytowego wykorzystania sieci;
- wsparcie dla usług elastyczności, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru (ang. Demand Side Response – DSR);

- wprowadzenie elastycznych umów przyłączeniowych;
- wprowadzenie do struktury taryfowej sygnałów lokalizacyjnych odzwierciedlających miejscowe przeciążenia i zatory sieciowe (ang. *network congestion*);
- analiza zasadności wdrożenia opłat za wprowadzanie energii do sieci (np. przez źródła wytwórcze w okresach nadpodaży energii w sieci).

Krajowa debata nad tym, w którym kierunku powinny zmierzać modyfikacje i jak powinien wyglądać nowy model taryf sieciowych, właśnie się rozpoczęła. Rok 2026 przyniesie rewizję [Rozporządzenia taryfowego](#) na podstawie propozycji zespołu ds. efektywności kształtowania taryf sieciowych, powołanego przez Ministerstwo Energii. Zainteresowanie tematem wyraża także Urząd Regulacji Energetyki.

Polska potrzebuje większej przejrzystości procesu taryfowania kosztów sieciowych. W grupie taryfowej G (gospodarstwa domowe) opłaty dystrybucyjne stanowią obecnie już ok. 30% rachunku za energię elektryczną. Bez zmian w mechanizmie ich naliczania w kolejnych latach opłaty te będą rosły. Wśród powodów wzrostu będą m.in. inwestycje w modernizację i rozbudowę sieci elektroenergetycznych.

# 1. Rola sieci i opłat sieciowych w transformacji energetycznej

Sprawnie funkcjonujące sieci elektroenergetyczne, umożliwiające przyłączenie nowych odbiorców i wytwórców, mają kluczowe znaczenie dla zielonej elektryfikacji. W wielu krajach Europy, w tym w Polsce, wyczerpują się moce przyłączeniowe. Pojawiają się też problemy z zarządzaniem napięciami i rośnie ryzyko przeciążeń elementów sieci. W efekcie ograniczanie produkcji z OZE (ang. *curtailment*) staje się coraz częściej konieczne. Spowalnia to tempo dekarbonizacji.

**Tabela 1. Wyczerpywanie się mocy przyłączeniowych w sieciach elektroenergetycznych Europy**

	Nowe moce OZE uruchomione w 2025 roku [GW]	Udział w Społecznym Funduszu Klimatycznym	
		OZE oraz instalacje OZE z magazynami energii (malejąco) [GW]	Magazyny energii [GW]
<b>Wielka Brytania</b>	54	722	9
<b>Finlandia</b>	11	400	b.d.
<b>Włochy</b>	25	348	47
<b>Niemcy</b>	185	70	24
<b>Polska</b>	36	51	b.d.
<b>Francja</b>	54	39	b.d.
<b>Hiszpania</b>	74	36	16
<b>Czechy</b>	6	26	b.d.
<b>Belgia</b>	15	14	b.d.
<b>Grecja</b>	15	13	b.d.
<b>Rumunia</b>	6	12	b.d.
<b>Portugalia</b>	9	10	b.d.
<b>Razem</b>	490	1 741	96

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: ENTSO-E, Międzynarodowa Agencja Energii (Electricity 2026. Analysis and forecast to 2030), BFF, Ember, E3G, IEEFA (How Europe's Grid operators are preparing for the energy transition)

Aby sprostać przyszłemu zapotrzebowaniu w zakresie skali oraz lokalizacji nowych inwestycji w rozproszone moce wytwórcze oraz magazynowe, niezbędne są inwestycje w budowę nowej infrastruktury sieciowej. Potrzebne jest także bardziej efektywne wykorzystanie istniejących zasobów sieciowych, czyli zwiększenie elastyczności sieci. Pisaliśmy o tym w naszym opracowaniu *Elastyczność sieci elektroenergetycznych*.

Obydwie potrzeby można zrealizować, zmieniając sposób ustalania taryf sieciowych (dystrybucyjnych). Odpowiednia konstrukcja taryf zachęca do inwestowania w sieć. Motywuje też odbiorców do bardziej elastycznego i efektywnego korzystania z energii. Dodatkowo odbiorcy końcowi mogą lepiej optymalizować swoje rachunki. W efekcie cały system elektroenergetyczny działa taniej i bardziej efektywnie.

## 2. Przegląd aktualnych opłat sieciowych w Polsce

### Cel opłat sieciowych

Opłaty sieciowe to koszty naliczane za dostarczanie energii elektrycznej z miejsca wytwarzania do miejsca poboru. Finansują działalność operatorów systemów elektroenergetycznych odpowiedzialnych za rozwój oraz bieżące funkcjonowanie sieci. O wysokości opłat sieciowych decydują taryfy. Podstawą prawną regulującą sposób kalkulacji opłat w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych jest tzw. Rozporządzenie taryfowe. Wszystkie taryfy przesyłowe i dystrybucyjne musi zatwierdzić Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Operatorzy składają wniosek o ich zatwierdzenie raz w roku. Dzięki opłatom nałożonym na różne grupy odbiorców (ang. *cost recovery*) operatorzy mogą pokrywać koszty utrzymania i rozwoju sieci.

### Struktura taryfy dystrybucyjnej

Obecnie struktura taryf obejmuje następujące komponenty: stawkę sieciową (składniki stały i zmienny), stawkę abonamentową i stawkę jakościową. **Stawka sieciowa** pokrywa odpowiednio koszty stałe i zmienne związane z dystrybucją energii elektrycznej (szczegóły w [Załączniku 1. Komponenty taryf dystrybucyjnych](#)). **Stawka jakościowa** odzwierciedla koszty utrzymania jakości i niezawodności dostaw energii. Obejmuje ona m.in. bilansowanie produkcji i zużycia energii, utrzymanie właściwego poziomu napięcia w sieci oraz częstotliwości 50 Hz. **Opłata abonamentowa** pokrywa koszt odczytu i kontroli liczników energii. Wszystkie opłaty sieciowe ponoszone są przez odbiorców końcowych. Środki te trafiają do operatorów sieci. Wytwórcy co do zasady nie ponoszą kosztów z tytułu wprowadzania energii elektrycznej do sieci, ale – w przypadku sprzedaży energii bezpośrednio do odbiorców – ponoszą tzw. opłatę jakościową na rzecz operatora systemu przesyłowego. Opłata ta jest naliczana za ilość energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tych wytwórców.

## Stawka sieciowa – składnik stały i zmienny

Największa część przychodów operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) pochodzi ze stałych i zmiennych składników stawki sieciowej. Opłaty zmienne odpowiadają za ok. 60% przychodów, a opłaty stałe i inne – za ok. 40%. Opłaty sieciowe funkcjonujące na rynku nie odzwierciedlają faktycznych kosztów OSD, które są w większości kosztami stałymi.

### Udział stawki sieciowej w przychodach OSD na przykładzie Tauron Dystrybucja

W 2024 roku około 50% przychodów Tauron Dystrybucja S.A.<sup>1</sup> ze sprzedaży usługi dystrybucji pochodziło ze składnika zmiennego. Przychody ze składnika stałego stanowiły ok. 31%, a z opłaty abonamentowej ok. 1%. Pozostałe wynikały m.in. z opłat za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy umownej czy usługi wykonywanej na dodatkowe zlecenie odbiorcy.

<sup>1</sup> Sprawozdanie finansowe Tauron Dystrybucja S.A. za 2024 rok jest dostępne [tutaj](#).

**Składnik stały stawki sieciowej** oblicza się na podstawie planowanych kosztów stałych. W kosztach tych dominują przede wszystkim nakłady inwestycyjne na rozbudowę, modernizację i konserwację sieci. Dla grup taryfowych A, B i C<sup>2</sup> składnik stały zależy od mocy umownej. Dla gospodarstw domowych stanowi on stałą opłatę miesięczną. Z założenia składnik stały ma być sygnałem ekonomicznym dla odbiorców do zmniejszania swojej mocy szczytowej (umownej)<sup>3</sup>. W ten sposób operator może optymalizować inwestycje w sieć.

<sup>2</sup> Grupa taryfowa A to odbiorcy przyłączeni do sieci wysokich napięć, w grupie B znajdują się odbiorcy przyłączeni do sieci średnich napięć, a w grupie C – do sieci najniższych napięć.

**Składnik zmienny stawki sieciowej** ma być bodźcem do racjonalnego zużycia energii elektrycznej. Jego wysokość zależy od ilości energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę końcowego. W zamyśle składnik zmienny powinien odpowiadać za pokrycie kosztów zmiennych ponoszonych przez operatora na rzecz dystrybucji energii elektrycznej. Dotyczy to takich kosztów jak np. zakup energii elektrycznej koniecznej do pokrycia strat przesyłowych. Jednakże w Polsce w składniku zmiennym uwzględniana jest również część kosztów stałych za przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, których nie uwzględniono w składniku stałym stawki sieciowej. Jest to tzw. „uzmiennienie kosztów stałych”. W przeszłości art. 45 ust. 5 ustawy Prawo energetyczne (w wersji z lipca 2003 roku) wskazywał, że udział opłat stałych za świadczenie usług przesyłowych nie może przekroczyć 40% wszystkich opłat sieciowych. Obecne brzmienie art. 45 ust. 5 wskazuje, iż udział ten nie powinien być większy niż ustalony przez Prezesa URE. O „uzmiennieniu” kosztów stałych mówi także §16 ust. 2 pkt 3 Rozporządzenia taryfowego – kluczowego dokumentu w wyznaczaniu wysokości taryf.

<sup>3</sup> Moc umowna to parametr zawarty w umowie na dostarczenie energii, który określa maksymalną moc, z jaką odbiorca może pobierać energię elektryczną.

## Uzmiennienie kosztów stałych

„Uzmiennienie” oznacza, że część stałych kosztów OSD – które teoretycznie powinny odnosić się do mocy szczytowej – jest uzależniana od zużycia energii. To przekłada się na obniżenie wysokości składnika stałego (w zł/kW/m-c albo w zł/m-c) ponoszonego przez wszystkich odbiorców końcowych. Jednocześnie wzrasta jednostkowa stawka składnika zmiennego (zł/kWh). Skutkuje to wyższą opłatą zmienną dla wszystkich odbiorców. Wzrost opłaty jest odpowiednio większy dla odbiorców o dużym zużyciu energii elektrycznej<sup>4</sup>. W efekcie „uzmiennienie” części kosztów stałych:

- zmniejsza wysokość rachunku za opłaty sieciowe dla odbiorców końcowych o dużej mocy szczytowej, ale małym zużyciu energii (np. ubogich energetycznie gospodarstw domowych);
- zwiększa wysokość rachunku za opłaty sieciowe dla odbiorców końcowych, którzy w dużym stopniu wykorzystują swoją moc przyłączeniową; są to odbiorcy, dla których różnica pomiędzy średnim poziomem pobieranej mocy oraz mocą szczytową jest mała.

„Uzmiennienie” składnika stałego ma wpływ na sygnały kształtujące zachowania odbiorców. **W przypadku taryf jednostrefowych skutkuje obniżeniem zachęty do zmniejszenia mocy szczytowej** (np. przez unikanie jednoczesnego włączania wielu urządzeń elektrycznych w domu). Jest to zjawisko niekorzystne z perspektywy efektywnego wykorzystania istniejących zasobów sieciowych. Z drugiej strony „uzmiennienie” powoduje lepszą zachętę do ograniczania zużycia energii elektrycznej, a zatem wspiera efektywność energetyczną.

Z perspektywy sieci elektroenergetycznej najważniejsze jest to, kiedy odbiorcy zużywają energię, a nie ile zużywają jej w sumie. Innymi słowy, istotniejsze jest dostosowywanie profilu zużycia energii w czasie niż ograniczenie jej zużycia przy jednoczesnym pozostawieniu wysokiej mocy szczytowej. Jednakże wysoki poziom „uzmiennienia” kosztów stałych nie wyklucza tworzenia zachęt dla odbiorców końcowych do zmniejszania mocy szczytowej. Co więcej, **w połączeniu z wielostrefową (lub dynamiczną) taryfą dystrybucyjną może stanowić bodziec do zmniejszania poboru mocy w godzinach szczytowych** oraz zwiększania poboru mocy w czasie wysokiej generacji z OZE.

## Taryfy jedno- i wielostrefowe

Odbiorcy w gospodarstwach domowych rzadko korzystają z taryf, w których cena energii zależy od pory zużycia. Większość z nich wybiera taryfy jednostrefowe, w których wysokość składnika zmiennego opłaty sieciowej jest stała w czasie. Wybór ten wynika głównie z wygody – użytkownicy nie chcą zastanawiać się, kiedy i ile energii elektrycznej powinni zużywać. Ponadto ewentualne

<sup>4</sup> Janik, K., Śniegocki, A. (2024), *Stać, zmiennie, a może dynamicznie? Opłaty sieciowe wobec transformacji energetycznej*, Warszawa, Polska: Instytut Reform.

oszczędności wynikające z przejścia na taryfę wielostrefową nie są na tyle atrakcyjne, żeby zachęcić odbiorców do takiej zmiany.

Taryfy wielostrefowe wyodrębiają co najmniej dwie strefy czasowe, w których wysokość składnika zmiennego jest różna. Przykładami są taryfy ze strefami dzienną i nocną, a także taryfy ze strefą szczytową i pozaszczytową. **Taryfy wielostrefowe mają zachęcić odbiorców do ograniczania poboru mocy w okresach wysokiego wykorzystania sieci** (szczyt lokalny lub systemowy) i przesunięcia poboru na godziny, w których sieć jest mniej obciążona. Dzięki temu odbiorca może płacić mniej za energię, a system elektroenergetyczny jest lepiej zbilansowany.

### Taryfa G14dynamic

W styczniu 2025 roku w Polsce uruchomiono pierwszą dystrybucyjną czterostrefową taryfę dla gospodarstw domowych. [Taryfa G14dynamic](#) została wprowadzona przez spółkę Tauron Dystrybucja. W jej ramach godziny obowiązywania danych stref są wyznaczane na podstawie wskazań stworzonej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne aplikacji „Energetyczny Kompas”. Narzędzie obrazuje aktualną sytuację bilansową w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Dzięki temu pozwala zwiększać świadomość odbiorców oraz zachęcać do optymalizacji zużycia energii elektrycznej.

Dynamiczne opłaty sieciowe mogą być korzystnym rozwiązaniem dla odbiorców, którzy będą zgłaszać nowe zapotrzebowanie na energię, na przykład w związku z inwestycjami w samochody elektryczne czy pompy ciepła. Wymagają instalacji inteligentnego licznika.

### Model alokacji kosztów

Obecny model alokacji kosztów sieciowych w taryfach OSD w Polsce – oparty historycznie na logice jednokierunkowego przepływu energii (tj. z napięć wysokich do napięć najniższych) – ma charakter kaskadowy (szczegóły w [rozdziale 3.2](#)). Oznacza to, że odbiorcy przyłączeni do niższego poziomu napięcia ponoszą koszty zarówno infrastruktury sieci lokalnej, jak i część kosztów infrastruktury wyższych poziomów napięć, z których pośrednio korzystają.

Równocześnie, co wskazano wcześniej, model alokacji kosztów sieciowych w Polsce opiera się na elementach przyczynowych (tj. w odniesieniu do mocy i zużycia, z uwzględnieniem specyfiki „uzmiennienia” kosztów stałych), a także na strefach czasowych.

## **Konieczne reformy**

Zwiększenie elastyczności odbiorców energii jest niezbędne do optymalizacji wydatków na sieci. Jest to ważne również w związku z postępującą elektryfikacją gospodarstw domowych. Nowo instalowane pompy ciepła czy rosnąca liczba samochodów elektrycznych będą zwiększać zapotrzebowanie na energię elektryczną, a także szczytowe obciążenie systemu. Reforma opłat sieciowych jest więc sposobem na zarządzanie bilansowaniem. Jest też narzędziem dla gospodarstw domowych do kontroli wysokości rachunków za energię. Dodatkową korzyścią dla systemu jest możliwość ograniczenia zjawiska nierynkowego redysponowania OZE oraz większego wykorzystywania energii wyprodukowanej przez te źródła energii.

## 3. Kierunki rozwoju opłat sieciowych

### 3.1. Regulacje unijne

#### **Potrzebne przejrzyste i realistyczne odzwierciedlenie kosztów**

Podstawowe wytyczne w zakresie konstrukcji opłat sieciowych zawiera [Rozporządzenie w sprawie rynku energii \(2019/943\)](#). Dokument wskazuje, że opłaty za dostęp do sieci stosowane przez operatorów sieci powinny być przejrzyste. Powinny też odzwierciedlać koszty stałe ponoszone przez OSP i OSD oraz uwzględniać zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty operacyjne. Jednocześnie taryfy sieciowe powinny zwiększać integrację rynku, integrację energii z OZE i bezpieczeństwo dostaw energii.

#### **Elastyczność i efektywne wykorzystanie sieci**

Rozporządzenie podkreśla, że taryfy mają wspierać elastyczność systemu i efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury. Mają także promować efektywne i terminowe inwestycje optymalizujące sieć oraz ułatwiać magazynowanie energii. Taryfy powinny zachęcać odbiorców końcowych do aktywnego zarządzania profilem zużycia energii. Dzięki nim wprowadzanie nowych rozwiązań korzystnych dla odbiorców, takich jak cyfrowe usługi, większa elastyczność i nowe połączenia energetyczne potrzebne do osiągnięcia celów na 2030 rok powinno być łatwiejsze.

Potrzeba tworzenia innowacyjnych rozwiązań taryfowych, które pozwalają optymalizować istniejącą sieć, została podkreślona także w preambule [ostatniej nowelizacji ww. Rozporządzenia z 2024 roku](#). Wskazano w niej również znaczenie zamawiania usług w zakresie elastyczności, w szczególności odpowiedzi odbioru i magazynowania energii.

### 3.2. Rekomendacje ACER

Szczegółową analizę stanu taryf sieciowych w krajach UE wraz z listą rekomendacji kierunkowych prezentuje [raport unijnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki \(ACER\) z marca 2025 roku](#). Raport ACER ma być podpowie-

dzią dla regulatorów, jak zapewnić, by konstrukcja krajowych taryf odpowiadała potrzebom sieci dystrybucyjnych w dobie transformacji, skutkując taryfami „odpornymi na przyszłość”<sup>5</sup>. Rekomendacje ACER dotyczące kierunków rozwoju opłat sieciowych znajdują się w [Załączniku 2](#).

### Opłaty sieciowe oparte o moc

W strukturze taryf sieciowych najczęściej występujące rodzaje opłat to:

- opłaty oparte o moc (ang. *power-based charges*), które najlepiej odpowiadają kosztom budowy, rozbudowy i utrzymania sieci;
- opłaty oparte o energię (ang. *energy-based charges*), które najlepiej odpowiadają kosztom strat oraz usług systemowych;
- opłaty ryczałtowe (ang. *lump-sum charges*), które nie wykazują powiązania ani z mocą, ani ze zużyciem energii i najlepiej odpowiadają kosztom, które nie zależą od zachowania użytkownika (profilów wprowadzania i poboru).

<sup>5</sup> ACER wielokrotnie podkreślał, że dla konkurencyjności UE konieczne jest ograniczenie kosztów sieciowych, ponieważ są one jednym z głównych czynników napędzających koszty energii elektrycznej. W [Planie Działań na rzecz Przystępnej Cenowo Energii](#) (ang. *Affordable Energy Action Plan*) Komisja odnotowała ten fakt i zapowiedziała projekt metodologii taryfowych dla opłat sieciowych.

**ACER rekomenduje, aby organy regulacyjne przeanalizowały optymalny poziom udziału opłat sieciowych opartych o moc.** Celem takiej analizy jest stworzenie jasnych sygnałów dla odbiorców końcowych, które zachęcą ich do odpowiedniego ograniczania wprowadzania lub poboru mocy. Równolegle ACER zaleca unikanie stosowania stałych (jednostrefowych) opłat za energię. Są to opłaty, które nie uwzględniają żadnego elementu czasowego powiązanego ze szczytowym wykorzystaniem sieci.

### Element czasowy

ACER rekomenduje wprowadzenie opłat zależnych od czasu użytkowania sieci (ToU, ang. *Time of use*), które wprowadzają wyższe koszty użytkowania sieci w godzinach szczytu. Ma to zachęcać użytkowników do przesuwania zużycia energii na inne godziny.

W celu zróżnicowania taryf czasowych można stosować zarówno proste, jak i bardziej złożone metody. Do prostych rozwiązań należą m.in. podział na godziny szczytowe i pozaszczytowe, różnicowanie stawek w zależności od pór roku czy rozróżnienie dni roboczych i weekendów. Z kolei do bardziej złożonych metod zalicza się wykorzystanie inteligentnych liczników, które umożliwiają dynamiczne ustalanie taryf zależnych od momentu zużycia energii.

ACER rekomenduje, aby organy regulacyjne, bazując na danych z ostatnich lat, określiły najbardziej reprezentatywne godziny szczytu systemowego. Godziny te mogą różnić się w zależności od lokalizacji.

## Sygnały lokalizacyjne

Sygnały lokalizacyjne oznaczają wycenę energii elektrycznej lub stawek sieciowych w zależności od lokalnego bilansu podaży mocy i zapotrzebowania na moc, a także od stopnia dostępności mocy sieciowych lub przeciążenia elementów sieci w ramach danego węzła (obszaru sieciowego). Lokalizacje o częstych i wysokich stopniach przeciążeń cechują się wyższym kosztem energii oraz użytkowania sieci.

ACER rekomenduje, aby organy regulacyjne rozważyły wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych w taryfach sieciowych. Te sygnały pozwolą przeciwdziałać przeciążeniom i zatorom sieciowym. Dostosowanie opłat sieciowych do miejsca i czasu poboru energii będzie motywować odbiorców do zużycia jej wtedy i tam, gdzie sieć jest mniej obciążona i ma wolne moce.

Sygnały lokalizacyjne mogą uzupełnić inne rozwiązania rynkowe realizujące ten sam cel. Między innymi mogą zostać połączone z wprowadzaniem opłaty za oddawanie energii do sieci przez wytwórców.

## Opłaty za wprowadzenie energii do sieci

Według ACER opłaty za wprowadzanie energii do sieci<sup>6</sup> nie powinny być wykluczone z mechanizmu odzyskiwania kosztów przesyłu i dystrybucji. Zasadne jest rozważenie, czy producenci energii powinni ponosić koszty za wprowadzanie energii elektrycznej do sieci. Zalety i wady tych rozwiązań oraz decyzja o ich ewentualnym stosowaniu muszą być uzasadnione analizami. Opłaty za wprowadzanie energii do sieci w obszarze cechującym się częstym występowaniem przeciążeń elementów systemu (przewody, transformatory) w określonych godzinach doby mogą stanowić skuteczny element walki z tym problemem.

<sup>6</sup> Jak wskazano wcześniej, obecnie w Polsce wytwórcy energii nie ponoszą opłat sieciowych.

## Kaskadowy podział kosztów

Kaskadowy podział kosztów to metoda alokacji kosztów sieci elektroenergetycznej polegająca na przypisywaniu ich stopniowo (kaskadowo) od najwyższych do najniższych poziomów napięcia. Odbiorcy przyłączeni do niższego poziomu napięcia ponoszą zatem koszty zarówno infrastruktury sieci lokalnej, jak i część kosztów infrastruktury wyższych poziomów napięcia. Mechanizm ten opiera się na założeniu jednokierunkowego przepływu energii (od napięć najwyższych do najniższych). **Przy rosnącej generacji rozproszonej w sieciach niskich napięć taki podział może nie odzwierciedlać rzeczywistych czynników wpływających na koszty.**

Kaskadowy podział kosztów może nadal być uzasadniony. Jednakże bardziej zaawansowane podejście może skuteczniej zapewniać powiązanie taryf z rze-

czywistymi kosztami. Zwłaszcza że wytwarzanie energii staje się coraz bardziej powszechne w sieciach dystrybucyjnych, również na poziomie niskiego napięcia. Aby stosować kaskadowanie kosztów, organy regulacyjne powinny zbierać dane dotyczące kosztów sieciowych oraz wielkości wprowadzeń i poborów energii dla każdego poziomu napięcia.

### Model alokacji kosztów

Organ regulacyjny powinien ocenić zalety i wady stosowania **przyrostowych** (ang. *incremental*) lub **prognozowych** (ang. *forward-looking*) metod alokacji kosztów. Wyniki tych analiz należy skonsultować z interesariuszami, dążąc do lepszego dostosowania zachowania użytkowników sieci do potrzeb przyszłych inwestycji. Decyzja o stosowaniu metod przyrostowych lub prognozowych wymaga wyjaśnienia w metodyce taryfowej, w jaki sposób odzyskiwanie kosztów rezydualnych zapewnia niedyskryminację, sprawiedliwość i zrównoważony charakter opłat.

### 3.3. Rekomendacje Komisji Europejskiej z lipca 2025 roku

W lipcu 2025 roku Komisja Europejska ogłosiła pakiet [\*Delivering on the Clean Industrial Deal\*](#) (Realizacja Paktu dla Czystego Przemysłu). W jego ramach sformułowała wytyczne dotyczące budowy „odpornych na przyszłość” sieci elektroenergetycznych oraz kształtowania takowych taryf sieciowych.

Zalecenia Komisji z dnia 2 lipca 2025 roku oraz wytyczne w zakresie „odpornych na przyszłość” opłat sieciowych przedstawiają listę rekomendacji kierunkowych, mających na celu redukcję kosztów systemowych związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Jednocześnie KE podkreśla, że konieczne jest starannie zaplanowane i ostrożne podejście do gospodarstw domowych i odbiorców przemysłowych. Te dwie grupy odbiorców są szczególnie wrażliwe na zmiany taryf.

#### Wspólne obszary rekomendacji ACER i KE

Część rekomendacji kierunkowych Komisji Europejskiej pokrywa się z rekomendacjami ACER. Obydwa dokumenty mówią o:

- uzależnieniu opłat sieciowych od elementu czasowego (ToU);
- wprowadzeniu „elementu przepustowości”, odzwierciedlającego obciążenie szczytowe, tj. uzależnienie części opłat od poboru mocy chwilowej (kW);
- wykorzystaniu sygnałów lokalizacyjnych;
- wdrożeniu opłat za wprowadzanie energii do sieci;
- rewizji sposobu kaskadowego podziału kosztów.

Dodatkowo w zaleceniach Komisji pojawiają się wytyczne w zakresie specjalnych systemów taryfowych oraz taryf dla magazynów energii.

### Specjalne systemy taryfowe

Specjalne systemy taryfowe mogą być oferowane – w uzasadnionych przypadkach – określonym klasom użytkowników sieci. Wśród nich mogą być użytkownicy z sektorów energochłonnych, prosumenci, społeczności energetyczne i ładowanie dwukierunkowe (np. ładowanie i rozładowywanie baterii w samochodzie elektrycznym, czyli ang. *Vehicle-to-grid, Vehicle-to-Home*<sup>7</sup>). Krajowy organ regulacyjny powinien przedstawić obiektywne uzasadnienie, że ci użytkownicy – ze względu na swój profil zużycia i elastyczność, jaką oferują systemowi – mają mniejszy wpływ na ogólny koszt funkcjonowania sieci elektroenergetycznej.

<sup>7</sup> Więcej o tym w raporcie Janik, K., Niewiata-Rej, M. (2026), [Vehicle to everything. Pojazdy elektryczne na drodze do zwiększania elastyczności systemu](#), Warszawa, Polska: Instytut Reform.

### Taryfy dla magazynów energii

Taryfy sieciowe dotyczące magazynowania energii elektrycznej mogą pełnić kilka funkcji. Mogą zachęcać operatorów magazynów do działań korzystnych dla sieci. Mogą także kierować nowe inwestycje w magazyny energii do lokalizacji, w których są najbardziej potrzebne. Dodatkowo mogą motywować do ładowania i oddawania energii w momentach, które są najbardziej użyteczne dla systemu elektroenergetycznego. W systemach taryfowych powinno się uwzględniać specyfikę magazynowania energii i unikać „podwójnego naliczania opłat”. Może to zniechęcać do ich stosowania. Jednocześnie systemy taryfowe powinny odzwierciedlać ogólny wpływ tych instalacji na koszty sieci.

## 3.4. Dyskusja oraz prace nad przyszłością opłat sieciowych w Polsce

### Odzwierciedlenie kosztów elastyczności w taryfach OSD

W ostatnich latach w Polsce kwestia nowego modelu opłat sieciowych nie była jeszcze mocno widoczna politycznie i medialnie. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) w raporcie za 2024 rok wskazało, że taryfy na 2025 rok – w przypadku niektórych operatorów systemów dystrybucyjnych – wprowadzają nowe rozwiązania. Podkreślono, że taryfa przestała mieć wyłącznie pasywny charakter, ograniczający się do regulowania relacji rozliczeniowych z odbiorcami za usługi dystrybucji. **Zaczęła również pełnić rolę aktywnego narzędzia** zawierającego bezprecedensowe zapisy umożliwiające podejmowanie dodatkowych działań na rzecz zapewnienia bezpiecznej i prawidłowej pracy sieci dystrybucyjnej.

Zaznaczono też, że tego rodzaju działania znalazły odzwierciedlenie w obszarze kosztów operacyjnych. Wskazano, że w kalkulacjach taryf na 2025 rok Prezes

Urzędu Regulacji Energetyki po raz pierwszy uwzględnił dodatkowe koszty, które operatorzy mogą ponieść w związku z realizacją usług regulacyjnych (elastyczności). Należą do nich interwencyjna regulacja mocy biernej (IRB) czy interwencyjna dostawa mocy czynnej (IDC).

Podsumowując, stwierdzono, że wprowadzane przez operatorów innowacyjne rozwiązania, znajdujące odzwierciedlenie także w taryfach, świadczą o bieżącym monitorowaniu oraz reagowaniu na dynamiczne zmiany zachodzące na rynku energii elektrycznej.

### **Propozycja Prezydenta – „Tani prąd -33%”**

Na początku listopada 2025 roku Prezydent RP złożył inicjatywę ustawodawczą zatytułowaną „Tani prąd -33%”. Jej skumulowany efekt, według przedstawionych dokumentów, miałby doprowadzić do obniżki rachunku za energię elektryczną przykładowego gospodarstwa domowego o 33% i o 20% dla MŚP. Projekt opiera się na czterech filarach, z których pierwsze dwa dotyczą zmian w taryfach sieciowych:

- likwidacji opłat OZE, kogeneracyjnej, mocowej<sup>8</sup> i przejściowej oraz przeniesienie ich finansowania z taryf dystrybucyjnych na środki pochodzące z systemu handlu emisjami (ETS);
- administracyjne ograniczenie poziomu regulowanej stopy zwrotu z kapitału dla OSP i OSD;
- wygaszeniu starych systemów wsparcia (reforma systemu certyfikatów);
- obniżenie stawki VAT na energię elektryczną z 23% na 5% dla wszystkich odbiorców.

<sup>8</sup> Poprzez „wyzerowanie opłaty mocowej” na rachunku odbiorcy, a następnie wprowadzenie rekompensaty dla PSE z budżetu państwa.

### **Propozycja Prezydenta – obniżenie opłat dystrybucyjnych**

Propozycja Prezydenta zakłada maksymalny limit zwrotu z zaangażowanego kapitału dla OSP i OSD, jaką w postępowaniu taryfowym może ustalić Prezes URE, w wysokości nie wyższej niż stopa referencyjna Narodowego Banku Polskiego (NBP), powiększona o 3 punkty procentowe. Propozycja Prezydenta jest warunkowa – czyli zmiana wchodzi w życie tylko, jeśli zatwierdzone taryfy zawierają zwrot z kapitału przekraczający zaproponowany limit.

Obecnie zwrot z zaangażowanego kapitału jest wyliczany indywidualnie dla każdego OSD, za pomocą metodologii zawierającej minimalną stawkę średnioważonego kosztu kapitału, czyli WACC (ang. *Weighted Average Cost of Capital*) oraz minimalny poziom premii za inwestowanie, który corocznie jest dostosowywany przez Urząd Regulacji Energetyki do aktualnych warunków rynkowych. Na tej podstawie URE wylicza dla każdego operatora tzw. przychód regulowany, uzależniony m.in. od wartości majątku sieciowego oraz tempa

jego rozwoju/modernizacji. W zależności od wielkości tego przychodu operatorzy planują inwestycje w dalszy rozwój sieci, co znajduje też odzwierciedlenie w poziomie opłat dystrybucyjnych.

Intencją propozycji jest ochrona odbiorców przed obciążeniami w tej pozycji, w sytuacji zwiększających się inwestycji w sieci. Wejście zmian w życie w 2026 roku skutkowałoby ustaleniem poziomu zwrotu z kapitału w wysokości 6,75%<sup>9</sup>. Współczynnik WACC na 2026 rok ustalony przez URE plasuje się w przedziale 9–10,5% (precyzyjne poziomy zależą od majątku każdego OSD). Jest to znacząca redukcja w stosunku do stawek za 2024 i 2025 rok, jednak mniejsza niż proponowana w prezydenckiej propozycji.

<sup>9</sup> Przy stopie referencyjnej w wysokości 3,75% obowiązującej od 5.03.2026 r.

### **Kontrpropozycja rządu – zespół przy Ministrze Energii**

W odpowiedzi na propozycję prezydenta w styczniu 2026 roku rozpoczęły się prace powołanego przez Ministra Energii zespołu do spraw poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej. Uznano, że dyskusja na temat stopy zwrotu z kapitału jest uzasadniona i wymaga reformy. Prace obejmą też sposób kalkulacji składnika stałego i zmiennego stawek sieciowych za przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej oraz stawki jakościowej. Efektem ma być propozycja zmian przepisów rozporządzenia taryfowego.

Główne cele to sprawiedliwa alokacja kosztów między użytkownikami systemu, lepsze odzwierciedlenie rzeczywistego wpływu poszczególnych odbiorców na koszty sieci oraz zapewnienie stabilnego funkcjonowania i rozwoju KSE. Należy więc sądzić, że są to kierunki spójne z wyżej zaprezentowanymi wytycznymi ACER i Komisji Europejskiej.

Zespół przygotuje również ocenę wpływu proponowanych rozwiązań, a analizy obejmą m.in. łączne koszty sieciowe i ich podział pomiędzy grupy odbiorców, wpływ na bezpieczeństwo pracy KSE oraz znaczenie zmian dla rozwoju infrastruktury sieciowej i przyłączania nowych odbiorców. Obecnie przewidywany termin zakończenia prac to maj 2026 roku.

## 4. Praktyki i kierunki obserwowane w innych krajach UE

Przegląd praktyk w zakresie reform opłat sieciowych w innych krajach UE wskazuje, że wiele krajów europejskich z powodzeniem wprowadziło reformy taryf dystrybucyjnych. Przykłady:

- odchodzenie od ryczałtów (opłat typu lump-sum, por. w sekcji 3.2) dla gospodarstw domowych w stronę opłat zależnych od mocy (**Austria**);
- wprowadzenie opłat za pobór w oparciu o moc umowną (**Chorwacja**, obecnie ze stawką zerową jako rozwiązanie przejściowe);
- plany wprowadzenia opłat opartych o pomiary mocy szczytowej w sieciach niskiego napięcia – dotyczy odbiorców wyposażonych w liczniki inteligentne (**Węgry**);
- plany wprowadzenia dla gospodarstw domowych opłat opartych o moc (**Litwa**);
- wprowadzenie opłat dla wytwórców za wprowadzanie energii do sieci (Dania, Chorwacja, ta druga obecnie ze stawką zerową);
- plany wdrożenia opłat za wprowadzanie energii do sieci (**Holandia**);
- wdrożenie opłaty za wprowadzanie energii do sieci dystrybucyjnej w obszarach o nadmiarowej podaży energii (**Rumunia**); opłata ta nosi w sobie znamiona sygnału lokalizacyjnego;
- prowadzone analizy dotyczące sygnałów lokalizacyjnych w sieciach dystrybucyjnych (**Szwecja**);
- zmiana definicji godzin szczytowych i pozaszczytowych w celu lepszego odzwierciedlenia stopnia wykorzystania sieci (**Francja**);
- wprowadzenie trzech typów elastycznych umów przyłączeniowych (**Holandia**);
- nowa metodyka naliczania opłat za przyłączenie do sieci (**Chorwacja**);
- nowe opłaty za przyłączenie dla odbiorców i prosumentów, odzwierciedlające zróżnicowanie geograficzne (**Dania**);
- test rozwiązania, w którym odbiorcy mogą przekraczać moc umowną w nocy, w celu umożliwienia ładowania samochodów elektrycznych (**Włochy**).

Niektóre rozwiązania wymagają dostosowania do specyfiki danego kraju oraz lokalnego systemu elektroenergetycznego.

## 5. Podsumowanie

Rekomendacje Unii Europejskiej zmierzają do fundamentalnej reformy struktur opłat sieciowych. Celem jest stworzenie systemu opłat „odpornych na przyszłość” (ang. *future-proof*) czyli zabezpieczających zarówno system jak i odbiorców w sytuacji większej zmienności generacji. Płynące z analizy unijnych dokumentów kluczowe wnioski i rekomendowane kierunki rozwoju opłat sieciowych są następujące:

- W taryfach dystrybucyjnych koszty dla odbiorców końcowych powinny być powiązane ze szczytowym zapotrzebowaniem na moc w systemie poprzez:
  - ◆ połączenie udziału opłat opartych o moc z czytelnymi sygnałami dla użytkowników sieci do dostosowywania przez nich wprowadzania lub poboru mocy;
  - ◆ unikanie stosowania stałych (jednostrefowych) opłat za energię, które nie uwzględniają czasu ani obciążenia sieci w godzinach szczytu.
- Opłaty sieciowe powinny wspierać korzystanie z usług elastyczności, ułatwiać magazynowanie energii oraz partycypację odpowiedzi odbioru.
- Należy rozważyć wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych w taryfach sieciowych, aby dokładniej odzwierciedlać koszty, a także przeciwdziałać przeciążeniom i zatorom sieciowym (ang. *network congestion*).
- Opłaty za wprowadzanie energii do sieci nie powinny być wykluczane z katalogu opłat sieciowych. Rozwój sieci w coraz większym stopniu wynika z potrzeby przyłączania obszarów, w których można produkować energię z OZE. Powinno to znaleźć odzwierciedlenie w odpowiednim poziomie opłat za wprowadzanie mocy i przyłączenia.
- Organy regulacyjne powinny rozważyć udostępnienie narzędzia online umożliwiającego przynajmniej orientacyjne oszacowanie standardowych kosztów przyłączenia.

Rekomendujemy otwartą dyskusję pod przewodnictwem Urzędu Regulacji Energetyki na temat taryf sieciowych w perspektywie średnio- i długoterminowej. Jej celem powinno być wypracowanie rozwiązania optymalnego zarówno dla systemu, jak i odbiorców końcowych, ze szczególnym uwzględnieniem gospodarstw domowych. Taka debata powinna być powiązana z pracami nad strukturą usług elastyczności prowadzonymi przez operatorów. Istotne jest również uwzględnienie w dyskusji kwestii podziału składnika zmiennego i składnika stałego opłaty sieciowej, zasadności uzależnienia składnika stałego stawki sieciowej dla gospodarstw domowych od mocy przyłączeniowej czy dynamizacji opłat sieciowych. ■

## Załącznik 1. Komponenty taryf dystrybucyjnych

Tabela 2. Komponenty taryf OSD składające się na opłatę za świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej w Polsce

Komponent	Pokrywane koszty
<b>Stawka sieciowa (składnik stały)</b> [PLN/MW/m-c] (grupy taryfowe A i B) [PLN/kW/m-c] (grupy taryfowe C) [PLN/m-c] (grupy taryfowe G)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych (capex) na infrastrukturę sieciową w celu zapewnienia odpowiednich mocy przyłączeniowych oraz zdolności transportowych</li> <li>Koszty utrzymania i eksploatacji sieci</li> <li>Część kosztów zakupu usługi przesyłania od OSP</li> </ul>
<b>Stawka sieciowa (składnik zmienny)</b> [PLN/MWh]	<ul style="list-style-type: none"> <li>Koszty zmienne związane z funkcjonowaniem sieci, zwłaszcza koszty zakupu przez OSD energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych</li> <li>Część kosztów zakupu usługi przesyłania od OSP</li> </ul>
<b>Stawka abonamentowa</b> [PLN/m-c]	<ul style="list-style-type: none"> <li>Koszty ponoszone w związku z odczytem wskaźników układów pomiarowo-rozliczeniowych i ich kontrolą</li> </ul>
<b>Stawka jakościowa</b> [PLN/MWh]	<ul style="list-style-type: none"> <li>Koszty związane z zapewnieniem odpowiednich parametrów jakościowych operacyjnej pracy systemu i niezawodności dostaw energii elektrycznej</li> </ul>

*Uwaga: w powyższej tabeli pominięto opłatę kogeneracyjną, opłatę mocową, opłatę OZE oraz opłatę przejściową (zlikwidowaną z końcem roku 2025), ponieważ – choć pobierane w ramach opłat sieciowych – fundamentalnie nie są związane ze świadczeniem usług dystrybucji energii elektrycznej. Opłaty te stanowią pokrycie kosztów systemów wsparcia kogeneracji, OZE, Rynku Mocy oraz kontraktów długoterminowych (KDT).*

## Załącznik 2. Rekomendacje ACER

Tabela 3. Rekomendacje ACER dotyczące kierunków rozwoju opłat sieciowych

Obszar tematyczny	Rekomendacje
Opłaty za wprowadzanie energii do sieci	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Opłaty za wprowadzanie energii do sieci<sup>10</sup> <b>nie powinny być wykluczone</b> z mechanizmu odzyskiwania kosztów przesyłu i dystrybucji. Zasadne jest rozważenie czy producenci energii powinni ponosić koszty za wprowadzanie energii elektrycznej do sieci. Zalety i wady stosowania opłat za wprowadzanie energii oraz decyzja o ich stosowaniu lub niestosowaniu musi być należycie uzasadniona odpowiednimi analizami.</li> <li>▪ Jeśli użytkownik sieci pobiera i wprowadza energię do sieci, obi te aktywności powinny być brane pod uwagę przy ustalaniu taryfy, z uwzględnieniem potencjalnego wzajemnego znoszenia kosztów oraz ogólnego wpływu kosztowego na sieć.</li> </ul>
Nośnik kosztów	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organom regulacyjnym zaleca się identyfikację kluczowych czynników wpływających na koszty infrastruktury w podlegających ich regulacji systemach oraz ustalanie opłat, które są z tymi czynnikami powiązane. Z perspektywy odzwierciedlenia kosztów:             <ul style="list-style-type: none"> <li>♦ opłaty oparte o moc (ang. <i>power-based charges</i>) najlepiej odpowiadają kosztom budowy, rozbudowy i utrzymania sieci;</li> <li>♦ opłaty oparte o energię (ang. <i>energy-based charges</i>) najlepiej odpowiadają kosztom strat oraz usług systemowych;</li> <li>♦ opłaty ryczałtowe (ang. <i>lump-sum charges</i>), które nie wykazują powiązania ani z mocą, ani z zużyciem energii, najlepiej odpowiadają kosztom, które nie zależą od zachowania użytkownika (profilów wprowadzania i poboru).</li> </ul> </li> <li>▪ W kontekście rosnących potrzeb dotyczących mocy i przepustowości sieci, organy regulacyjne powinny powiązać alokację kosztów ze szczytowym zapotrzebowaniem na moc, poprzez:             <ul style="list-style-type: none"> <li>♦ połączenie odpowiedniego udziału opłat opartych o moc z jasnymi i odpowiednimi sygnałami dla użytkowników sieci w zakresie dostosowywania przez nich wprowadzania lub poboru mocy;</li> <li>♦ unikanie stosowania stałych (jednostrefowych) opłat za energię, tj. takich, które nie uwzględniają żadnego elementu czasowego powiązanego ze szczytowym wykorzystaniem sieci.</li> </ul> </li> <li>▪ W zakresie opłat opartych o moc, organy regulacyjne powinny:             <ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Poddać ocenie różne sposoby ustalania opłat opartych o moc i zidentyfikować takie, które najlepiej przyczyniają się do tęższej efektywności systemu</li> <li>♦ Stosować je dla wszystkich poziomów napięć, chyba że stosowne analizy wskazują, że nie jest to efektywne kosztowo.</li> </ul> </li> </ul>

<sup>10</sup> Jak wskazano wcześniej, obecnie w Polsce wytwórcy energii nie ponoszą opłat sieciowych.

Tabela 3. cd. Rekomendacje ACER dotyczące kierunków rozwoju opłat sieciowych

Obszar tematyczny	Rekomendacje
Sygnały lokalizacyjne	<p>Organy regulacyjne powinny rozważyć wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych w taryfach sieciowych, aby dokładniej odzwierciedlać koszty i/lub przeciwdziałać przeciążeniom i zatorom sieciowym (ang. <i>network congestion</i>), uzupełniając rozwiązania rynkowe realizujące ten sam cel. Należy zbadać opcje takie jak zróżnicowane lokalizacyjnie opłaty za przyłączenie wraz ze współdzieleniem kosztów pomiędzy obecnych i przyszłych użytkowników.</p>
Elastyczne umowy przyłączeniowe	<p>Aby przeciwdziałać przeciążeniom, organy regulacyjne powinny ocenić zalety i wady elastycznych umów przyłączeniowych, biorąc pod uwagę ich wpływ na cały system, a także inne rozwiązania rynkowe i pozarynkowe realizujące ten sam cel.</p> <p>Organy regulacyjne powinny zapewnić, aby koszty oraz korzyści dla systemu związane z elastycznymi umowami przyłączeniowymi były właściwie odzwierciedlone w odpowiednich opłatach sieciowych, przy jednoczesnym unikaniu podwójnego wynagradzania danej grupy użytkowników sieci.</p>
Ustalanie i zatwierdzanie metodyki taryfowania	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organy regulacyjne powinny bezpośrednio określać metodykę taryfowania przesyłu i dystrybucji lub – co najmniej – zatwierdzać metodykę zaproponowaną przez odpowiednich operatorów systemów.</li> <li>▪ Okres obowiązywania metodyki taryfowej powinien wynosić co najmniej cztery lata i obejmować: <ul style="list-style-type: none"> <li>♦ możliwość rewizji w uzasadnionych okolicznościach;</li> <li>♦ wieloletni proces przejściowy w celu ochrony użytkowników sieci, których dotknie istotny wpływ taryf;</li> <li>♦ aktualizacje wartości taryf co najmniej raz w roku, w oparciu o zmiany czynników określonych przez metodykę taryfową oraz uwzględniające inflację.</li> </ul> </li> <li>▪ Jedna lub więcej konsultacji publicznych powinno być systematycznie przeprowadzanych przez krajowe organy regulacyjne lub operatorów systemów, zgodnie z decyzją krajowego organu regulacyjnego, przed każdą istotną rewizją metodyki taryfowej, aby zapewnić przejrzystą i inkluzywną interakcję z interesariuszami.</li> <li>▪ Dokumenty konsultacyjne powinny zawierać powody projektowania proponowanej taryfy sieciowej oraz odpowiednie oceny będące jej podstawą.</li> </ul>
Transparentność	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organy regulacyjne powinny rozróżniać co najmniej następujące kategorie kosztów na potrzeby alokacji kosztów do struktur taryf przesyłowych i dystrybucyjnych: <ul style="list-style-type: none"> <li>♦ koszty infrastruktury, takie jak zwrot z kapitału, amortyzacja i wydatki operacyjne;</li> <li>♦ koszty strat sieciowych powstających w procesie przesyłu lub dystrybucji;</li> <li>♦ koszty usług pomiarowych;</li> <li>♦ koszty zakupu usług systemowych przez operatorów systemu (w tym koszty związane z bilansowaniem systemu, rezerwami, zarządzaniem przeciążeniami, regulacją napięcia i mocy biernej, zdolnością do black-startu systemu);</li> <li>♦ koszty poboru i/lub wprowadzania mocy biernej poza dozwolonymi limitami.</li> </ul> </li> </ul>

Tabela 3. cd. Rekomendacje ACER dotyczące kierunków rozwoju opłat sieciowych

Obszar tematyczny	Rekomendacje
Transparentność cd.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Krajowe organy regulacyjne lub operatorzy systemu (zgodnie z decyzją regulatora), powinni publikować: <ul style="list-style-type: none"> <li>♦ szczegółowe metodyki taryfowania przesyłu i dystrybucji;</li> <li>♦ kategorie kosztów odzyskiwane przez każdy element taryfy przesyłowej i dystrybucyjnej;</li> <li>♦ szacowane lub rzeczywiste kwoty odzyskiwane przez każdy element taryfy przesyłowej i dystrybucyjnej;</li> <li>♦ wartości taryf przesyłowych i dystrybucyjnych dla każdej grupy użytkowników sieci (każdego roku);</li> <li>♦ badania (lub przynajmniej ich podsumowania) będące podstawą kluczowych wyborów taryfikacyjnych dla sieci;</li> <li>♦ specyficzne reżimy taryfowe, zwolnienia i rabaty wraz z uzasadnieniem.</li> </ul> </li> <li>▪ Ponadto regulatorzy i operatorzy systemu są zachęceni do publikowania modelu taryfowego, który szczegółowo opisuje sposób obliczania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych.</li> <li>▪ Powyższe informacje dotyczące struktur i wartości taryf sieciowych w każdym kraju powinny być stopniowo prezentowane w scentralizowanym repozytorium UE, które mogłoby być zarządzane przez ACER i krajowe organy regulacyjne.</li> </ul>
Model alokacji kosztów	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organy regulacyjne powinny ocenić zalety i wady stosowania przyrostowych (ang. <i>incremental</i>) lub prognozowych (ang. <i>forward-looking</i>) metod alokacji kosztów oraz skonsultować wyniki takich analiz z interesariuszami, dążąc do lepszego dostosowania zachowań użytkowników sieci do potrzeb przyszłych inwestycji. Jeśli organy regulacyjne zdecydują się na stosowanie metod przyrostowych lub prognozowych, powinny wyjaśnić w metodyce taryfowej, w jaki sposób odzyskiwanie kosztów rezidualnych zapewnia niedyskryminację, sprawiedliwość i zrównoważony charakter opłat.</li> </ul>
Kaskadowanie kosztów	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organy regulacyjne powinny zapewnić, aby każdy użytkownik sieci partycypował w kosztach związanych z każdym poziomem napięcia, z którego korzysta, poprzez odpowiednie kaskadowanie kosztów. W sytuacji, gdy kaskadowanie kosztów nie jest stosowane lub nie jest stosowane jednolicie, organy regulacyjne powinny przedstawić ekonomiczne uzasadnienie tej decyzji w metodyce taryfowej.</li> <li>▪ Organy regulacyjne nie powinny kaskadować kosztów usług specyficznych dla przyłączenia i napięcia – takich jak pomiar, rozliczanie oraz usługi obsługi klienta związane z pomiarami – z jednego poziomu napięcia na drugi.</li> <li>▪ Organy regulacyjne powinny regularnie weryfikować zasadność stosowanych zasad kaskadowania kosztów w zmieniających się warunkach systemowych, zwłaszcza gdy roczna (brutto) energia wprowadzana z niższego na wyższy poziom napięcia przekracza 10% rocznej (brutto) energii pobieranej między tymi samymi poziomami napięcia.</li> <li>▪ Aby stosować kaskadowanie kosztów, organy regulacyjne powinny zbierać dane dotyczące kosztów sieciowych oraz wielkości wprowadzeń i poborów energii dla każdego poziomu napięcia.</li> </ul>

Tabela 3. cd. Rekomendacje ACER dotyczące kierunków rozwoju opłat sieciowych

Obszar tematyczny	Rekomendacje
<b>Opłaty za moc i energię bierną</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>W przypadku, gdy organ regulacyjny uzna, że koszty związane z regulacją napięcia i zarządzaniem energią bierną są istotne, powinien rozważyć przegląd zasad naliczania opłat za energię bierną, uwzględniając wartości progowe dla opłat oraz wartości przedstawione w niniejszym raporcie.</li> </ul>
<b>Opłaty zależne od czasu użytkowania sieci (ToU – ang. time of use)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Organy regulacyjne powinny regularnie analizować potrzebę wprowadzenia lub rewizji stosowania sygnałów zależnych od czasu użytkowania sieci. W ramach takich analiz organy regulacyjne powinny dążyć do określenia najbardziej reprezentatywnych godzin szczytu systemowego w ostatnich latach, które mogą również różnić się w zależności od lokalizacji.</li> </ul>
<b>Opłaty za przyłączenie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>W sytuacji, gdy stosowane są opłaty za przyłączenie „głębokie”, organy regulacyjne powinny rozważyć podział kosztów pomiędzy obecnych oraz przyszłych użytkowników korzystających z tego samego przyłącza. Przyłączenie „głębokie” to przyłączenie, w którym użytkownik sieci płaci nie tylko za przyłączenie „płytkie” (tj. od miejsca poboru/generacji do punktu styku z siecią), ale także za dodatkowe inwestycje w infrastrukturę sieciową, uzasadnione przez operatora.</li> <li>Organy regulacyjne powinny rozważyć udostępnienie narzędzia online umożliwiającego przynajmniej orientacyjne oszacowanie standardowych kosztów przyłączenia.</li> </ul>

## Załącznik 3. Zestawienie analizowanych dokumentów

Tabela 4. Zestawienie analizowanych dokumentów

Dokument	Rodzaj dokumentu	Data publikacji
<a href="#">Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną</a>	Rozporządzenie krajowe	29.11.2022 Tekst jednolity: 24.04.2024 Nowelizacje: 24.12.2024 12.12.2025
<a href="#">Rozporządzenie w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej</a>	Rozporządzenie unijne	05.06.2019 Tekst jednolity: 16.07.2024
Raport Unijnej Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki: <a href="#">Getting the price signals right: ACER'S principles for fair and cost-reflective electricity network tariffs</a>	Raport ACER	26.03.2025
<a href="#">Pakiet „Delivering on the Clean Industrial Deal” (Realizacja Paktu dla Czystego Przemysłu)</a>	Pakiet komunikatów KE	02.07.2025
<a href="#">Commission Recommendation on Innovative Renewables, Grid Infrastructure, and Future-Proof Network Charges - Article 15(e) of Directive (EU) 2018/2001</a>	Zalecenie KE	02.07.2025
<a href="#">Communication on future proof network charges for reduced energy system costs</a>	Komunikat KE	02.07.2025

