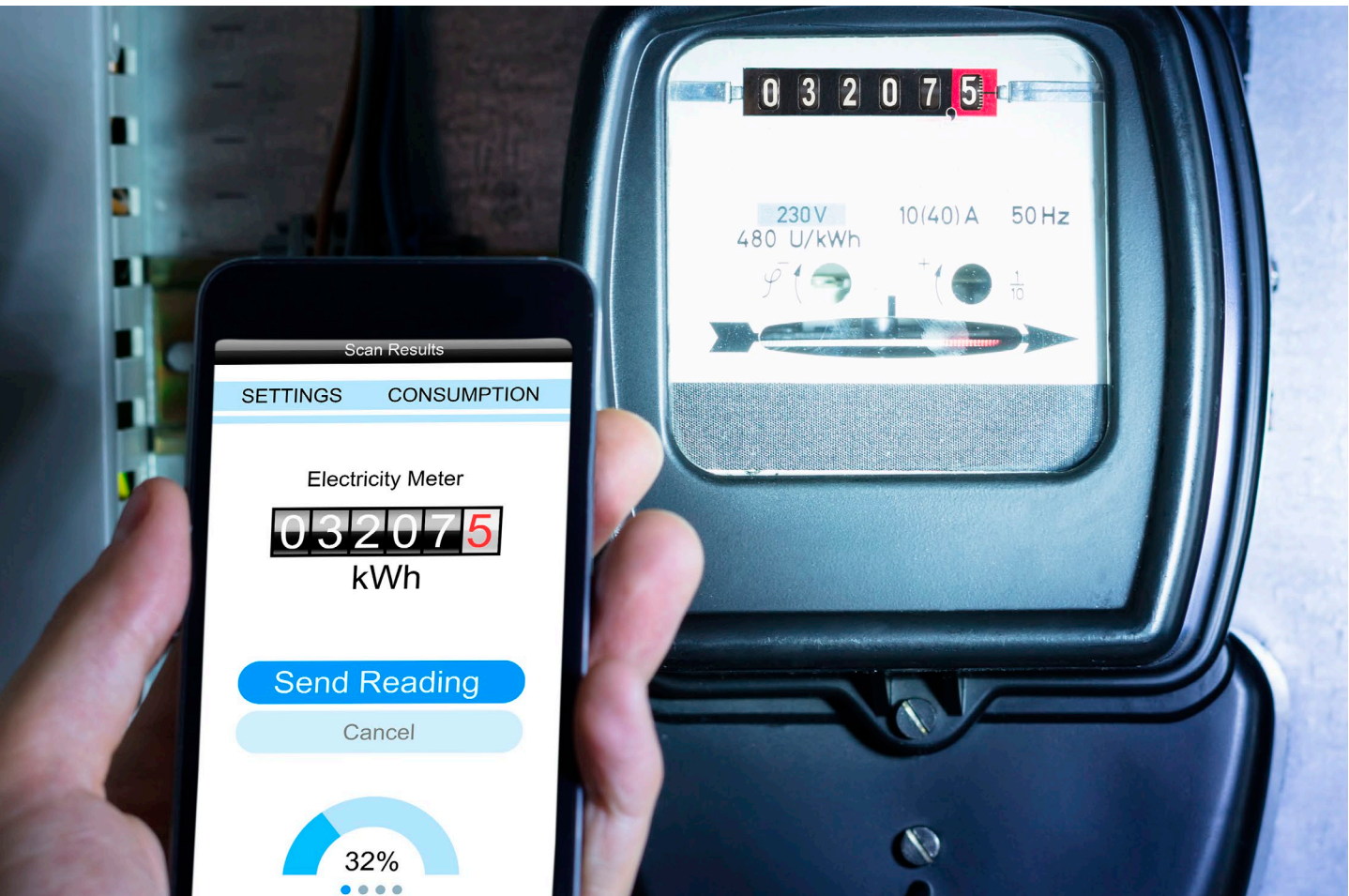




Forum  
Energii

Analizy i dialog



# Dynamiczne i sprawiedliwe

## Przyszły kształt taryf sieciowych w Polsce

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

#### AUTORZY

Andreas Jahn – Regulatory Assistance Project  
dr Aleksandra Gawlikowska-Fyk – Forum Energii

#### REDAKCJA

Julia Zaleska

#### OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

#### ZDJĘCIE

[www.shutterstock.com](http://www.shutterstock.com)

#### PODZIĘKOWANIA

Raport powstał wspólnie z Regulatory Assistance Project oraz dzięki wsparciu Aspen Global Change Institute.

#### DATA PUBLIKACJI

maj 2021

## SPIS TREŚCI

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)	
1. Kluczowe wnioski	3
2. Wprowadzenie	3
2.1. Tło analizy	3
2.2. Dlaczego teraz zajmujemy się tym tematem?	4
3. Obecna struktura taryfowa	9
4. Wyzwania reformy modelu taryfowania	11
5. Nowe podejście do projektowania taryf sieciowych	14
Rekomendacje	15
Literatura	17

## Wstęp

Planując modernizację systemu energetycznego, nie możemy koncentrować się wyłącznie na źródłach wytwarzania energii elektrycznej. Energię trzeba nie tylko wyprodukować, ale i dostarczyć do odbiorcy.

Kluczowym elementem zmian w energetyce są sieci. System przesyłowy i dystrybucyjny w Polsce nie należy do najbardziej wydolnych w Unii Europejskiej, dlatego trzeba zainwestować w jego modernizację i rozbudowę. Powinniśmy korzystać z nowych możliwości technologicznych oraz dostosowywać system do nowego miksu energetycznego.

Modernizacja sieci w XXI w. to znacznie więcej niż wymiana starych kabli i przewodów. To poprawa elastyczności, digitalizacja, coraz większe rozproszenie źródeł, aktywni odbiorcy i wiele innych rozwiązań na miarę swoich czasów.

Wraz ze zmianą miksu trzeba przemyśleć na nowo system opłat sieciowych, aby dawały one impuls nie tylko do utrzymania istniejącej infrastruktury, ale także do jej ewolucji – przystosowania do nowych, aktywnych odbiorców i zeroemisyjnych źródeł.

Obecny model taryf jest właściwy dla starego systemu energetycznego opartego na dużych elektrowniach zlokalizowanych w miejscach, w których wydobywano węgiel. Sytuacja ta będzie się bardzo zmieniać w kolejnych latach, a do tego potrzebny jest właśnie nowy system taryf sieciowych.

Wspólnie z Regulatory Assistance Project piszemy o tym, jakie zasady trzeba wziąć pod uwagę przy projektowaniu tych zmian.

Zachęcamy do dyskusji i działania.

**dr Joanna Maćkowiak Pandera**

Prezes Forum Energii

## 1. Kluczowe wnioski

- Polska energetyka szybko się zmienia – ważne w tej kwestii są nie tylko źródła wytwarzania energii, ale także planowanie rozbudowy sieci. Procesy inwestycyjne rozkładają się na wiele lat, dlatego zmiany muszą brać pod uwagę wizję systemu energetycznego w 2030 r., kiedy wiele istniejących mocy zostanie już wycofanych oraz w 2050 r., kiedy system ma być neutralny klimatycznie.
- Koszty inwestycji w dużym stopniu są przenoszone na konsumentów, a opłaty sieciowe stanowią istotny składnik ceny, jaką płacą oni za energię. Dlatego potrzebna jest optymalizacja nakładów inwestycyjnych, której warunkiem koniecznym jest zmiana modelu taryfowania, tak by bardziej dynamicznie odzwierciedlał on ceny.
- Zmienne w czasie rynkowe sygnały cenowe dla konsumentów są niezbędne do przesuwania zużycia energii w szczytowych godzinach obciążenia sieci elektroenergetycznej. Wprowadzenie zmienności cen energii i stawek sieciowych oraz upowszechnienie liczników inteligentnych może stać się instrumentem ograniczenia nakładów inwestycyjnych, wynikających z rosnącego zapotrzebowania na moc szczytową.
- Wprowadzenie taryf dynamicznych stanie się nieuniknione z uwagi na konieczność podążania za coraz bardziej zmiennym rynkiem energii. Będzie to stanowić zasadniczą jakościową zmianę w porównaniu do obecnego modelu, w którym dominują stałe ceny. Umożliwi również efektywne wykorzystanie zasobów pożądanym z perspektywy zdekarbonizowanego systemu – redukcję zapotrzebowania odbiorców czy magazynowanie energii elektrycznej.
- Choć reforma modelu taryfowania w Polsce jest pilna, to trzeba ją przeprowadzać stopniowo. Konieczne jest uwzględnienie interesu odbiorców i zróżnicowanie dostępu do stawek dynamicznych według ich potrzeb. Taka oferta powinna być osiągalna co najmniej dla odbiorców aktywnych. Ważne jest także zapewnienie stabilności finansowej operatorów systemów dystrybucyjnych.

3

## 2. Wprowadzenie

### 2.1. Tło analizy

Transformacja energetyczna w Polsce przyspiesza i jest coraz bardziej widoczna na poziomie lokalnym. Powstają kolejne źródła odnawialne, zmieniają się zachowania odbiorców, którzy z konsumentów stają się również wytwórcami energii elektrycznej. Zwiększa się także stopień elektryfikacji ogrzewnictwa i transportu, coraz chętniej instalujemy pompy ciepła, a w kolejnych latach wzrastać będzie liczba samochodów elektrycznych. W związku z tym konieczne jest przemyślenie zarówno sposobu, w jaki użytkowane są sieci dystrybucyjne, jak również tego, jak odbiorcy powinni płacić za korzystanie z sieci.

Obecny model taryfowy został zaprojektowany w odniesieniu do tradycyjnie funkcjonującego systemu elektroenergetycznego. Dlatego nie odzwierciedla on wyzwań transformacji – coraz większych zmian zachodzących zarówno po stronie wytwórczej, jak i odbiorczej. Nie jest również przygotowany do tego, by premiować elastyczność oraz przesuwać zapotrzebowanie w zależności od podaży i popytu w systemie, a więc m.in. oszczędzać lub magazynować energię. Wady te prowadzić będą do coraz większej nieefektywności kosztowej i ograniczenia możliwości korzystania z zasobów na poziomie dystrybucji.

Dlatego, obok wielu koniecznych zmian na rynku energii elektrycznej w Polsce, niezwykle istotna będzie reforma modelu taryfowego. To bowiem odpowiednie sygnały cenowe będą decydować o postępie transformacji energetycznej. Podkreślają to przepisy pakietu *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*<sup>1</sup>:

**Ceny energii elektrycznej muszą być niedyskryminacyjne, efektywne i konkurencyjne.**

Przepisy te są właśnie teraz wdrażane. Jest to więc odpowiedni moment, by podjąć w Polsce temat taryfowania oraz przedyskutować z uczestnikami rynku, jakie są ich oczekiwania oraz jakie możliwości daje zmiana systemu taryf w kontekście dynamicznego odzwierciedlenia cen. Przyszły system musi bowiem zapewnić korzyści konsumentom, a jednocześnie nie może doprowadzić do niestabilności finansowej operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). To wszystko trzeba zaplanować już dzisiaj, by ceny i taryfy nie stały się przeszkodą w przyszłości. W tej sytuacji dyskusja o alokacji kosztów sieciowych, choć niełatwa, może być szansą dla transformacji energetycznej.

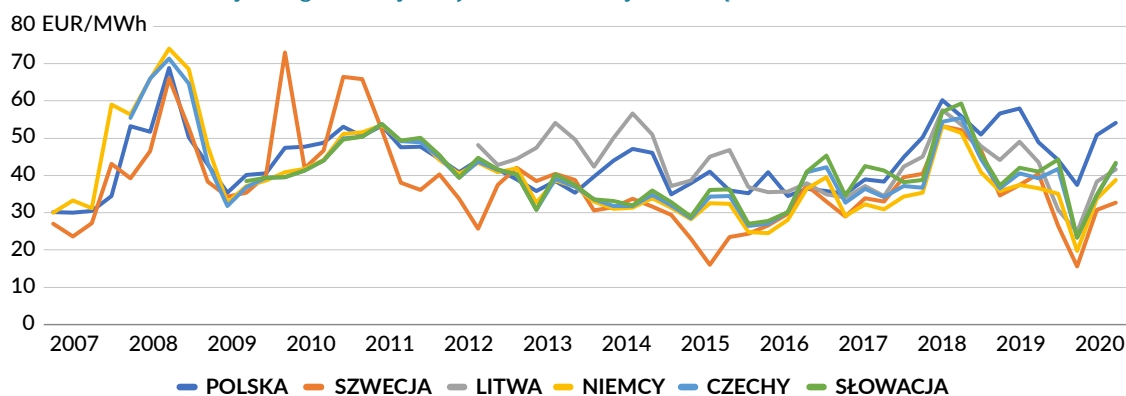
## 2.2. Dlaczego teraz zajmujemy się tym tematem?

### Wysokie ceny hurtowe

Ceny hurtowe energii elektrycznej w Unii Europejskiej wzrosły gwałtownie w 2018 r. W Polsce średnie ceny energii na Rynku Dnia Następnego zwiększyły się o ponad 60% w porównaniu z 2017 r. Choć ten trend został częściowo wyhamowany w innych krajach wspólnoty, to rynek polski pozostał najdroższy w regionie (por. rysunek 1). Duże podwyżki skłoniły rząd do wprowadzenia w 2019 r. administracyjnego zamrożenia cen dla odbiorców końcowych energii elektrycznej. Początkowo planowano zamrozić także taryfy przesyłowe i dystrybucyjne, ale pod naciskiem Komisji Europejskiej wycofano się z tego pomysłu.

4

Rysunek 1. Hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce i na rynkach sąsiednich



Źródło: opracowanie własne na podstawie TGE, EPEX, Nordpool, ENTSO-E.

Była to bezprecedensowa ingerencja na rynku energii. Jak podaje Ministerstwo Aktywów Państwowych, łączne koszty rekompensat wyniosły w 2019 r. aż 4,6 mld euro<sup>2</sup>. Zadziałano jednak wyłącznie doraźnie, nie likwidując przyczyn wzrostu cen. Te natomiast związane są z dużym udziałem węgla w polskim miksie energetycznym. Koszty wytwarzania energii elektrycznej z tego paliwa rosły w związku podwyżkami cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz krajowego węgla, a także ze względu na małą konkurencję na polskim rynku, która skutkowałą wzrostem marży wytwórców<sup>3</sup>. Na początku 2020 r. rząd planował kolejną ustawę rekompensującą odbiorcom wzrost cen energii, ale prace nad nią wstrzymano ze względu na recesję gospodarczą spowodowaną pandemią koronawirusa.

1 Por. P. Wróbel, *Małymi krokami do wielkich zmian. Wpływ pakietu „Czysta energia...” na energetykę*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/male-kroki-wielkie-zmiany>.

2 80% tej kwoty pochodziło z wpływów z handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Zapis przebiegu posiedzenia Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (nr 9) z dnia 17 czerwca 2020 r., [orka.sejm.gov.pl/zapisy9.nsf/0/AB7CA2C307526224C125859500747DA2/%24File/0037109.pdf](https://orka.sejm.gov.pl/zapisy9.nsf/0/AB7CA2C307526224C125859500747DA2/%24File/0037109.pdf).

3 Por. J. Maćkowiak-Pandera, J. Rączka, *Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/ustawa-pradowa>.

Tzw. ustawa prądowa pokazuje, jak wrażliwym tematem są ceny energii elektrycznej. Polska ma tymczasem najdroższą energię na rynku hurtowym w całej Unii Europejskiej<sup>4</sup>. Opłaty za nią stanowią około połowę rachunku odbiorcy końcowego. Pozostała część to opłaty dystrybucyjne. Ich udział w rachunku to 39%, choć wartości te mogą być zróżnicowane w zależności od danej grupy odbiorców (por. tabela 1)<sup>5</sup>. W 2020 r. najwyższe opłaty dystrybucyjne ponosili odbiorcy w grupie C (281,2 zł/MWh), a najniższe odbiorcy w grupie A (59,7 zł/MWh)<sup>6</sup>.

Tabela 1. Cena za energię elektryczną i opłata dystrybucyjna w IV kwartale 2020 r.

	Średnia cena sprzedaży	W tym:	
		Opłata za energię elektryczną	Opłata dystrybucyjna
<b>Ogółem odbiorcy</b>	540,7 zł/MWh	332,1 zł/MWh 61%	208,6 zł/MWh 39%
<b>w tym: odbiorcy na wysokim napięciu (grupa A)</b>	338,2 zł/MWh	278,6 zł/MWh 82%	59,7 zł/MWh 18%
<b>odbiorcy na średnim napięciu (grupa B)</b>	445,5 zł/MWh	328,7 zł/MWh 74%	115,8 zł/MWh 26%
<b>odbiorcy na niskim napięciu (grupa C)</b>	697,4 zł/MWh	416,1 zł/MWh 60%	281,2 zł/MWh 40%
<b>odbiorcy grup G</b>	547,1 zł/MWh	310,7 zł/MWh 57%	236,4 zł/MWh 43%
<b>w tym: gospodarstwa domowe</b>	546,2 zł/MWh	310,7 zł/MWh 57%	235,5 zł/MWh 43%

\*Dotyczy odbiorców posiadających umowy kompleksowe; ceny i stawki w wartościach netto.

Źródło: Agencja Rynku Energii, *IV kwartały 2020*, „Sytuacja z elektroenergetyce” 2020, nr 4(113), <https://www.ure.waw.pl/component/phocadownload/category/7-sytuacja-w-elektroenergetyce?download=60:sytuacja-w-elektroenergetyce-nr-4-113-iv-kwartal-2020>.

W ostatnich latach opłaty dystrybucyjne wzrastały umiarkowanie. Biorąc jednak pod uwagę konieczne nakłady inwestycyjne na sieci dystrybucyjne, należy się spodziewać, że stawki sieciowe będą znów wzrastać. W przeciwnym wypadku operatorzy systemów dystrybucyjnych nie będą w stanie sfinansować niezbędnych przedsięwzięć modernizacyjnych czy inwestycyjnych. Odbiorcy, szczególnie przemysłowi, będą poszukiwać wszelkich sposobów ograniczenia kosztów korzystania z energii elektrycznej, a więc także tych związanych z opłatami dystrybucyjnymi. Jeśli budowanie własnych źródeł energii (wraz z jej magazynami lub w ramach wspólnot energetycznych z własnymi sieciami) okaże się tańsze, to coraz więcej odbiorców będzie korzystało z sieci w ograniczonym stopniu. W skrajnych przypadkach możliwe będzie nawet całkowite uniezależnienie się od niej. Sprawi to, że koszty będą musiały zostać rozłożone na mniejszą liczbę użytkowników, a w związku z tym będą wzrastać. Dlatego właśnie trzeba rozpocząć dyskusję o zmianie modelu taryfowania. Rada Europejskich Regulatorów Energetyki wskazuje, że wprowadzenie dynamicznych cen wyłącznie w odniesieniu do sprzedaży energii elektrycznej (w krajach UE jej udział stanowi przeciętnie 1/3 rachunku) będzie dawało zbyt niskie korzyści odbiorcom, dlatego warto wprowadzać dynamiczne taryfy sieciowe<sup>7</sup>.

### Transformacja energetyczna przyspiesza

W Polsce systematycznie zwiększa się udział energii odnawialnej w miksie energetycznym. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej przekracza już 6 GW. Dzięki przeprowadzonym od 2019 r., a także kolejnym planowanym aukcjom OZE, już w najbliższych latach Polska będzie miała w systemie ok. 10 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych<sup>8</sup>.

<sup>4</sup> Ember, <https://ember-climate.org/commentary/2020/10/23/polands-electricity-prices-rise-to-the-highest-in-europe/>.

<sup>5</sup> Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 r.*, <https://www.ure.gov.pl/urzed/informacje-ogolne/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

<sup>6</sup> *Ibidem*. Odbiorcy z grupy A mają najniższe stawki sieciowe, ponieważ są przyłączeni bezpośrednio do sieci przesyłowej i nie korzystają z systemu dystrybucyjnego.

<sup>7</sup> Council of European Energy Regulators, *Recommendations on Dynamic Price Implementation*, 2020, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2cc6dfac-8aa7-9460-ac19-4cdf96f8ccd0>.

<sup>8</sup> M. Ścigan, *Aukcje OZE w Polsce. Wyniki i trendy*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/en/blog/aukcje-oze-2019>.

Bardzo dynamicznie rozwija się fotowoltaika. Na dzień 1 lutego 2021 r. jej moc zainstalowana wyniosła aż 4,1 GW, co oznacza ponad dwukrotny wzrost rok do roku<sup>9</sup>. Przewiduje się, że dzięki dalszym wzrostom udziału fotowoltaiki w rynku energii, do 2030 r. możliwe będzie uzyskanie ponad 11 GW<sup>10</sup>. Wzrośnie też liczba prosumentów – za dekadę może być ich już milion<sup>11</sup>. Większość nowych odnawialnych mocy wytwórczych zostanie przyłączona do sieci dystrybucyjnej, a jedynie największe i nieliczne źródła, bezpośrednio do systemu przesyłowego.

Wiele zmienia się również w kwestii popytu. Do 2050 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną może wzrosnąć z wykorzystywanych obecnie ponad 170 TWh do blisko 250 TWh<sup>12</sup>. Wzrost ten będzie wynikał z większego zużycia przez dotychczasowych konsumentów, ale także z rosnącego wykorzystania pomp ciepła w sektorze ciepłowniczym i rozwoju elektromobilności<sup>13</sup>. Od tego, jak będzie postępować elektryfikacja tych sektorów, będzie zależało zapotrzebowanie na energię w kolejnych latach.

### Inwestycje w krajowe sieci dystrybucyjne

Presję na wzrost opłat sieciowych będą zwiększać konieczne inwestycje, a ich kosztami zostaną obciążeni konsumenci. Dlatego tak ważne jest określenie przyszłego modelu transformacji, w którym to sieci odgrywają kluczową rolę. To duże wyzwanie dla Polski – nasze sieci dystrybucyjne są przestarzałe, a przerwy w zasilaniu dłuższe niż w unijnych krajach Europy Zachodniej<sup>14</sup>. Niezbędne jest też zwiększenie automatyzacji i wdrażanie w Polsce inteligentnych sieci. Operatorzy sieci dystrybucyjnych ponoszą także koszty instalacji inteligentnego opomiarowania u odbiorców, co znajduje swoje odzwierciedlenie w stawkach dystrybucyjnych. W przyjętej niedawno *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* nakłady inwestycyjne w kolejnych dwóch dekadach szacowane są na poziomie ponad 130 mld zł (30 mld EUR). To niemal 3,5-krotnie więcej niż wydatki inwestycyjne na sieci przesyłowe<sup>15</sup>.

Tabela 2. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym w latach 2016–2040 (w mln PLN'2018)

	2016–2020	2021–2025	2025–2030	2031–2035	2036–2040	2016–2040
<b>Łącznie nakłady na moce wytwórcze</b>	92 272	52 932	55 298	107 972	103 457	319 659
<b>Łączny nakład na inf. sieciową</b>	38 438	45 309	47 635	44 188	42 895	180 026
Sieć przesyłowa	6 299	7 868	13 100	10 740	10 859	42 567
Sieć dystrybucyjna	32 139	37 441	34 535	33 447	32 036	137 459
<b>Łącznie nakład w elektroenergetyce</b>	<b>130 710</b>	<b>98 241</b>	<b>102 933</b>	<b>152 159</b>	<b>146 351</b>	<b>499 685</b>

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*, 2021, <https://www.gov.pl/attachment/894da3e1-bb31-4b8b-a9a1-b90ce5dbe974>.

9 PSE, [https://twitter.com/pse\\_pl/status/1369599054116757505](https://twitter.com/pse_pl/status/1369599054116757505).

10 L. Bronk i in., *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 r.*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

11 Ministerstwo Energii, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, zaktualizowany projekt dokumentu z 11 listopada 2019 r., <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>.

12 I. Kielichowska i in., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

13 *Ibidem*.

14 VVA, Copenhagen Economics, Neon, Deloitte, *Study on the quality of electricity market data of transmission system operators, electricity supply disruptions, and their impact on the European electricity*, 2018, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dg\\_ener\\_electricity\\_market\\_data\\_-\\_final\\_report\\_-\\_22032018.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dg_ener_electricity_market_data_-_final_report_-_22032018.pdf).

15 Ministerstwo Energii, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwo-energetycznego*, zaktualizowany projekt dokumentu z 11 listopada 2019 r., <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/zaktualizowany-projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r>

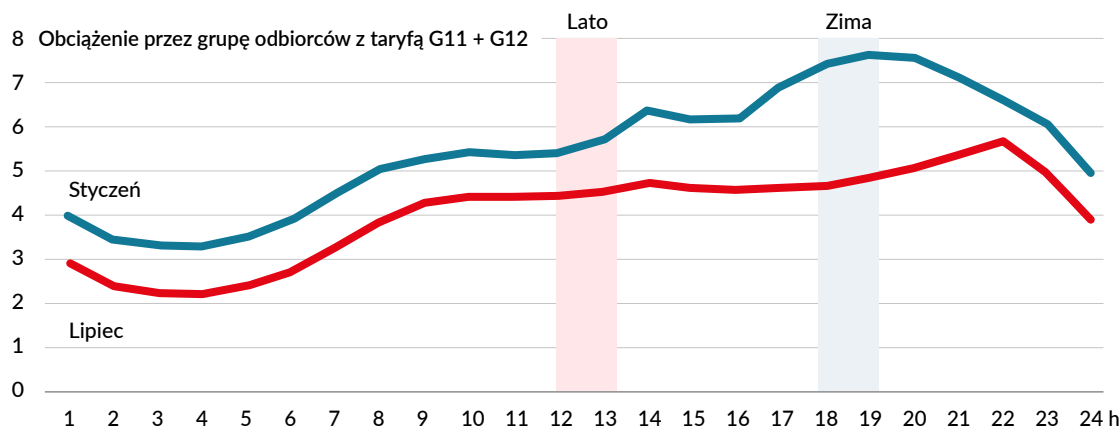
Bez projektu regulacji i bodźców cenowych może to łatwo spowodować wysokie koszty rozbudowy sieci<sup>16</sup>. Wyzwaniem dla sieci dystrybucyjnych będzie także rosnące zapotrzebowanie na energię, wynikające z elektryfikacji ogrzewnictwa i transportu. Biorąc pod uwagę skalę wyzwań stojących przed polskimi sieciami dystrybucyjnymi, jest to właściwy moment, aby zbadać, w jaki sposób można skutecznie ograniczyć te koszty. Ważne, aby nie inwestować w rozwiązania bez przyszłości. Odpowiednie sygnały cenowe, które zachęcą do oszczędzania energii i przesuwania zapotrzebowania na nią w systemie (*load shifting*), mogą wpłynąć na zmniejszenie kosztów przyszłych inwestycji. Pozwoli to efektywnie wykorzystać dostępne środki finansowe i uniknąć przeinwestowania.

### Lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury

Z uwagi na możliwość zmniejszenia przyszłych nakładów inwestycyjnych, niezwykle istotne jest zwiększenie efektywności wykorzystywania już istniejących sieci. Ograniczenia sieciowe<sup>17</sup> występują bowiem tylko przez pewną liczbę godzin w roku w okresach szczytowego zapotrzebowania (poza szczytem sieci nie są maksymalnie wykorzystywane). Zimą największe obciążenie występuje we wczesnych godzinach wieczornych ze względu na zwiększone zapotrzebowanie na oświetlenie i ogrzewanie firm oraz gospodarstw domowych. Chociaż ogrzewanie elektryczne jest obecnie w Polsce rzadko stosowane, obserwujemy dynamiczny wzrost znaczenia pomp ciepła w ogrzewnictwie indywidualnym. Pod koniec 2019 r. w budynkach jednorodzinnych pracowało ok. 312 tys. pomp ciepła. Blisko 120 tys. kolejnych urządzeń pracuje na potrzeby instalacji centralnego ogrzewania. Dalsze rozpowszechnienie tej technologii przyczyni się do zwiększenia zapotrzebowania szczytowego z 2,5 GW do nawet 5,4 GW do 2030 r.<sup>18</sup>

Warto jednak podkreślić, że nawet w tych dniach, w których występuje maksymalne szczytowe zapotrzebowanie, typowa sieć dystrybucyjna może dostarczać znaczne ilości energii elektrycznej w godzinach poza szczytem, a więc w nocy oraz przez pewną część dnia (rysunek 2).

Rysunek 2. Zimowe i letnie obciążenie sieci dystrybucyjnej w Polsce



\*Dotyczy sieci Enea Operator.

Źródło: J. Rączka, E. Bayer, *Jak sprawić, aby konsument poprawił bezpieczeństwo systemu energetycznego i jednocześnie na tym skorzystać?*, Forum Energii, 2016, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/polak-zaoszczedzi-i-odciazy-system-energetyczny>.

Nawet niewielkie wzrosty zapotrzebowania na energię elektryczną, zgłaszane w godzinach szczytowych, będą prowadzić do powiększania obciążenia szczytowego i konieczności rozbudowy sieci. W konsekwencji zwiększą się średnie koszty wynikające z dostarczenia każdej kilowatogodziny. Jeśli jednak dystrybuowanie energii elektrycznej w tej samej sieci będzie możliwe bez konieczności jej rozbudowy, zostaną one zmniejszone. Elastyczność nowych konsumentów umożliwi obniżenie kosztów dla wszystkich. Jednak, jeżeli nie otrzymają oni odpowiednich sygnałów cenowych, istnieje ryzyko, że opłaty dla wszystkich użytkowników sieci znacznie wzrosną.

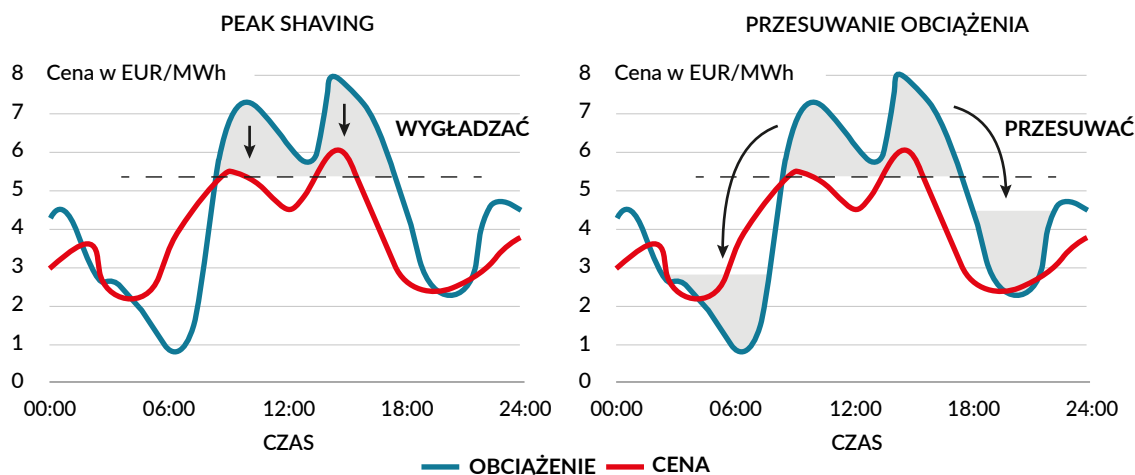
16 Agora Verkehrswende, *Verteilnetzausbau für die Energiewende Elektromobilität im Fokus*, 2019, [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende\\_Agora-Energiewende\\_EV-Grid\\_WEB.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf).

17 Ograniczenia w sieciach występują w związku z obciążeniami szczytowymi (a także awaryjnymi) i powodują przeciążenie termiczne linii.

18 Por. L. Bronk i in., *op.cit.*

Dlatego w wielu przypadkach rozwiązaniem tańszym niż rozbudowa sieci, jest przesunięcie zapotrzebowania na moc – obniżenie go w szczycie i zwiększenie w dolinie krzywej obciążenia. Przedstawia to rysunek 3.

Rysunek 3. Przesuwanie i wygładzanie szczytowego obciążenia



Źródło: Next Kraftwerke, <https://www.next-kraftwerke.pl/leksykon/peak-shaving>.

Takie rozwiązanie jest jednak możliwe wtedy, kiedy w systemie pojawiają się aktywni konsumenci i prosumenci, a istniejący sposób wyceny energii odzwierciedla jej koszt w czasie. Im bardziej wzrastać będą elastyczność systemu, decentralizacja i rola prosumentów, tym wyraźniej ujawnią się ograniczenia obecnego modelu. Wiele rozwiązań już istnieje, ale to właśnie teraz trzeba stworzyć odpowiednie zachęty dla użytkowników. Przykładowo, wiemy że korzystne dla systemu jest ładowanie pojazdów elektrycznych w godzinach poza szczytem (np. w nocy), ale jeśli nie wprowadzimy odpowiednich sygnałów cenowych, to samochody nadal będą ładowane zaraz po powrocie ich właścicieli do domu. To dodatkowe obciążenie pogłębi więc problemy szczytu wieczornego, zwiększy już istniejące zapotrzebowanie i spowoduje konieczność poniesienia kosztów rozbudowy sieci<sup>19</sup>.

### Nowe przepisy unijne

Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej<sup>20</sup> przewiduje nowe rozwiązania w zakresie taryf sieciowych. Już w preambule (pkt 38) pojawia się zapis, że państwa członkowskie powinny ocenić potencjał bardziej dynamicznego ustalania cen oraz zmniejszenia stałych komponentów w rachunkach za energię elektryczną. Ta sytuacja z pewnością dotyczy nowych odbiorców – posiadaczy samochodów elektrycznych lub korzystających z elektrycznego ogrzewania. Zmienione zasady działania rynku muszą jednak pozwalać operatorom także na zintegrowanie w systemie nowych zdolności wytwórczych pochodzących głównie z OZE (pkt 61 preambuły). To państwa członkowskie muszą zadbać o to, by zmienione regulacje nie tylko nie utrudniały tych działań, ale stwarzały zachęty dla OSD właśnie poprzez dostosowanie taryf sieciowych. Odpowiednio zaplanowane działania będą miały wpływ na zwiększanie elastyczności i poprawę efektywności wykorzystania sieci.

Z kolei rozporządzenie w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej<sup>21</sup> stanowi, że pożądane jest, aby taryfy sieciowe w większym stopniu odzwierciedlały rzeczywiste koszty dostaw energii elektrycznej, a państwa członkowskie powinny rozważyć wprowadzenie cen zróżnicowanych w zależności od czasu. Grupy konsumenckie<sup>22</sup> podkreśliły, że zmienne w czasie opłaty sieciowe mają kluczowe znaczenie dla zapewnienia odbiorcom właściwej i sprawiedliwej rekompensaty za zachowania przyjazne dla sieci, a tym samym dla elastyczności, jaką jej zapewniają.

19 Agora Verkehrswende, *op.cit.*

20 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (wersja przekształcona), Dz.Urz. UE L 158/125, 14.6.2019.

21 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona), Dz.Urz. UE L 158/54, 14.6.2019.

22 Centre for Competition Policy, *Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups*, Report for BEUC, 2018, [https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-099\\_designing\\_distribution\\_network\\_tariffs\\_that\\_are\\_fair\\_for\\_different\\_consumer\\_groups.pdf](https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-099_designing_distribution_network_tariffs_that_are_fair_for_different_consumer_groups.pdf).

Analiza Client Earth<sup>23</sup> wykazała również, że najlepsza struktura taryfowa, spełniająca wymogi pakietu Czysta Energia, składa się z dwóch części:

- składnika zmiennego, który kształtuje się dynamicznie wraz z wykorzystaniem sieci (różny czas użytkowania),
- opłaty opartej na zużyciu energii elektrycznej w okresach krytycznego obciążenia szczytowego sieci.

Zasady, które niedawno zostały wprowadzone w życie, są dokładniej określone w art. 15 dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, skierowanym do aktywnych odbiorców produkujących i dostarczających energię. Państwa członkowskie zapewniają też, by aktywni odbiorcy „ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci”. Tacy odbiorcy „muszą mieć w każdej chwili możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych”.

### 3. Obecna struktura taryfowa

Opłaty sieciowe podzielone są na część stałą i część zmienną. Wysokość części stałej zależy od:

- wielkości mocy przyłączeniowej do sieci dystrybucyjnej,
- lub od szczytowego zapotrzebowania klienta w danym czasie (zazwyczaj jest to miesiąc lub rok) nazywanego często opłatą popytową.

Opłaty stałe są wyrażone w złotych za okres lub w zł/kW za okres – np. miesiąc, rok. Z kolei część zmienna rachunku odzwierciedla stopień zużycia energii przez konsumenta i jest wyrażona w jednostkowym koszcie, czyli zł/kWh<sup>24</sup>.

Struktura składników taryfy dystrybucyjnej w Polsce dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych (grupa G), którzy są przyłączeni do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia (z pominięciem dodatkowych podatków i opłat, niezwiązanych z działalnością sieciową):

**Opłata zmienna sieciowa (zł/kWh)** – jest naliczana w zależności od poboru energii elektrycznej z sieci w danym okresie. Odzwierciedla koszt strat sieciowych i część kosztów kapitałowych.

**Opłata jakościowa (zł/kWh)** – opłata zmienna, zależna od poboru energii elektrycznej z sieci. Pokrywa koszty utrzymania standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej, które są związane z systemem.

**Opłata stała sieciowa** – dla odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest to stała opłata miesięczna obliczana w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, dla pozostałych odbiorców jest to opłata obliczana na jednostkę mocy umownej (w kW za dany rok); odzwierciedla koszty utrzymania i modernizacji sieci, podatki, amortyzację.

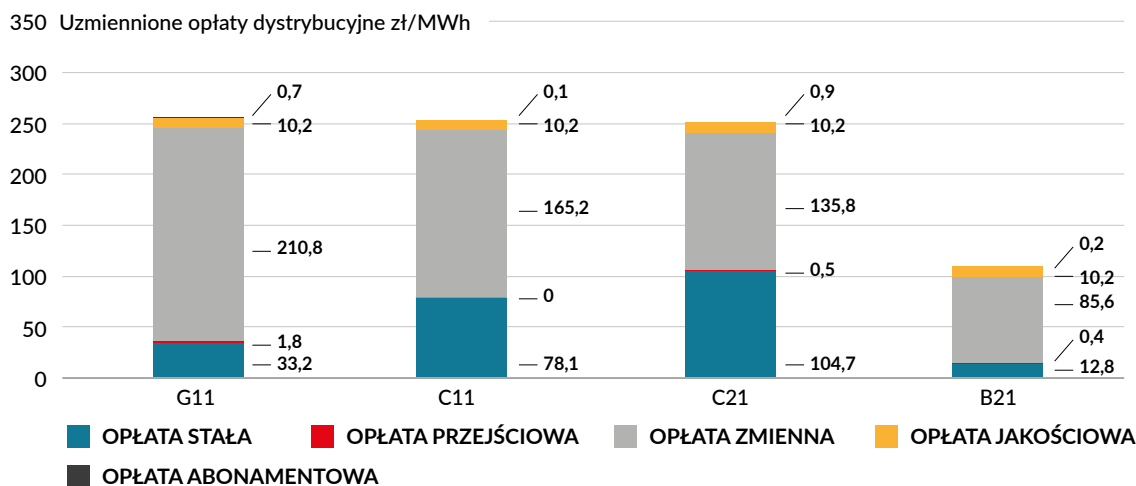
**Opłata przejściowa** – odzwierciedla koszty wynikające z przedterminowego rozwiązania tzw. kontraktów długoterminowych. Jest wyrażona w złotych na miesiąc, a jej stawki są zróżnicowane dla różnych poziomów zużycia energii elektrycznej.

**Opłata abonamentowa** – stała opłata miesięczna (koszty odczytu i przeglądu układów pomiarowo-rozliczeniowych).

<sup>23</sup> Client Earth, *Distribution network tariff design under the Clean Energy Package: legal requirements and policy impacts*, 2019, <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2019-12-04-distribution-network-tariff-design-under-the-clean-energy-package-legal-requirements-and-policy-impacts-ce-en.pdf>.

<sup>24</sup> Regulatory Assistance Project, *Cleaner, smarter, cheaper: Network tariff design for a smart future*, 2018, <https://www.raponline.org/knowledge-center/cleaner-smarter-cheaper-network-tariff-design-for-a-smart-future/>.

Rysunek 4. Struktura opłat dystrybucyjnych w wybranych grupach odbiorców (zł/MWh)



Źródło: opracowanie własne na podstawie taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A. na rok dostaw 2021, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/13089/PGEDystrybucja.pdf>.

10

W taryfie G, tradycyjnie najczęściej wykorzystywanej przez polskie gospodarstwa domowe, stawki są stałe w każdej godzinie okresu (z zasady – roku), na jaki taryfa została zatwierdzona przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W Polsce stosowane są również taryfy strefowe (*time-of-use*). Polegają one na tym, że w sztywno określonych przedziałach doby lub w zależności od dnia tygodnia (podział na dni robocze i weekendy) stawki opłat są zróżnicowane. Są to dwustrefowe taryfy G12, w tym najnowsza G12as – tzw. antysmogowa, wprowadzona w 2018 r. Miała ona zachęcać do elektryfikacji ogrzewania i tym samym redukcji smogu pochodzącego z indywidualnych kotłów opalanych węglem, dzięki niższym cenom w godzinach nocnych (22.00–6.00). Taryfa trzystrefowa G13 różnicuje ceny w taki sposób, że poza szczytem przedpołudniowym i wieczornym oraz w weekendy i dni wolne, są one niższe. Dostosowuje ona także szczyt do pory roku, dzięki czemu jest najbardziej dopasowana do warunków rynkowych<sup>25</sup>.

Taryfy w Polsce ustalane są z wyprzedzeniem, więc w czasie, kiedy obowiązują, nie niosą sygnałów cenowych o aktualnej sytuacji w systemie elektroenergetycznym. Choć taryfy strefowe skłaniają odbiorców do zmniejszenia obciążenia w określonych porach dnia, to nie służą do bieżącego zarządzania sytuacją w systemie. Ponadto oferowane różnice cen są na razie na tyle niewielkie, że nie zachęcają odbiorców do zmiany modelu konsumpcji. Dotyczy to np. taryfy antysmogowej, która miała zachęcać do stosowania elektrycznego ogrzewania, ale korzyści dla odbiorców okazały się zbyt małe<sup>26</sup>. Ponadto zdarza się, że strefy czasowe są dla tego samego odbiorcy inne w taryfie dystrybucyjnej i w taryfie sprzedaży.

Zmiana modelu taryfowania w Polsce jest więc konieczna do tego, aby zachęcić odbiorców do innego sposobu korzystania z energii elektrycznej w ciągu dnia.

25 Por. J. Popczyk i in., *Cenotwórstwo (2), dyfuzja dynamicznego cenotwórstwa rozproszonego do inteligentnej infrastruktury rynku wschodzącego energii elektrycznej*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, 2018, [http://klaster3x20.pl/wp-content/uploads/2018/07/4\\_bpep.pdf](http://klaster3x20.pl/wp-content/uploads/2018/07/4_bpep.pdf).  
 26 *Ibidem*.

## 4. Wyzwania reformy modelu taryfowania

**Wycena na podstawie zużycia energii nie powinna narażać firm sieciowych na ryzyko utraty przychodów.**

Projektowanie taryf sieciowych ma kluczowe znaczenie zarówno dla efektywnego wykorzystania sieci dystrybucyjnych w krótkim okresie, jak również ich długoterminowej ewolucji. Określa ceny, jakie odbiorcy płacą za korzystanie z infrastruktury sieciowej i wpływa na ich konsumpcję oraz wybory inwestycyjne (np. dotyczące instalacji paneli fotowoltaicznych czy magazynów energii), a tym samym na przyszłe koszty sieci<sup>27</sup>.

W zakresie sygnałów cenowych odbiorca jest zależny od operatora sieci. Dynamiczne ceny, na które klienci mogą reagować, zwiększają jednak ryzyko zmniejszenia przychodu dla operatorów sieci<sup>28</sup>. Z uwagi na wzrastającą efektywność energetyczną wykorzystywanych urządzeń i coraz większą autokonsumpcję, ilość energii elektrycznej pobieranej z sieci może się zmniejszyć, a operatorzy nie pokryją ponoszonych kosztów. Paradoksalnie, oszczędności energii i przesunięcie obciążenia powodują utratę przychodów OSD w sytuacji, kiedy te przychody są zależne od zużycia<sup>29</sup>.

Mamy zatem do czynienia z przeciwnymi oczekiwaniami uczestników rynku. Dla odbiorców to ceny dynamiczne są nośnikiem informacji, ile w danej chwili jest warta energia elektryczna pobrana z sieci. Dzięki temu mają oni szansę na zmianę godzin zużycia oraz wiążącą się z tym oszczędność. Dla OSD z kolei najłatwiejszym rozwiązaniem, by odzyskać poniesione koszty, jest stosowanie opłat stałych i niezależnych od zużycia. Te właśnie strukturalne różnice trzeba przezwyciężyć w nowym modelu taryfowania.

W przypadku przedsiębiorstw regulowanych problem ten może zostać rozwiązany poprzez oddzielenie przychodów sieci od tego, jaka ilość kWh będzie przez nią dystrybuowana<sup>30</sup>. Odchylenia rzeczywistych przychodów od przychodów „dozwolonych” są odzyskiwane (lub zwracane) poprzez niewielkie korekty cen w następnym okresie. Jest to możliwe dzięki wprowadzeniu tzw. konta regulacyjnego – mechanizmu pozwalającego regulatorowi na rozliczenie nadwyżki lub niedoboru przychodów podmiotu regulowanego w kolejnym okresie taryfowym. Ma to pozwolić OSD na stabilizację i przewidywalność dochodów, a także zachęcić ich do inwestowania. Konta regulacyjne dla OSD funkcjonują już w Niemczech<sup>31</sup>, a w Polsce zostały wprowadzone w listopadzie 2020 r.<sup>32</sup>

Wprowadzanie formułowane są obawy, że operatorzy mogą wykorzystać konto regulacyjne do pokrywania strat wynikających z nieefektywności ich działań, jednak takie rozwiązanie może przyczynić się do łatwiejszego wprowadzenia zmian w taryfach. Już teraz wprowadzanie taryf strefowych (jak w przypadku taryfy antysmogowej) powoduje trudności z kalkulacją rachunków – jeśli nie ma danych o historycznym zużyciu, to trudno przyjąć założenia do wyliczenia opłat. Coraz większa potrzeba wprowadzania nowych, zmiennych w czasie opłat, spowodowała, że niezbędne stało się też opracowanie rozwiązań pozwalających na rozliczenie w przyszłości taryfy pod kątem nadmiernych lub zbyt małych przychodów OSD.

**Opłaty stałe zwiększają koszty sieci w dłuższej perspektywie czasowej.**

W procesie taryfowania przyjęto w wielu krajach, w tym w Polsce, taki podział kosztów, że te związane z inwestycjami są odzwierciedlone w opłatach stałych (związanych z mocą)<sup>33</sup>. Koszty operacyjne, wynikające z bieżącego prowadzenia

27 SEPA, *Residential Electric Vehicle Rates That Work*, 2019, <https://sepapower.org/resource/residential-electric-vehicle-time-varying-rates-that-work-attributes-that-increase-enrollment/>.

28 Eurelectric, *Network tariffs*, 2016, [https://cdn.eurelectric.org/media/2012/network\\_tariffs\\_\\_position\\_paper\\_final\\_as-2016-030-0149-01-e-h-5AF7DC88.pdf](https://cdn.eurelectric.org/media/2012/network_tariffs__position_paper_final_as-2016-030-0149-01-e-h-5AF7DC88.pdf).

29 Directorate-General for Energy, *Study on tariff design for distribution systems*, 2015, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF).

30 Regulatory Assistance Project, *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*, 2016, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/11/rap-revenue-regulation-decoupling-guide-second-printing-2016-november.pdf>.

31 *The German "Regulierungskonto"*, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Regulierungskonto/RegKonto\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Regulierungskonto/RegKonto_node.html).

32 *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, Dz.U. z 2020 r. poz. 2053.

33 Ważna jest również stosowana w Polsce zasada taryfowania, która nakazuje ograniczenie komponentu stałego. Choć koszty stałe dystrybutora energii elektrycznej stanowią ok 80% jego wszystkich kosztów, to opłaty stałe mogą odzwierciedlać tylko połowę kosztów całkowitych. Oznacza to, że część kosztów stałych jest już uzmienniana. Inaczej mówiąc, są one pokrywane opłatami zmiennymi, a nie opłatami stałymi. Z punktu widzenia wprowadzenia i skuteczności taryf dynamicznych jest to istotna i pozytywna okoliczność.

działalności dystrybucyjnej, stanowią natomiast podstawę do kalkulacji opłat zmiennych. Konsumenci uznają więc, że mogą wpływać tylko na zmienną część swojego rachunku. Warto jednak pamiętać o tym, że w przypadku działalności dystrybucyjnej, już 80–90% wszystkich kosztów to inwestycje, a więc koszty stałe. W dłuższej perspektywie czasowej przyszłe wydatki zależą będą od dzisiaj zidentyfikowanych potrzeb – w tym przypadku od popytu na moc (głównie w okresach szczytowych). Jeżeli konsumenci nie będą odpowiednio zachęceni od przesunięcia zużycia, a zwłaszcza zmniejszenia konsumpcji w godzinach szczytu, system trzeba będzie rozbudować.

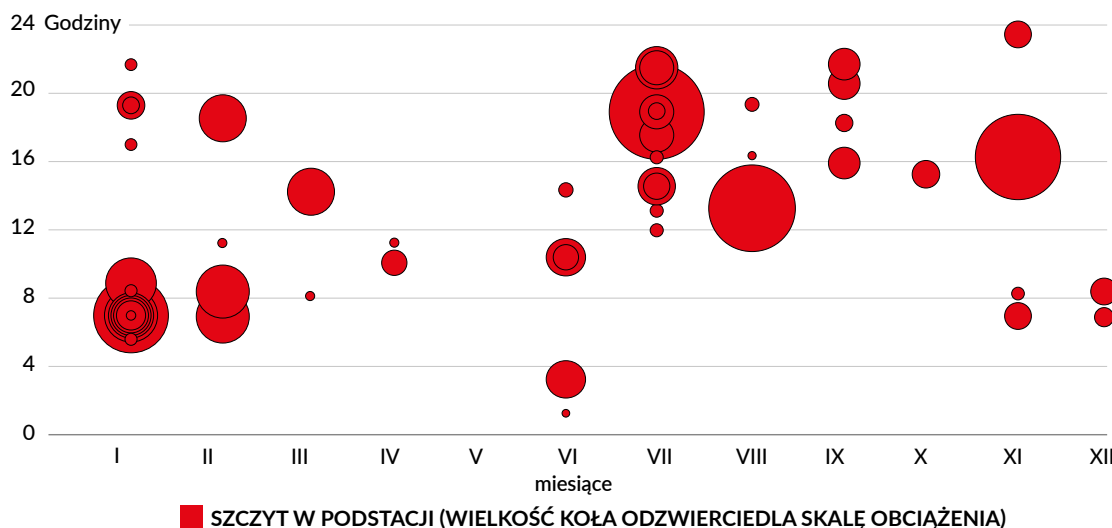
Opłaty stałe, jak również opłaty za moc, odbierają konsumentom powody do aktywności na rynku energii<sup>34</sup>. Są także sprzeczne z ekonomiczną zasadą ustalania cen po kosztach krańcowych. Użytkownicy nie otrzymują bowiem sygnałów cenowych, płacąc rachunki bez względu na to, czy kupują energię elektryczną w okresach ograniczeń w sieci, czy też w okresach jej niedostatecznego wykorzystania. Ponoszą też koszty niezależnie od tego, czy zużywają dużo czy mało energii oraz, czy generują koszty dla sieci lub może przyczyniają się do ich obniżenia.

Jeżeli konsumenci nie otrzymają informacji na temat sytuacji w sieci (także o tym, ile trzeba zainwestować w sieć), nie będą mogli wycenić alternatywnych rozwiązań możliwych do wprowadzenia po ich stronie. Będą korzystać z sieci w oparciu o przyzwyczajenia, przez co mogą znacznie zwiększyć wieczorne obciążenie szczytowe, np. ładując po powrocie do domu swoje samochody elektryczne. Zaletą bodźców cenowych jest to, że dostosowują one nasze przyzwyczajenia do oczekiwań finansowych i sytuacji w systemie oraz jego kosztów. W zakresie, w jakim opłaty stałe przesłaniają rzeczywiste koszty zużycia (tzn. sugerują, że zużycie jest mniej kosztowne niż w rzeczywistości), konsumenci będą zużywać więcej energii elektrycznej niż jest to ekonomicznie efektywne. Opłaty stałe doprowadzą zatem do większej rozbudowy sieci niż jest to konieczne, a co za tym idzie, do wzrostu jej ogólnych kosztów. Tymczasem koszty energii w przeliczeniu na kilowatogodzinę będą rosły w miarę zwiększania się zapotrzebowania na rozbudowę sieci.

Wyliczenia takie przeprowadziła Norweska Dyrekcja Zasobów Wodnych i Energii (NVE) w mieście Drammen. Dzięki inteligentnemu sposobowi ładowania samochodów elektrycznych, tj. uwzględniającemu sygnały cenowe, obecna przepustowość sieci energetycznej miasta może obsłużyć przyszłe zapotrzebowanie wynikające z ładowania pojazdów elektrycznych. Niekontrolowane ładowanie może natomiast wymagać inwestycji sieciowych w wysokości od ok. 400 mln do 800 mln zł (związanych z ładowaniem EV w szczycie)<sup>35</sup>.

Sieci dystrybucyjne przeciętnie są wykorzystywane tylko w niewielkim stopniu. Bardzo wysokie obciążenia sieci występują zaledwie przez kilka godzin w roku. Przykład z USA (rysunek 5) pokazuje, że szczyty w podstacjach sieci mogą występować w różnych porach dnia i roku.

Rysunek 5. Szczyty podstacji w Maryland (USA)



Źródło: Regulatory Assistance Project, *Electric Cost Allocation for a New Area*, 2020, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2020/01/rap-lazar-chernick-marcus-lebel-electric-cost-allocation-new-era-2020-january.pdf>.

34 Regulatory Assistance Project, *Cleaner...*, op.cit.

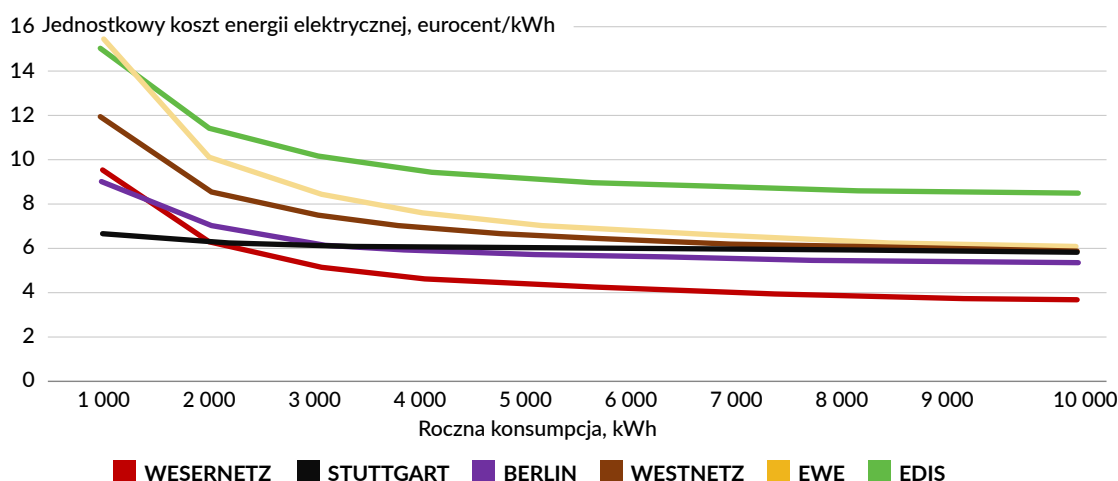
35 Regulatory Assistance Project, *Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid*, 2019, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2019/03/rap-start-with-smart-ev-integration-policies-2019-april-final.pdf>.

Aby ograniczyć przyszłą rozbudowę sieci do efektywnego poziomu, musimy wiedzieć, kiedy występują najwyższe obciążenia w sieci dystrybucyjnej<sup>36</sup>. Tylko wtedy możliwe jest skuteczne zarządzanie jej rozbudową.

**Odbiorcy o niskich dochodach powinni odnosić korzyści wynikające ze zmienności taryf.**

Konsumenci o niskich dochodach<sup>37</sup> są bardziej wrażliwi na ceny niż pozostali i powinni być szczególnie chronieni przez instrumenty polityki socjalnej<sup>38</sup>. W modelu, w którym występuje jednolita opłata niezależna od momentu, w jakim użytkownik pobiera energię elektryczną, odbiorcy o niskim zużyciu są obciążeni kosztami w znacznie większym stopniu, niż klienci wykorzystujący więcej energii. Zazwyczaj to właśnie konsumenci w trudnej sytuacji finansowej zużywają mniej energii elektrycznej. Przykład z Niemiec (rysunek 6) obrazuje jednostkowe koszty energii elektrycznej w odniesieniu do różnych poziomów jej konsumpcji. Przedstawione obszary dystrybucyjne różnią się poziomem opłat stałych, które kształtują się w przedziale od 10 do 70 euro. Na przykład w Stuttgarcie opłaty stałe za dostęp do energii elektrycznej składają się wyłącznie z kosztów opomiarowania. Odbiorcy o niedużym zużyciu energii są obciążeni kosztami za jednostkę energii tylko nieznacznie bardziej niż inni odbiorcy. Natomiast w sieciach, gdzie występują inne opłaty stałe, ta różnica jest znacząca. Dla gospodarstwa domowego, które zużywa rocznie 1000 kWh prądu, koszty za kilowatogodzinę są dwukrotnie wyższe, niż w dużym gospodarstwie domowym, które rocznie zużywa 5000 kWh.

Rysunek 6. Opłaty sieciowe w przeliczeniu na kWh w zależności od rocznego zużycia energii elektrycznej



13

Źródło: Regulatory Assistance Project, *Cleaner, smarter, cheaper: Network tariff design for a smart future*, 2019, <https://www.raonline.org/knowledge-center/cleaner-smarter-cheaper-network-tariff-design-for-a-smart-future/>.

Zróznicowane czasowo opłaty przyniosłyby klientom o mniejszym zużyciu redukcję kosztów nawet bez reakcji na popyt. Przesuwając obciążenie, korzystaliby oni również z odpowiednich zmiennych w czasie opłat. Jeśli rozważania te połączymy z problemem ogrzewnictwa w Polsce, to efekt może być jeszcze lepszy. Elektryfikacja ogrzewania, która w Polsce musi postępować z uwagi na problem smogu, spowoduje że odbiorcy wrażliwi będą zużywać więcej energii elektrycznej na potrzeby ciepłe, ale pobór w tym przypadku nastąpi w godzinach nocnych. Wprowadzenie w tym czasie niższych cen, które zostaną odzwierciedlone w taryfach dynamicznych, pozwoli użytkownikom ograniczyć koszty.

<sup>36</sup> CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs, CEER Guidelines of Good Practice*, 2017, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413>.

<sup>37</sup> Definicja odbiorcy wrażliwego zawarta w Ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 1997 r. Nr 54 poz. 348) odnosi się do osób, którym w myśl Ustawy z dnia 21 czerwca 2001 r. o dodatkach mieszkaniowych (Dz.U. z 2019 r. poz. 2133) przyznano dodatek mieszkaniowy i które są stroną umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym oraz zamieszkują w miejscu dostarczania energii elektrycznej. Dodatek mieszkaniowy przysługuje osobom, jeżeli średni miesięczny dochód na jednego członka gospodarstwa domowego w okresie 3 miesięcy poprzedzających datę złożenia wniosku o przyznanie dodatku mieszkaniowego, nie przekracza 175% kwoty najniższej emerytury w gospodarstwie jednoosobowym i 125% tej kwoty w gospodarstwie wieloosobowym.

<sup>38</sup> Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 r.*, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

Odbiorcy wrażliwi mogą więc zyskać dzięki wprowadzeniu różnic cen i na tańszych stawkach w godzinach poza szczytem. Choć może to oczywiście nie mieć zastosowania w odniesieniu do wszystkich konsumentów z tej grupy, to jednak nie uzasadnia rezygnacji z efektywnej polityki taryfowej. Obciążenie tych konsumentów kosztami sieci i energii powinno być zmniejszone w sposób zrównoważony poprzez skuteczne ograniczenie zużycia energii w formie preferencyjnych kredytów i dotacji na inwestycje w zakresie efektywności energetycznej<sup>39</sup>.

## 5. Nowe podejście do projektowania taryf sieciowych

Wprowadzenie taryf dynamicznych stanie się nieuniknione z uwagi na konieczność podążania za coraz bardziej zmiennym i elastycznym rynkiem energii. Będzie to stanowić zasadniczą jakościową zmianę w porównaniu do obecnego modelu, w którym dominują stałe ceny. Dlatego nowy system taryfowy musi zostać dobrze przygotowany i zaprojektowany. W ramce poniżej przedstawiono główne kategorie zmiennych w czasie cen.

**Stawki strefowe (Time-of-Use Rates, TOU)**, w których cena zmienia się w określonych godzinach doby (w zależności od popytu, czyli w szczycie lub poza szczytem). Mogą to być różne godziny w zależności od pory roku, ale zarówno ceny, jak i godziny przedziału cenowego, ustalone są na stałe.

**Rabat w szczycie (Peak Time Rebate, PTR)** to sytuacja, w której konsumenci otrzymują płatność za redukcję popytu w godzinach szczytu.

**Taryfy szczytowe (Critical Peak Pricing, CPP)** odzwierciedlają wyższe koszty systemu w określonych dniach lub godzinach.

**Taryfy dynamiczne (Real Time Pricing, RTP)** czyli takie, w których cena zmienia się w czasie rzeczywistym (zwykle z godziny na godzinę) w zależności od równowagi między popytem a podażą. Ceną referencyjną jest zazwyczaj cena rynku dnia następnego.

Źródła: SEPA, *Residential Electric Vehicle Rates That Work*, 2019, <https://sepapower.org/resource/residential-electric-vehicle-time-varying-rates-that-work-attributes-that-increase-enrollment/>; Regulatory Assistance Project, *Start with smart. Promising practices for integrating electric vehicles into the grid*, 2019, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2019/03/rap-start-with-smart-ev-integration-policies-2019-april-final.pdf>.

**Konsumenci powinni płacić za usługi sieciowe proporcjonalnie do tego, ile i kiedy korzystają z sieci.**

Mimo tego, że większość kosztów sieci związana jest z komponentami stałymi – utrzymaniem majątku oraz przyszłymi nakładami inwestycyjnymi – to niezmiennie w czasie stawki dystrybucyjne nie powinny być podstawą opłat ponoszonych przez odbiorców. By skorzystać z rozproszonych źródeł i możliwości zarządzania stroną popytową, ale także ograniczyć przyszłe koszty rozbudowy sieci, konieczne jest odzwierciedlenie w czasie zmienności cen tak, by odbiorcy mogli płacić w sposób proporcjonalny do tego, jak z niej korzystają. Choć stawki stałe są rozpowszechnione (np. w Holandii), to nie są one efektywne kosztowo. Na świecie stopniowo zmienia się jednak podejście do dynamicznego kształtowania opłat, a przykłady zastosowania zmiennych w czasie cen znaleźć można także w Europie. W Danii, gdzie do końca 2020 r. wszyscy odbiorcy mieli zostać wyposażeni w inteligentne liczniki, OSD coraz częściej oferują usługi tego typu (stosuje je np. operator Radius w Kopenhadze)<sup>40</sup>.

**Odbiorcy wytwarzający energię elektryczną powinni odpowiednio pokrywać swój udział w kosztach ponoszonych przez sieć.**

39 H. Thomson, S. Bouzarovski, *Addressing Energy Poverty in the European Union: State of Play and Action*, EU Com, EU Energy Poverty Observatory, 2018, [https://www.energypoverty.eu/sites/default/files/downloads/publications/18-08/paneureport2018\\_final\\_v3.pdf](https://www.energypoverty.eu/sites/default/files/downloads/publications/18-08/paneureport2018_final_v3.pdf).

40 Danish Energy Agency, *Liberalisation of the Danish Power Sector 1995–2020. An international perspective on lessons learned*, 2020, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/liberalisation\\_of\\_the\\_danish\\_power\\_sector\\_-\\_report\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/liberalisation_of_the_danish_power_sector_-_report_final.pdf).

Jeśli stawki opłat zostaną zaprojektowane w sposób odzwierciedlający wykorzystanie sieci (wysokie w szczycie, niższe poza szczytem), to aktywni odbiorcy będą płacić za energię zgodnie z sytuacją w sieci. W przypadku tych, którzy są równocześnie prosumentami, ważne będzie sprawiedliwe traktowanie ich aktywności w sieci oraz rozliczanie energii, którą wprowadzają i pobierają. Zachowania prosumentów nie pozostają bez wpływu na sieć dystrybucyjną, co także powinno zostać odzwierciedlone w taryfach. Dynamiczny rozwój fotowoltaicznej energetyki prosumenckiej w Polsce poprawia bilans mocy w letnim szczycie obciążenia. Jest to możliwe ze względu na dużą korelację produkcji energii ze słońca z występowaniem szczytu letniego<sup>41</sup>. Dlatego w takich okresach autokonsumpcja powinna pozwalać zaoszczędzić na opłatach, a oddana do sieci energia być premiowana<sup>42</sup>. Inaczej jest podczas szczytów zimowych. W przypadku opłat zmiennych w czasie będzie to oznaczało, że również wszyscy aktywni odbiorcy, w tym prosumenci, będą ponosić wyższe koszty.

#### Różne taryfy sieciowe dla różnych grup konsumentów.

W przypadku wielu gospodarstw domowych, w których zużycie energii elektrycznej jest relatywnie niewielkie i które nie posiadają pojazdów elektrycznych ani pomp ciepła, wystarczająca jest taryfa sieciowa oparta na pobieranej energii. W przypadku, gdy ci odbiorcy będą mogli w coraz większym stopniu dostosowywać zużycie energii do sygnałów cenowych, powinni mieć oni również dostęp do coraz bardziej zróżnicowanych w czasie taryf. Dynamiczne ceny będą miały z kolei duże znaczenie dla odbiorców mających możliwość magazynowania energii, a więc ograniczenia poboru w szczycie. Także dla prosumentów, aktywnie uczestniczących w rynku i posiadających liczniki inteligentne, możliwe będzie elastyczne dostosowanie wielkości produkcji i konsumpcji do wahań cenowych<sup>43</sup>.

## Rekomendacje

15

Projektowanie taryf jest integralną częścią polityki publicznej, która powinna wspierać, a nie utrudniać, transformację energetyczną. Już niedługo, po uwolnieniu cen sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych, taryfy będą dotyczyć tylko dystrybucji i przesyłu.

Inteligentne taryfy upoważniają konsumentów do podejmowania właściwych działań. Sieci energetyczne nie są przecież celem samym w sobie. Zostały zbudowane, aby dostarczać energię elektryczną konsumentom i to oni je opłacają. W związku z tym to właśnie aktywni odbiorcy, poprzez swoje wybory, powinni mieć możliwość uczestniczenia w określaniu przyszłych kosztów użytkowania sieci elektroenergetycznych i ich rozbudowy. W tym celu taryfy muszą być niedyskryminacyjne, przejrzyste i przewidywalne<sup>44</sup>. Konieczna do tego jest aktywna regulacja, która bierze pod uwagę wyzwania i możliwości oraz przekłada je na regulację zasad działania OSD.

Istniejące sieci dystrybucyjne nie są wykorzystywane w pełni. Taryfy mogą więc pomóc zoptymalizować eksploatację obecnych aktywów sieciowych i zminimalizować przyszłe inwestycje. Zmiany wspierające oszczędzanie energii czy przesuwanie popytu, szczególnie przez nowych odbiorców, właścicieli samochodów elektrycznych czy pomp ciepła, przyniosą korzyści wszystkim użytkownikom, nie tylko tym aktywnym.

Proces wprowadzania innowacji w modelu taryfowania będzie na pewno stopniowy i może wymagać podejścia pilotażowego. Jego zmiana w Polsce wymaga tego, by wziąć pod uwagę kwestię wzmocnienia stabilności finansowej operatorów sieci dystrybucyjnej poprzez oddzielenie dochodów operatorów od dystrybuowanej energii. Konieczne jest również zwiększenie dostępu do danych dotyczących sieci oraz ich przejrzystości. Sam proces reformy taryf sieciowych powinien uwzględniać różne kategorie odbiorców i umożliwiać wybór dynamicznych cen przede wszystkim aktywnym odbiorcom.

41 J. Maćkowiak-Pandera, *Jak sobie radzimy ze szczytami letnimi? Bilans zmian po kryzysie 2015 r.*, Forum Energii, 2018, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/szczyty-letnie-bilans&>.

42 Wprowadzenie w przyszłości zmian w zasadach taryfowania musi uwzględniać obecne systemy wsparcia prosumentów.

43 <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/8820,Rekomendacje-Rady-Europejskich-Regulatorow-Energetyki-Council-of-European-Energy.html>.

44 CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs. CEER Guidelines of Good Practice*, 2017, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413>.

### Dane o sieciach dystrybucyjnych jako niezbędny element planowania

Stan sieci oraz ich znaczenie dla lokalnej rozproszonej energetyki są kluczowe dla powodzenia transformacji systemu. Przed dystrybutorami okres znacznych inwestycji (por. tabela 2)<sup>45</sup>. Wynika to faktu, że średni wiek istniejących w Polsce sieci jest wysoki, konieczne jest też zwiększenie udziału kabli podziemnych. Brakuje jednak dostępnych publicznie analiz, które dostarczą informacji: gdzie, jakie i jak kosztowne inwestycje są planach. Ujawnienie danych dotyczących wykorzystania sieci byłoby także pomocne podczas projektowania nowych taryf sieciowych. Tylko na podstawie tych informacji można odpowiednio dostosować i omówić z regulatorem oraz opinią publiczną potrzebę rozbudowy i zarządzanie nową taryfą sieciową.

### Wzmocnienie stabilności finansowej operatorów systemów dystrybucyjnych

Wprowadzenie zmiennych w czasie taryf sieciowych wymaga, aby w procesie przygotowania reformy systemu taryfowania wzięli udział operatorzy systemów dystrybucyjnych. Jedno z ważniejszych ryzyk, na jakie oni wskazują, dotyczy braku stabilności finansowej w przypadku powiązania ich z wolumenem dostarczanej energii elektrycznej<sup>46</sup>. Rozwiązaniem powinno być uniezależnienie dochodów OSD od ilości dystrybuowanej energii elektrycznej<sup>47</sup>. W praktyce służy temu konto regulacyjne, które jest już stosowane w wielu krajach UE. W warunkach polskich właśnie zostało ono wprowadzone.

### Regulacja cen i odbiorcy wrażliwi

Nowe przepisy unijne zobowiązują wszystkie kraje członkowskie do deregulacji cen. Ważnym aspektem jest także odpowiednia ochrona odbiorców wrażliwych. Przed Polską stoi zatem wyzwanie zreformowania całego systemu taryfowego w sposób znacznie bardziej przemyślany niż wprowadzone w 2019 r. rekompensaty. Deregulacji cen muszą towarzyszyć programy realnie chroniące odbiorców wrażliwych – wspierające efektywność energetyczną i trwale obniżające rachunki. Dodatki energetyczne, które funkcjonują w Polsce, tych zadań nie spełniają. Wprowadzenie w Polsce rozwiązań systemowych ułatwi przejście na ceny i taryfy dynamiczne.

16

### Zmienne w czasie opłaty sieciowe

W wyniku zniesienia regulacji cen energii, dostawcy mogą zacząć przekształcać istniejące zmienne w czasie taryfy sieciowe w taryfy dla odbiorców końcowych. Jednocześnie należy zadbać o to, aby taryfy zmienne w czasie były oferowane wszystkim konsumentom z inteligentnymi licznikami i samochodami elektrycznymi, co pozwoli na większe oszczędności w porównaniu z taryfą stałą. Na podstawie dostępnych danych dotyczących wykorzystania sieci można by precyzyjnie zaprojektować zmienne w czasie taryfy sieciowe i wprowadzić odpowiednią rozpiętość cenową.

### Podjęcie etapowe

Wprowadzanie taryf dynamicznych powinno być przeprowadzone stopniowo, tak aby umożliwić ewentualne korekty i zmiany. Dopiero reakcja popytowa odbiorców pokaże skuteczność różnicowania cen, która może być odmienna dla określonych grup klientów. Na podstawie uzyskanych wyników można będzie wtedy precyzyjniej dostosować okresy i ceny. Przeniesienie do nowych grup taryfowych może zostać wprowadzone na zasadzie dobrowolności, ale z całą pewnością powinno być dostępne dla odbiorców mogących elastycznie kształtować swoje zapotrzebowanie (posiadaczy liczników inteligentnych czy samochodów elektrycznych).

### Zmniejszenie potrzeb inwestycji w sieci

Wprowadzenie zmienności cen energii i stawek sieciowych oraz upowszechnienie liczników inteligentnych może stać się instrumentem ograniczenia nakładów inwestycyjnych wynikających z rosnącego zapotrzebowania na moc szczytową. Im większe będzie wykorzystanie istniejącej sieci, tym bardziej można będzie ograniczyć przyszłe koszty jej rozbudowy. Oznacza to, że na wprowadzeniu dynamicznych taryf mogą skorzystać także ci konsumenci, którzy nie będą ich stosować. Jednocześnie dalsze inwestycje w sieci w Polsce i tak będą konieczne, m.in. z uwagi na konieczność poprawy parametrów dostaw. Dlatego sieci dystrybucyjne powinny korzystać z funduszy unijnych, z których ponad 1/3 środków trzeba skierować na transformację energetyczną.

45 R. Tomaszewski, *Sieć do zmiany: Jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej*, Polityka Insight and Research, 2019, [https://www.politykainsight.pl/en/\\_resource/multimedia/20182100](https://www.politykainsight.pl/en/_resource/multimedia/20182100).

46 Euelectric, *Network tariffs...*, op.cit.

47 Regulatory Assistance Project, *Revenue Regulation...*, op.cit.

## Literatura

Agencja Rynku Energii, *IV kwartały 2020*, „Sytuacja z elektroenergetyce” 2020, nr 4(113), <https://www.are.waw.pl/component/phocadownload/category/7-sytuacja-w-elektroenergetyce?download=60:sytuacja-w-elektroenergetyce-nr-4-113-iv-kwartal-2020>.

Agora Verkehrswende, *Verteilnetzausbau für die Energiewende Elektromobilität im Fokus*, 2019, [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende\\_Agora-Energiewende\\_EV-Grid\\_WEB.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf).

BEUC, *Consumers and the future electricity grids*, 2019, [https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2019-059\\_consumers\\_and\\_future\\_electricity\\_grids.pdf](https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2019-059_consumers_and_future_electricity_grids.pdf).

Brattle, *The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Clients*, 2010, <https://www.brattle.com/news-and-knowledge/news/the-brattle-group-authors-paper-on-the-impact-of-dynamic-pricing-on-low-income-customers>.

Bronk L., Czarnecki B., Magulski R., Pakulski T., *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 r.*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

CEER, *Electricity Distribution Network Tariffs. CEER Guidelines of Good Practice*, 2017, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413>.

CEER, *Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018*, 2019, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/31863077-08ab-d166-b611-2d862b039d79>.

Centre for Competition Policy, *Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups*, Report for BEUC, 2018, [https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-099\\_designing\\_distribution\\_network\\_tariffs\\_that\\_are\\_fair\\_for\\_different\\_consumer\\_groups.pdf](https://www.beuc.eu/publications/beuc-x-2018-099_designing_distribution_network_tariffs_that_are_fair_for_different_consumer_groups.pdf).

Client Earth, *Distribution network tariff design under the Clean Energy Package: legal requirements and policy impacts*, 2019, <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2019-12-04-distribution-network-tariff-design-under-the-clean-energy-package-legal-requirements-and-policy-impacts-ce-en.pdf>.

Danish Energy Agency, *Liberalisation of the Danish Power Sector 1995–2020. An international perspective on lessons learned*, 2020, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/liberalisation\\_of\\_the\\_danish\\_power\\_sector\\_-\\_report\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/liberalisation_of_the_danish_power_sector_-_report_final.pdf).

Directorate-General for Energy, *Quarterly Report on European Electricity Markets*, 2019, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_electricity\\_markets\\_q\\_2\\_2019\\_final.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q_2_2019_final.pdf).

Directorate-General for Energy, *Study on tariff design for distribution systems*, 2015, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF).

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (wersja przekształcona), Dz. Urz. UE L 158/125, 14.6.2019.

Ember, <https://ember-climate.org/commentary/2020/10/23/polands-electricity-prices-rise-to-the-highest-in-europe/>.

Eurelectric, *Network tariffs*, 2016, [https://cdn.eurelectric.org/media/2012/network\\_tariffs\\_\\_position\\_paper\\_final\\_as-2016-030-0149-01-e-h-5AF7DC88.pdf](https://cdn.eurelectric.org/media/2012/network_tariffs__position_paper_final_as-2016-030-0149-01-e-h-5AF7DC88.pdf).

Faruqui A., Hledik R., Palmer J., *Time-varying and dynamic rate design*, Regulatory Assistance Project and The Brattle Group, 2012, <https://www.raponline.org/knowledge-center/time-varying-and-dynamic-rate-design>.

Kielichowska I. i in., *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, Forum Energii, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

Macuk R., *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020*, Forum Energii, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/transformacja-2020>.

Maćkowiak-Pandera J., *Jak sobie radzimy ze szczytami letnimi? Bilans zmian po kryzysie 2015 r.*, Forum Energii, 2018, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/szczyty-letnie-bilans&>.

Maćkowiak-Pandera J., Rączka J., *Dlaczego ustawa prądowa może wywołać więcej szkody niż pożytku*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/ustawa-pradowa>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*, 2021, <https://www.gov.pl/attachment/894da3e1-bb31-4b8b-a9a1-b90ce5dbe974>.

Next Kraftverke, <https://www.next-kraftwerke.pl/leksykon/peak-shaving>.

J. Popczyk i in., *Cenotwórstwo (2), dyfuzja dynamicznego cenotwórstwa rozproszonego do inteligentnej infrastruktury rynku wschodzącego energii elektrycznej*, Biblioteka Źródłowa Energetyki Prosumenckiej, 2018, [http://klaster3x20.pl/wp-content/uploads/2018/07/4\\_bpep.pdf](http://klaster3x20.pl/wp-content/uploads/2018/07/4_bpep.pdf).

PSE, [https://twitter.com/pse\\_pl/status/1369599054116757505](https://twitter.com/pse_pl/status/1369599054116757505).

Rączka J., Bayer E., *Jak sprawić, aby konsument poprawił bezpieczeństwo systemu energetycznego i jednocześnie na tym skorzystał?*, Forum Energii, 2016, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/polak-zaoszczedzi-i-odciazy-system-energetyczny>.

Regulatory Assistance Project, *Cleaner, smarter, cheaper: Network tariff design for a smart future*, 2018, <https://www.raonline.org/knowledge-center/cleaner-smarter-cheaper-network-tariff-design-for-a-smart-future/>.

Regulatory Assistance Project, *Electric Cost Allocation for a New Area*, 2020, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2020/01/rap-lazar-chernick-marcus-lebel-electric-cost-allocation-new-era-2020-january.pdf>.

Regulatory Assistance Project, *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*, 2016, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/11/rap-revenue-regulation-decoupling-guide-second-printing-2016-november.pdf>.

Regulatory Assistance Project, *Start with smart: Promising practices for integrating electric vehicles into the grid*, 2019, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2019/03/rap-start-with-smart-ev-integration-policies-2019-april-final.pdf>.

*Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, Dz.U. z 2019 r. poz. 503 ze zm.

*Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, Dz.U. z 2020 r. poz. 2053.

*Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona)*, Dz.Urz. UE L 158/54, 14.6.2019.

SEPA, *Residential Electric Vehicle Rates That Work*, 2019, <https://sepapower.org/resource/residential-electric-vehicle-time-varying-rates-that-work-attributes-that-increase-enrollment/>.

Ścigan M., *Aukcje OZE w Polsce. Wyniki i trendy*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/en/blog/aukcje-oze-2019>.

*The German "Regulierungskonto"*, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Regulierungskonto/RegKonto\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Regulierungskonto/RegKonto_node.html).

Thomson H., Bouzarovski S., *Addressing Energy Poverty in the European Union: State of Play and Action*, EU Com, EU Energy Poverty Observatory, 2018, [https://www.energy-poverty.eu/sites/default/files/downloads/publications/18-08/paneureport2018\\_final\\_v3.pdf](https://www.energy-poverty.eu/sites/default/files/downloads/publications/18-08/paneureport2018_final_v3.pdf).

Tomaszewski R., *Sieć do zmiany. Jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej*, Polityka Insight and Research, 2019, [https://www.politykainsight.pl/en/\\_resource/multimedia/20182100](https://www.politykainsight.pl/en/_resource/multimedia/20182100).

*Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne* (DZ.U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348).

Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 r.*, 2019, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/8820,Rekomendacje-Rady-Europejskich-Regulatorow-Energetyki-Council-of-European-Energy.html>.

VVA, Copenhagen Economics, Neon, Deloitte, *Study on the quality of electricity market data of transmission system operators, electricity supply disruptions, and their impact on the European electricity*, 2018, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dg\\_ener\\_electricity\\_market\\_data\\_-\\_final\\_report\\_-\\_22032018.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dg_ener_electricity_market_data_-_final_report_-_22032018.pdf).

Wróbel P., *Małymi krokami do wielkich zmian. Wpływ pakietu „Czysta energia...” na energetykę*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/male-kroki-wielkie-zmiany>.

Zapis przebiegu posiedzenia Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych (nr 9) z dnia 17 czerwca 2020 r., [orka.sejm.gov.pl/zapisy9.nsf/0/AB7CA2C307526224C125859500747DA2/%24File/0037109.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/zapisy9.nsf/0/AB7CA2C307526224C125859500747DA2/%24File/0037109.pdf).





Dynamiczne i sprawiedliwe.  
Przyszły kształt taryf sieciowych  
w Polsce



**FORUM ENERGII**

ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)