



Forum
Energii

Analizy i dialog



Taryfy dynamiczne

Jak obniżyć rachunki za prąd?

Forum Energii to europejski, interdyscyplinarny think tank z Polski, którego zespół tworzą ekspertki i eksperci działający w obszarze energii. Łączymy doświadczenia zdobyte m.in. w administracji publicznej, biznesie, nauce i mediach.

Misją Forum Energii jest inicjowanie dialogu, proponowanie rozwiązań opartych na wiedzy, a także inspirowanie do działania na rzecz sprawiedliwej i efektywnej transformacji energetycznej, która prowadzi do neutralności klimatycznej. Cel ten realizujemy poprzez analizy, opinie i dyskusję na temat dekarbonizacji głównych obszarów gospodarki.

Wszystkie analizy Forum Energii mogą być powielane pod warunkiem wskazania ich źródła i autorów.

AUTORSTWO

Filip Kaszubowski

Monika Morawiecka – Regulatory Assistance Project

Tobiasz Adamczewski – Forum Energii

Jędrzej Wójcik – Forum Energii

REDAKCJA

Julia Zaleska

KOREKTA

Małgorzata Kowalska

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIE

Daniele Mezzadri, iStock

DATA PUBLIKACJI

grudzień 2025

SPIS TREŚCI

Wstęp	
Główne wnioski	3
1. Tło i cel analizy	4
2. Jak ceny dynamiczne wspierają modernizację systemu energetycznego?	6
3. Regulacje prawne	10
4. Struktura rachunku za energię elektryczną	12
4.1. Przyczyny i skutki rozdziału kosztów energii elektrycznej od kosztów jej dostawy	12
4.2. Grupy taryfowe	13
5. Dynamiczne i standardowe taryfy za energię elektryczną	15
5.1. Taryfy dynamiczne	15
6. Dynamiczne i standardowe taryfy za dystrybucję energii	17
6.1. Co wchodzi w skład taryf dystrybucyjnych?	17
6.2. Taryfy dystrybucyjne wymagają uelastycznienia	18
7. Dla kogo są ceny dynamiczne?	22
7.1. Wpływ wybranej oferty z ceną dynamiczną na rachunek końcowy	22
7.2. Wpływ wybranej taryfy dystrybucyjnej na rachunek końcowy	24
7.3. Taryfy dynamiczne a bazowy profil zapotrzebowania na energię elektryczną	26
7.4. Profil z pompą ciepła	27
7.5. Profil z samochodem elektrycznym ze stacją ładowania	29
7.6. Profil z instalacją fotowoltaiczną	30
7.7. Profil z przesuwaniem zapotrzebowania	31
7.8. Profil z magazynem energii elektrycznej	33
7.9. Profil z miksem technologii	35
8. Technologie zarządzania poborem energii	37
8.1. Liczniki	37
8.2. Podliczniki	38
8.3. Hardware i software do monitorowania i zarządzania energią elektryczną	40
9. Podsumowanie i rekomendacje	46
Załącznik. Założenia do wyliczeń	48
Bibliografia	51

Wstęp

Dyskusja o cenach energii jest dziś istotnym elementem gry politycznej w Polsce. Politycy odwołują się do najprostszycch mechanizmów redukcji rachunków, obciążając budżet państwa, żeby zachować przychylność wyborców. Mimo że kryzys energetyczny jest już za nami ceny paliw kopalnych, a co za tym idzie, ogrzewania i energii elektrycznej, pozostają wyższe niż w poprzedniej dekadzie. Biorąc pod uwagę ograniczenia budżetowe, należy skupić się na rozwiązaniach systemowych.

Od ponad roku w Polsce dostępne są ceny dynamiczne za pobór energii elektrycznej – prąd jest droższy w momentach wysokiego obciążenia systemu i małej produkcji z OZE, a tańszy np. w słoneczne południa czy weekendy. Odbiorcy, którzy potrafią dostosować swój pobór energii do tańszych godzin, mają niższe rachunki od tych pozostających w podstawowych taryfach – G11 lub nawet G12.

Korzystanie z cen dynamicznych umożliwiajĄ przepisy prawa unijnego wdrożonego do polskiego prawa energetycznego. Zasadność ekonomiczna tej opcji poboru energii wynika z coraz większej mocy źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym. W słoneczne i wietrzne dni energia produkowana przez OZE obniża hurtowe ceny, wysyłając sygnał do odbiorców, że to jest najlepszy moment na pobór energii.

Zmiany krajowego miksu elektroenergetycznego i warunków funkcjonowania rynku energii będą korzystne dla elastycznych odbiorców – współpracujących z systemem elektroenergetycznym. Ta współpraca przełoży się na niższe koszty systemu dla wszystkich.

W naszej analizie odpowiadamy m.in. na pytania o to, jak działają taryfy dynamiczne, jakie przynoszą korzyści i co musi się zmienić, aby były szerzej wykorzystywane.

Zachęcam do lektury i dyskusji.

dr Joanna Pandera
Prezeska Forum Energii

Główne wnioski

- Ceny dynamiczne mogą być realnym narzędziem obniżania rachunków za energię. Jednocześnie będą zachęcać do elastyczności i dzięki temu redukować koszty systemu energetycznego z korzyścią dla wszystkich odbiorców.
- Aby skorzystać z tej możliwości, należy dostosować moment poboru energii do warunków atmosferycznych – w słoneczne i wietrzne godziny energia będzie tańsza. Jest to możliwe m.in. poprzez automatyzację poboru energii znaczących odbiorników energii (ogrzewania, podgrzewania c.w.u., ładowania pojazdów), magazynowanie energii czy planowane korzystanie z urządzeń domowych.
- Dzięki cenom dynamicznym poziom oszczędności jest związany z typem odbiorcy i jego profilem zużycia energii – w zależności od tego, czy posiada on np. pompę ciepła, mikroinstalację fotowoltaiczną czy pojazd elektryczny.
- Ceny dynamiczne nie są rozwiązaniem dla wszystkich – odbiorcy, którzy nie mogą zredukować zużycia podczas okresów wysokich cen energii, powinni pozostać przy droższych, ale stałych cenach oferowanych w taryfach, np. G11.
- Oszczędności możliwe dzięki samym cenom dynamicznym mogą nie być na tyle istotne, by zachęcić do zmian nawyków odbiorców indywidualnych. Jednak w połączeniu z taryfami strefowymi, a zwłaszcza dynamicznymi taryfami dystrybucyjnymi, potencjał oszczędności rośnie. Dlatego ważne jest, by operatorzy systemów dystrybucyjnych oferowali taryfy dystrybucyjne skorelowane z cenami dynamicznymi.
- Z naszych analiz wynika, że połączenie dynamicznych cen energii z dynamicznymi taryfami dystrybucyjnymi oraz dostosowanie poboru do sytuacji rynkowej mogą obniżyć rachunki odbiorców o ponad 40% w skali roku.
- Żeby taryfy dynamiczne były skutecznym narzędziem walki z wysokimi rachunkami za prąd, rząd powinien stworzyć dodatkowe zachęty dla gospodarstw domowych, takie jak:
 - zobowiązanie operatorów systemów dystrybucyjnych do stworzenia dynamicznych taryf dystrybucyjnych jako jednej z dostępnych opcji,
 - zobowiązanie sprzedawców energii do umożliwienia łączenia ofert dynamicznych cen energii z dynamicznymi taryfami dystrybucyjnymi,
 - ograniczenie ryzyka dla odbiorców końcowych decydujących się na przejście na taryfy dynamiczne poprzez ustawienie limitu średnich kosztów na rachunku,
 - umożliwienie instalowania podliczników w połączeniu z umowami na różne taryfy w zależności od licznika,
 - umożliwienie, na zasadach prosumenckich, przyłączenia oraz oddawania energii z magazynów energii (w tym samochodów elektrycznych), bez konieczności posiadania instalacji PV,
 - umożliwienie dopłat do przydomowych magazynów energii, np. przez program Mój Prąd, bez konieczności zakupu instalacji fotowoltaicznej.

1. Tło i cel analizy analizy

Koszty energii w gospodarstwach domowych to jeden z ważniejszych tematów w polskiej debacie publicznej. Mimo że zakup energii elektrycznej stanowi zaledwie ok. 4% wydatków gospodarstw domowych¹, jest to temat, który zmusza polityków do podejmowania nieuzasadnionych ekonomicznie działań, takich jak mrożenie cen energii – rozwiązanie to było przez pewien czas niezbędne, ale realizowano je zbyt długo.

Ręczne sterowanie cenami energii generuje ogromne koszty dla budżetu państwa, ma niewielkie korzyści dla odbiorców końcowych i jest niesprawiedliwe. W większym stopniu korzystają z tego wsparcia ci odbiorcy, którzy i tak konsumują najwięcej energii, a więc zamożniejsi.

Modernizacja polskiej energetyki miała przynieść korzyści ekonomiczne dla odbiorców końcowych. Lądowa energetyka wiatrowa oraz energetyka słoneczna są najtańszymi źródłami energii, ich włączenie do systemu energetycznego miało obniżyć koszty. Jednak ceny energii spadają tylko wówczas, gdy te źródła pracują – czyli wtedy, gdy wieje wiatr i świeci słońce. W międzyczasie system nadal wymaga utrzymywania drogich źródeł konwencjonalnych, których koszty funkcjonowania stale rosną. Wpływają na to m.in. coraz mniejsza liczba godzin ich pracy, wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu EU ETS i rosnące koszty wydobycia krajowego, które oprócz rachunków za prąd, obciążają także budżet państwa.

Równolegle system elektroenergetyczny będzie zmieniał się dzięki magazynom energii na poziomie systemowym i w budynkach. Będą one odgrywać coraz ważniejszą rolę w transformacji, pozwalając na lepsze wykorzystanie produkcji z OZE i zwiększając elastyczność całego systemu.

Jak płacić mniej?

4

Jak gospodarstwa domowe w Polsce mogą wykorzystać zachodzącą transformację energetyczną i płacić mniej za energię elektryczną? Jednym ze sposobów jest korzystanie z dynamicznych taryf za pobór i dystrybucję energii.

Aby oszczędzać dzięki taryfom dynamicznym, odbiorca musi dopasować moment poboru energii do jej ceny. Może to zrobić poprzez:

- **dopasowanie konsumpcji w czasie** – np. zaplanowanie poboru energii do podgrzewania ciepłej wody użytkowej, korzystanie z domowych urządzeń, takich jak pralka czy zmywarka, gdy świeci słońce,
- **magazynowanie energii** (m.in. w magazynie ciepła, energii elektrycznej czy baterii samochodu elektrycznego), gdy jest tania, i wykorzystywanie tej energii podczas szczytu wieczornego, po zachodzie słońca.

Przesunięcie odbiorów energii ze szczytów wieczornych do momentów, gdy wieje wiatr lub świeci słońce, ograniczy konieczność zwiększania produkcji w drogiej jednostkach konwencjonalnych (na węgiel i gaz). Takie działanie zmniejszy presję na budowę dodatkowych mocy szczytowych, których koszty sięgają miliardów złotych.

W Polsce zostały wprowadzone regulacje nakładające na spółki obrotu obowiązek oferowania dynamicznych cen za pobór energii. **Mimo że regulacje te idą w dobrym kierunku, są jednak niewystarczające, żeby skutecznie przekonać odbiorców do korzystania z tej nowej metody rozliczania się za energię.**

Korzyści finansowe wynikające z ofert cen dynamicznych są aktualnie ograniczone i trudne do oszacowania dla przeciętnego odbiorcy. Problemem jest przede wszystkim to, że taryfy dynamiczne dotyczą głównie kosztu zakupu energii, a nie kosztów jej dystrybucji. Jednocześnie koszt dystrybucji energii w przypadku odbiorców indywidualnych stanowi niemal połowę całego rachunku za energię elektryczną (por. wykres 5, s. 18).

¹ Oszacowanie własne na podstawie: GUS, *Budżety gospodarstw domowych w 2023 roku*, 2024, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/warunki-zycia/dochody-wydatki-i-warunki-zycia-ludnosci/budzety-gospodarstw-domowych-w-2023-roku,9,22.html>; GUS, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 roku*, 2023, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2021-roku,2,5.html>.

Aby zachęcić odbiorców do większej elastyczności poboru, potrzebne są:

- obowiązek wprowadzenia przez największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) dynamicznych taryf dystrybucyjnych jako jednej z opcji dla ich odbiorców (na wzór zobligowania pięciu największych sprzedawców do sprzedaży energii elektrycznej w cenach dynamicznych),
- zobowiązanie sprzedawców energii do tworzenia ofert, w których odbiorca mógłby wybrać połączenie cen dynamicznych z dynamicznymi taryfami dystrybucyjnymi:
 - umożliwienie sprzedaży energii do sieci z przydomowych magazynów energii (i pojazdów elektrycznych) na zasadach, na których nadwyżki z mikroinstalacji rozliczają prosumenci energii odnawialnej²,
 - umożliwienie instalowania podliczników w połączeniu z umowami na różne taryfy w zależności od licznika,
 - wprowadzenie górnych limitów średniej stawki za energię elektryczną, żeby zredukować ryzyko wysokich rachunków w wyniku pomyłek w godzinach poboru, które mogłyby doprowadzić do nadmiernych kosztów dla odbiorcy końcowego,
 - ustalenie opłat abonamentowych na poziomie zachęcającym do przejścia na taryfy dynamiczne; duże spółki energetyczne powinny konkurować między sobą, oferując ceny dynamiczne poza obszarami, w których mają sieci dystrybucyjne.

W 2025 r. grupa Tauron jako pierwsza wprowadziła jednocześnie dynamiczne ceny za energię oraz za dystrybucję energii. Dzięki temu mogliśmy w tym raporcie dokonać pogłębionej analizy tego, jak oba te rozwiązania wpływają na odbiorców końcowych. **Analiza ta jest jednak wyłącznie teoretyczna, ponieważ obecnie nie można połączyć dynamicznych cen z dynamiczną taryfą dystrybucyjną** – żadna ze spółek obrotu nie ma aktualnie takiej opcji w ofercie.

Podczas pracy nad tym raportem na rynku zaczęły pojawiać się też nowe oferty taryf dystrybucyjnych, które są lepiej dopasowane do pracy źródeł OZE. Ideą naszej analizy nie jest jednak porównanie ofert, lecz pokazanie, w jaki sposób dynamiczne ceny energii i taryfy dystrybucyjne mogą wpłynąć na zachowania konsumentów w porównaniu z dotychczasowymi rozwiązaniami.

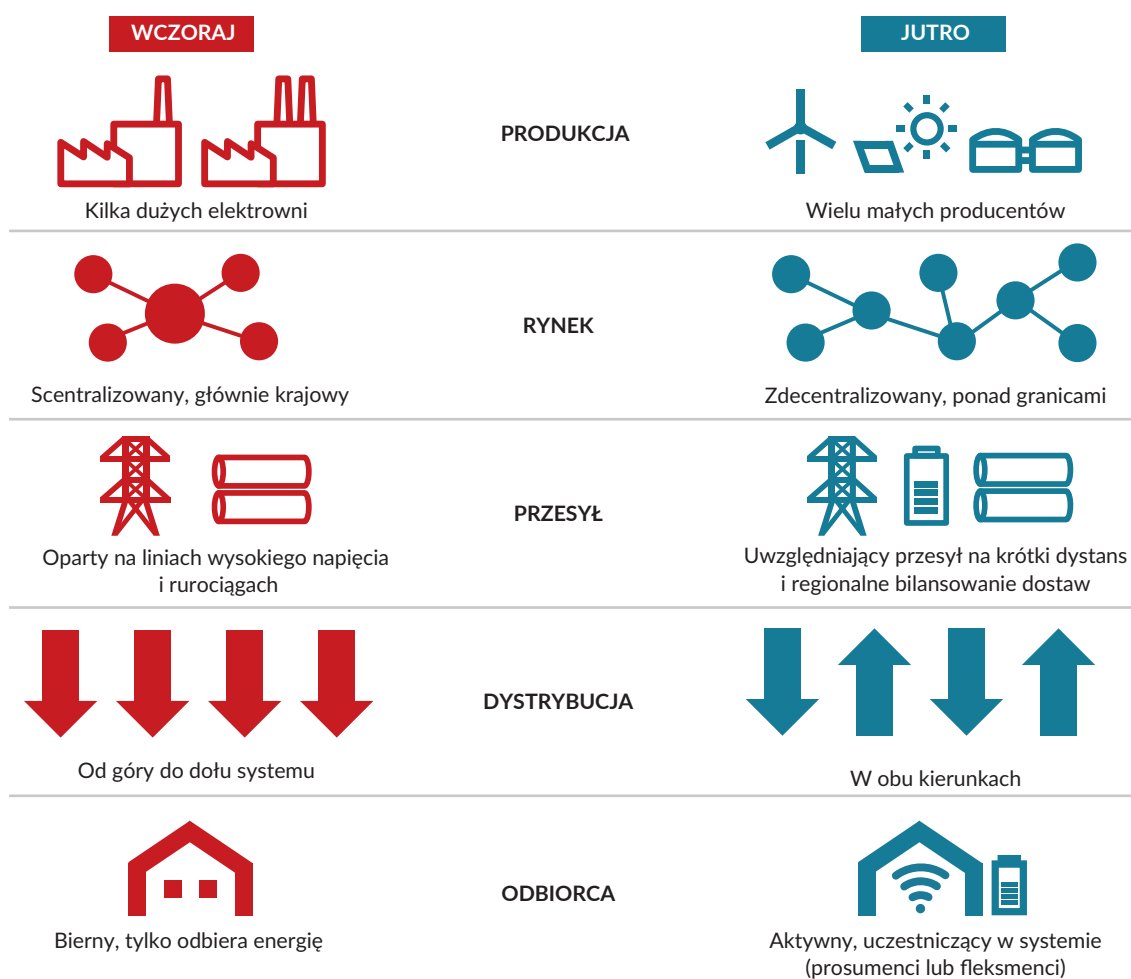
Celem analizy jest pokazanie, jaką rolę odgrywają i powinny odgrywać dynamiczne ceny energii w procesie transformacji energetycznej. Dlatego w ramach tego raportu:

- analizujemy celowość wprowadzania cen dynamicznych z perspektywy systemu energetycznego (rozdział 3),
- wyjaśniamy podstawy regulacyjne, dzięki którym wprowadzane są ceny dynamiczne w Polsce i Unii Europejskiej (rozdział 4),
- wyjaśniamy dzisiejszą strukturę rachunku za energię elektryczną (rozdział 5),
- porównujemy oferty detaliczne taryf zwykłych (G11), strefowych i taryf dynamicznych (rozdziały 6 i 7),
- analizujemy wpływ taryf dynamicznych na rachunek za energię elektryczną dla poszczególnych typów odbiorców (rozdział 8),
- omawiamy technologie, które mogą pomóc w zarządzaniu energią w domu (rozdział 9),
- przedstawiamy rekomendacje dla uczestników rynku i polityki publicznej (rozdział 10).

2. Jak ceny dynamiczne wspierają modernizację systemu energetycznego?

Transformacja polskiego systemu energetycznego w kierunku źródeł odnawialnych wymaga zmiany paradygmatu, w jakim myślimy o zarządzaniu tym systemem. Z systemu scentralizowanego, w którym niewielka liczba dużych elektrowni produkowała prąd przesyłany następnie sieciami wysokich i niskich napięć do odbiorców końcowych przechodzimy do systemu zdecentralizowanego (i zdigitalizowanego), w którym mamy dodatkowo miliony małych producentów, a także systemów bateryjnych, zaś sieci dystrybucyjne wykorzystywane są dwukierunkowo, co przedstawia rysunek 1.

Rysunek 1. Zmiana charakteru systemu elektroenergetycznego wraz z transformacją energetyczną

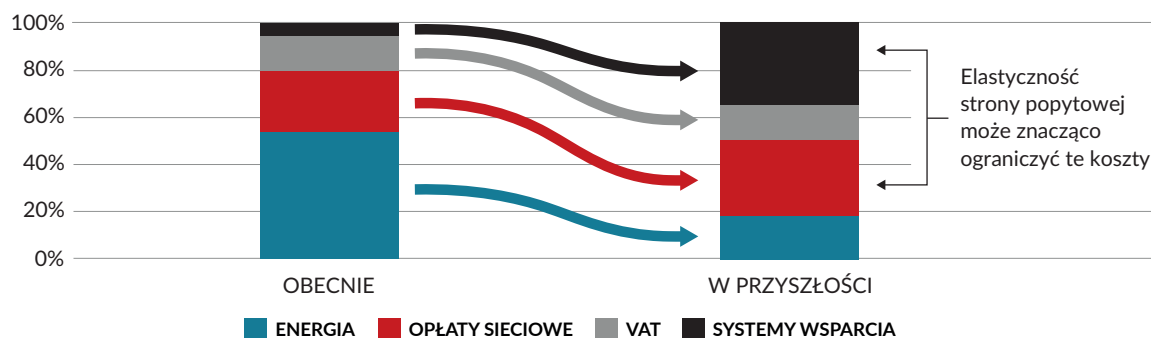


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie: Green European Foundation, *Energy Atlas 2018: Facts and Figures about Renewables in Europe*, 2018, <https://gef.eu/publication/energy-atlas-2018/>.

Zmieniający się system elektroenergetyczny, w którym coraz większa ilość energii jest produkowana przez źródła pogodozależne, stwarza nowe wyzwania związane z zarządzaniem nim, takie jak bilansowanie podaży i popytu w każdym momencie. Wymagania wobec źródeł sterowalnych zwiększają się, a koszty rozwoju dodatkowej infrastruktury (sieci, w tym interkonektorów, źródeł rezerwowych, magazynów energii elektrycznej, magazynów ciepła) rosną.

W przyszłości w całym rachunku za energię elektryczną coraz mniejszy udział będzie miała sama energia, a coraz większy – koszty korzystania z sieci i koszty wsparcia rozwoju infrastruktury, takie jak koszty funkcjonowania rynku mocy, rynku elastyczności, wsparcia budowy magazynów itd. (rysunek 2).

Rysunek 2. Ilustracja zmian składników kosztów energii elektrycznej w związku z transformacją energetyczną



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie: Bruegel, *Decarbonising for competitiveness: four ways to reduce European energy prices*, 2024, https://www.bruegel.org/policy-brief/decarbonising-competitiveness-four-ways-reduce-european-energy-prices#footnote6_uew5104.

Dlatego ważne staje się takie przeorganizowanie zarządzania systemem, aby w jak największym stopniu ograniczyć wzrost tych kosztów. Na koszty jednostkowe budowy infrastruktury będą miały wpływ czynniki zewnętrzne, ogólnogospodarcze, m.in. stopy procentowe czy koszty komponentów. Natomiast wymagana skala i tempo rozbudowy infrastruktury energetycznej będą zależały od tego, jak efektywnie wykorzystamy elastyczność strony popytowej.

Elastyczność strony popytowej w gospodarstwach domowych oznacza m.in.:

- **wzrost poboru podczas nadmiarowej produkcji energii w KSE poprzez np.:**
 - ładowanie magazynów energii elektrycznej i ciepła,
 - uruchamianie sprzętów AGD,
 - ładowanie pojazdów elektrycznych;
- **redukcję poboru podczas okresów niedoboru energii w systemie poprzez np.:**
 - redukcję poboru mocy przez pompę ciepła,
 - wyłączenie ładowarek samochodowych czy sprzętu AGD,
 - pobór energii z magazynu (lub z samochodu elektrycznego z technologią umożliwiającą zarówno pobieranie, jak i oddawanie energii do sieci).

7

Responsywność popytu na energię w zależności od warunków w systemie:

- pomoże w bieżącym bilansowaniu systemu elektroenergetycznego,
- zmniejszy potrzebę ograniczania produkcji źródeł odnawialnych (tzw. redysponowanie),
- zmniejszy ekstrema cenowe na rynku energii,
- ograniczy wymaganą rozbudowę sieci, magazynów i szczytowych mocy wytwórczych.

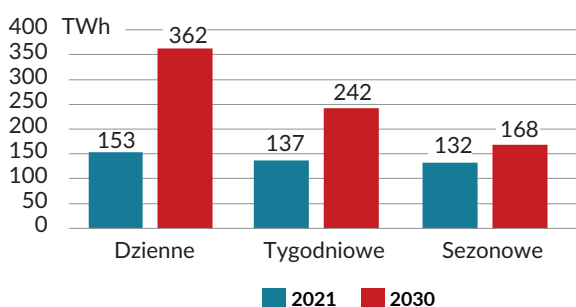
W ten sposób wszystkie koszty funkcjonowania systemu się zmniejszą. Według badań przeprowadzonych przez Instytut Fraunhofera wdrożenie taryf dynamicznych może przyczynić się do obniżenia samych kosztów sieciowych od 14% do nawet 88%, w zależności od specyfiki danej sieci niskiego napięcia³.

W szczególności bardzo istotne jest, aby wzrost popytu na energię elektryczną, będący wynikiem nadchodzącej elektryfikacji transportu, ogrzewnictwa i przemysłu, odbywał się w sposób zrównoważony, tj. z jak najmniejszym wpływem na zapotrzebowanie szczytowe, które jest najważniejszym czynnikiem podnoszącym koszty funkcjonowania systemu (zarówno inwestycyjne, jak i operacyjne).

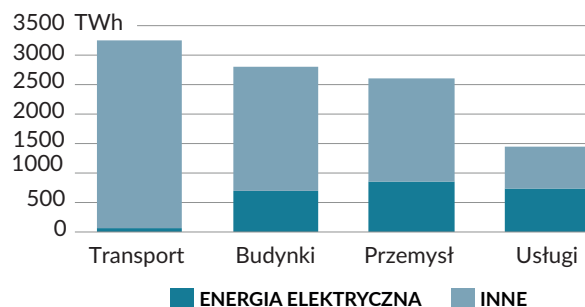
Zwiększenie elastyczności systemu pozwoli ograniczyć zapotrzebowanie na budowanie nowych mocy szczytowych, tzn. takich, które są konieczne do zaspokajania chwilowego zapotrzebowania w rzadko występujących momentach wysokiego zapotrzebowania (np. zimowe wieczory). Ten „nowy” popyt musi zatem w jak największym stopniu być elastyczny, tzn. dostosowywać się do warunków panujących w systemie – bez utraty komfortu wśród odbiorców.

Istotne w tej kwestii są zwłaszcza gospodarstwa domowe, które w przyszłości będą bardzo dużym dostawcą elastyczności w systemie, w szczególności poprzez pompy ciepła i samochody elektryczne (a także przez np. elektryczne podgrzewacze wody, indywidualne magazyny energii oraz fotowoltaikę). Co ważne, większość zapotrzebowania na elastyczność będzie występowała w okresach dobowych, a postępująca elektryfikacja ogrzewania w budynkach zwiększy w systemie rolę tych z nich, które taką dobową elastyczność będą mogły dostarczać (wykres 1).

Wykres 1a. Przewidywana zmiana zapotrzebowania na elastyczność a poziom elektryfikacji poszczególnych grup odbiorców w Europie



Wykres 1b. Poziom elektryfikacji w zużyciu energii w Unii Europejskiej w 2022 r.



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych Eurostatu, EEA i ACER, *Energy retail – Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen?*, 2024, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.

Elastyczność gospodarstw domowych można rozwijać na dwa główne sposoby:

- 1) elastyczność typu *explicit* – poprzez udział odbiorców w rynkach / mechanizmach elastyczności (także automatyczną odpowiedź odbiorców⁴),
- 2) elastyczność typu *implicit* – przez automatyczną odpowiedź odbiorców na sygnały cenowe płynące z hurtowego rynku energii (oraz docelowo z sytuacji w sieci dystrybucyjnej) (rysunek 3).

Rysunek 3. Rodzaje elastyczności gospodarstw domowych



Źródło: opracowanie własne Forum Energii.

* Przykłady optymalnych kombinacji technologicznych można znaleźć w: S. Yule-Bennett, L. Sunderland, *Flex-ability for all Pursuing socially inclusive demand-side flexibility in Europe*, RAP, 2024, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/12/rap-yule-bennett-sunderland-flex-ability-all-socially-inclusive-demand-side-flexibility-europe-2024-january.pdf>.

W niniejszym raporcie skupiamy się na elastyczności uzyskiwanej dzięki sygnałom cenowym z rynku hurtowego (typu *implicit*). Taryfy dynamiczne, które pojawiły się na polskim rynku detalicznym w sierpniu 2024 r., mogą być ważnym czynnikiem zachęcającym gospodarstwa domowe do elastyczności.

Co istotne, dzięki elastycznemu zużyciu energii w taryfie dynamicznej gospodarstwa domowe mogą obniżyć nie tylko swoje rachunki (w porównaniu z taryfami ze stałą ceną), ale także koszt funkcjonowania systemu dla wszystkich, również odbiorców nieelastycznych⁵.

Odbiorcy reagujący na sygnały cenowe ograniczają zapotrzebowanie na moc w godzinach, w których pracę rozpocząć musiałyby droższe elektrownie. W ten sposób ograniczają szczyty cenowe podnoszące koszt dostarczenia energii do odbiorców nieelastycznych. Ponadto gospodarstwa domowe korzystające z taryf dynamicznych przyczyniają się do wykorzystania większej ilości energii ze źródeł odnawialnych, która bez zwiększenia poboru mogłaby przepaść, nie przyczyniając się do wzrostu dobrobytu całego kraju.

3. Regulacje prawne

Taryfy dynamiczne są jednym z elementów wspierania elastyczności strony popytowej, natomiast sama koncepcja tej elastyczności jest w prawie europejskim rozwijana co najmniej od 2019 r., od wejścia w życie pakietu legislacyjnego Czysta energia dla wszystkich Europejczyków⁶. Obecnie 70 przepisów w 6 aktach prawnych UE zapewnia kompleksowe ramy regulacyjne w celu aktywowania elastyczności strony popytowej w Europie⁷. Najważniejsze z tych przepisów, z których część została wprowadzona do polskiego prawa, przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Najważniejsze unijne ramy regulacyjne dla elastyczności strony popytowej

Dyrektywa rynkowa	Rozporządzenie rynkowe
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 (Dz. Urz. UE L 158/125)	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54)
Dyrektywa OZE	Dyrektywa EED
Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413)	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231/1)
Dyrektywa EPBD	Rozporządzenie AFIR
Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 2024/1275)	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE (Dz. Urz. UE L 234/1)

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie: Smart Energy Europe, *Implementing EU Laws. A guide to activate demand-side flexibility in the EU 27 Member States*, 2024, https://smarten.eu/wp-content/uploads/2024/12/Implementing-EU-Laws_smartEn_FINAL.pdf.

Najważniejsze z punktu widzenia wdrażania zachęt dla elastyczności strony popytowej typu *implicit* są przepisy:

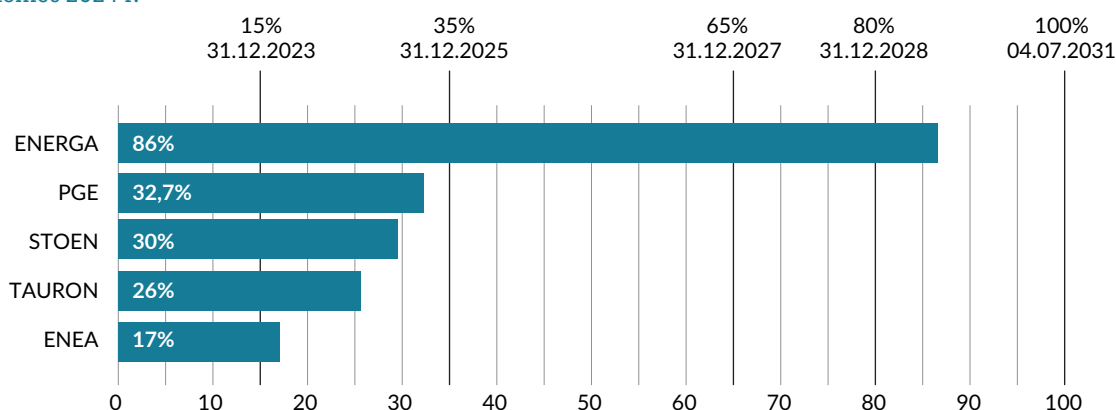
- nakładające na operatorów systemów operacyjnych i dystrybucyjnych obowiązek wdrożenia inteligentnych liczników,
- nakładające na dostawców energii elektrycznej obowiązek oferowania **umów z ceną dynamiczną**,
- umożliwiające odbiorcom posiadania **więcej niż jednej umowy na dostawę energii** w tym samym punkcie przyłączenia (prawo posiadania tzw. podlicznika),
- nakładające na operatorów systemów operacyjnych i dystrybucyjnych obowiązek planowania uwzględniającego elastyczność i **projektowania taryf wspierających elastyczność**.

6 EC, *Clean energy for all Europeans package completed: good for consumers, good for growth and jobs, and good for the planet*, 2019, https://commission.europa.eu/news-and-media/news/clean-energy-all-europeans-package-completed-good-consumers-good-growth-and-jobs-and-good-planet-2019-05-22_en.

7 Por. Smart Energy Europe, *Implementing EU Laws. A guide to activate demand-side flexibility in the EU 27 Member States*, 2024, https://smarten.eu/wp-content/uploads/2024/12/Implementing-EU-Laws_smartEn_FINAL.pdf.

Przepisy te zostały dotychczas do polskiego porządku prawnego wdrożone częściowo. Podstawowym wymaganiem technicznym dla szerszego wejścia taryf dynamicznych jest tempo wdrażania inteligentnych liczników określone w nowelizacji Prawa energetycznego⁸ z 2021 r. Zgodnie z tymi przepisami operatorzy systemów dystrybucyjnych do końca 2023 r. mieli osiągnąć poziom zdalnego opomiarowania w co najmniej 15% punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych. Na koniec 2025 r. ma to być 35% odbiorców, w 2027 r. – 65%, a w 2028 r. – 80%. Pełne wdrożenie tego rozwiązania ma nastąpić do końca lipca 2031 r. W skali kraju tempo wdrażania wydaje się być niezagrażone (wykres 2)⁹.

Wykres 2. Poziom realizacji ustawowych celów wdrażania inteligentnych liczników u poszczególnych OSD, stan na koniec 2024 r.



Źródło: T. Elżbięciak, *Polacy mają już ponad 7 mln inteligentnych liczników*, wysokienapiecie.pl, 2025, <https://wysokienapiecie.pl/107709-polacy-maja-juz-ponad-7-mln-inteligentnych-licznikow/>.

11

Same taryfy dynamiczne zostały wprowadzone w Polsce dzięki kolejnej nowelizacji Prawa energetycznego, która z dniem 24 sierpnia 2024 r. nałożyła na każdego sprzedawcę energii elektrycznej obsługującego ponad 200 tys. odbiorców obowiązek przedstawienia ofert z taryfą dynamiczną.

Z danych URE wynika, że do końca 2024 r. 135 odbiorców skorzystało z tego nowego sposobu rozliczania energii elektrycznej¹⁰.

Jeśli chodzi o umożliwienie posiadania kilku umów sprzedaży energii, przepisy unijne nakładają wymóg wdrożenia tej możliwości od czerwca 2026 r. Może to być bardzo istotny element pomagający w rozwoju elastyczności strony popytowej, gdyż umożliwi odbiorcom posiadanie osobnej umowy – z taryfą dynamiczną – dla ładowarki samochodowej czy pompy ciepła sterowanej automatycznie, a osobnej – z taryfą stałą czy strefową – dla pozostałego, w dużej mierze nieelastycznego zużycia. Takie rozwiązanie pomoże ograniczyć percepcję ryzyka wyboru taryfy dynamicznej i lepiej dopasować umowę na dostawę energii elektrycznej do faktycznych możliwości sterowania zużyciem.

Przepisy dotyczące uwzględniania elastyczności strony popytowej w działalności spółek dystrybucyjnych są teoretycznie wdrożone w Prawie energetycznym, ale na razie ich praktyczny wymiar dla odbiorców jest niewielki. W szczególności nie jest jasne, w jaki sposób operatorzy systemów w swoich planach rozwoju sieci uwzględniają potencjał elastyczności strony popytowej¹¹.

⁸ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 266 ze zm.).

⁹ Bardzo istotne jest w tym kontekście zbliżające się (choć z kolejnymi opóźnieniami) uruchomienie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), który ma usprawnić zarządzanie systemem elektroenergetycznym i wesprzeć procesy zachodzące na detalicznym rynku energii elektrycznej, a w szczególności ułatwić zmianę sprzedawcy czy wymianę danych pomiędzy sprzedawcami i dystrybutorami energii elektrycznej.

¹⁰ URE, *Raport z monitorowania, zwierzania i stosowania umów z cenami dynamicznymi*, 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-z-monitorowania-zawiera/12685,Raport-z-monitorowania-zawierania-i-stosowania-umow-z-cenami-dynamicznymi.html>.

¹¹ Plany rozwoju niektórych spółek nawet nie wspominają o tym aspekcie, inne wspominają deklaratorywnie, ale nie publikują żadnych analiz. Jedynie Stoen Operator w szerszym zakresie opisuje działania zmierzające do wykorzystania elastyczności strony popytowej w Warszawie w ramach projektu „NODES”, w celu ograniczenia potrzeby dodatkowych inwestycji (<https://www.stoen.pl/files/2024-01/projekt-planu-rozwoju-stoen-operator-sp-z-o-o-na-lata-2023-2028.pdf>).

Jeśli chodzi o tworzenie taryf dystrybucyjnych, przepisy nie wymuszają skutecznie reformy tych taryf w kierunku większego wykorzystania elastyczności popytu. Wyjątkiem jest Tauron Dystrybucja, który od 1 stycznia 2025 r. wdrożył dystrybucyjną taryfę dynamiczną dla gospodarstw domowych (zostanie ona opisana szerzej w następnych rozdziałach).

W połowie 2025 r. nowe taryfy dystrybucyjne wprowadziły również Energa Operator i Enea Operator. Nie są to taryfy *stricte* dynamiczne, ale zakresy czasowe obowiązywania danych stref w taryfie Enea są lepiej dostosowane do średnich wartości wycen na rynku spot. Natomiast Energa w taryfie G11f w zamian za wyższą opłatę sieciową stałą proponuje niższą, jednostrefową stawkę sieciową zmienną (pomimo formalnej nazwy „zmienna”, nie zmienia się w czasie, czyli nie jest dynamiczna – pozostaje taka sama niezależnie od sytuacji rynkowej)¹². Takie taryfy w mniejszym stopniu będą blokować sygnały cenowe płynące z rynku spot.

Podsumowując, ramy regulacyjne dla elastyczności strony popytowej dzięki taryfom dynamicznym są kompleksowe na szczeblu unijnym, na szczeblu krajowym mają jeszcze pewne braki. Najważniejsze jednak jest, jak będą one realizowane przez przedsiębiorstwa obrotu i dystrybucji.

W kolejnych rozdziałach przedstawimy potencjalny wpływ taryf dynamicznych na rachunki końcowe odbiorców w gospodarstwach domowych. Zanim przejdziemy do wyliczeń, wytłumaczymy jednak, z czego składa się rachunek za energię i dlaczego ważne jest wprowadzenie taryf dynamicznych zarówno dla pobieranej energii, jak i kosztu jej dystrybucji.

4. Struktura rachunku za energię elektryczną

Główne komponenty rachunku za energię stanowią:

12

- 1) koszt samej energii elektrycznej czynnej,
- 2) koszt dostarczenia tej energii do odbiorcy końcowego (koszt dystrybucji oraz utrzymania i rozbudowy całej infrastruktury sieciowej),
- 3) podatek VAT.

Do tego dochodzą opłaty związane m.in. z rozwojem źródeł odnawialnych i kogeneracji oraz utrzymaniem mocy. Na rachunku za prąd opłaty te są częścią kosztów dystrybucyjnych, a koszt emisji CO₂ jest składową kosztów energii elektrycznej (wykres 5, s. 18).

4.1. Przyczyny i skutki rozdziału kosztów energii elektrycznej od kosztów jej dostawy

Rozdzielenie kosztów energii od kosztów jej dystrybucji wynikało z konieczności stworzenia konkurencyjnego i transparentnego rynku energii w Polsce, gdy przystępowała ona do UE.

Przekształcanie państwowych monopolii energetycznych w krajach europejskich było długim i wieloetapowym procesem. Jednolity Akt Europejski (1986 r.), a później pierwszy pakiet energetyczny (1996 r.) dały podwaliny pod budowę wewnętrznego rynku energii w UE¹³. Pionowo zintegrowane, państwowe monopole zaczęły się dzielić i prywatyzować¹⁴.

Jednym z największych wyzwań w stworzeniu rynku konkurencyjnego było to, że energetyka pozostawała naturalnym monopolem, ponieważ koszt i złożoność infrastruktury przesyłowej skutecznie blokowały powstawanie konkurencji.

¹² Wyższy poziom składnika stałego opłaty sieciowej oznacza jednak, że sens użycia tej taryfy będzie wzrastał proporcjonalnie do poziomu poboru energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej.

¹³ J. Barcz (red.), *Prawo Unii Europejskiej: Prawo materialne polityki*, Warszawa 2005, s. 710.

¹⁴ M. Pazdej, *Bezpieczeństwo energetyczne w polityce Unii Europejskiej w XXI wieku*, Poznań 2020, s. 173, https://bip.amu.edu.pl/_data/assets/pdf_file/0021/391620/Pazdej-Mateusz_rozprawa-doktorska.pdf.

Z tego właśnie powodu zdecydowano się rozdzielić wytwarzanie i obrót energią elektryczną od jej przesyłu i dystrybucji (ang. *unbundling*) oraz umożliwić równy dostęp do sieci dla stron trzecich (ang. *third party access* – TPA). Wprowadzenie takich zmian wymuszała drugi pakiet energetyczny przyjęty w 2003 r.¹⁵

Rok później Polska dołączyła do Unii Europejskiej, a postanowienia dyrektywy zaimplementowano do Prawa energetycznego¹⁶. Wydzieleni zostali:

- 1) operator systemu przesyłowego (OSP),
- 2) operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD).

1 lipca 2004 r. prawo do wyboru oferty zyskali odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi, a trzy lata później dotyczyło ono już wszystkich konsumentów. Zgodnie z Prawem energetycznym przedsiębiorstwa świadczące usługi przesyłowe i dystrybucyjne zostały zobowiązane do świadczenia tych usług wszystkim odbiorcom, niezależnie od tego, od kogo kupują oni energię elektryczną. Od tego momentu opłaty ponoszone przez odbiorców końcowych podzielone są na dwie części: sprzedaż energii elektrycznej (produkt) oraz dystrybucję energii elektrycznej (usługa). Co istotne, spółka obrotu (firma, od której kupowana jest energia elektryczna) jest inną firmą niż spółka wytwórcza (która produkuje energię), choć mogą należeć do jednej grupy kapitałowej.

Rozdzielenie energii elektrycznej jako produktu od usługi jej dostawy dało swobodę wyboru sprzedawcy (spółki obrotu) i umożliwiło zakup energii elektrycznej jako towaru. Jednak to, od jakiego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) kupujemy usługę dystrybucji tej energii, nadal zależy wyłącznie od lokalizacji.

Nie jest w praktyce możliwa – a tym bardziej sensowna – budowa drugiej sieci przesyłowej czy dystrybucyjnej, co sprawia, że ten sektor jest monopolem naturalnym na danym obszarze. To właśnie z tego powodu stawki dystrybucyjne podlegają akceptacji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki¹⁷.

13

4.2. Grupy taryfowe

Zgodnie z definicją zawartą w Prawie energetycznym taryfa to „zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą”¹⁸. Są więc dwa rodzaje taryf dotyczących:

- 1) ceny towaru, jakim jest energia elektryczna,
- 2) ceny usługi, jaką jest dystrybucja energii elektrycznej.

Zarówno przedsiębiorcy jak i gospodarstwa domowe mają do wyboru szereg **taryf dystrybucyjnych** – stałych (cena stała, niezależna od godziny, dnia czy miesiąca), oraz strefowych (przyjmujących dwie, trzy lub cztery różne wartości, zgodnie z określonym z góry harmonogramem czasowym). **Taryfy w zakresie energii elektrycznej** dotyczą jednak tylko gospodarstw domowych.

Na wykresie 3 widnieje podział kosztów zmiennych związanych zarówno z dostawą energii, jak i usługą dystrybucji w trzech najpopularniejszych taryfach dla gospodarstw domowych. Uwzględniono aktualne na rok 2025 stawki największego krajowego dostawcy energii i dystrybutora.

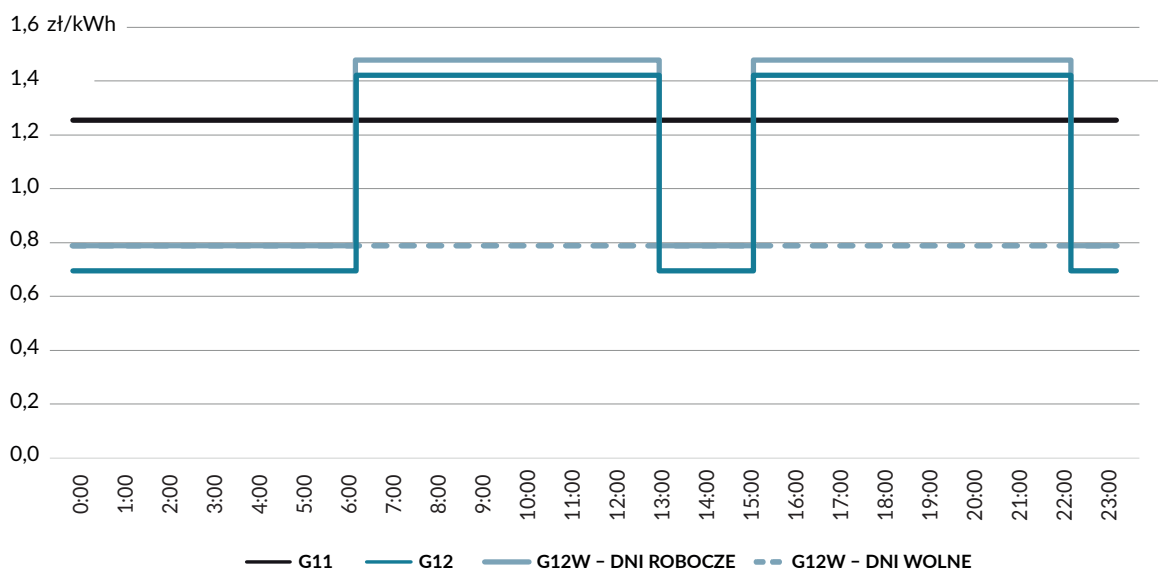
¹⁵ Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE (Dz. Urz. UE L 176).

¹⁶ Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2005 r. Nr 62 poz. 552).

¹⁷ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 266 ze zm.), art. 23 ust. 2 pkt 2.

¹⁸ Prawo energetyczne, art. 3 pkt 17.

Wykres 3. Koszty poboru energii elektrycznej w różnych taryfach w 2025 r. (brutto)

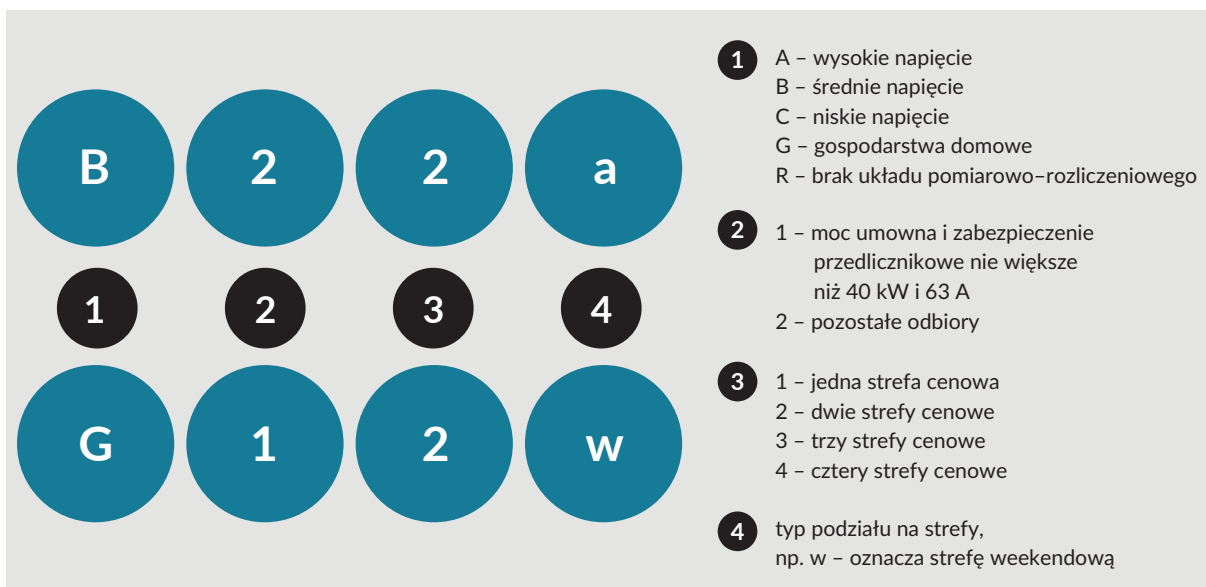


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie taryf PGE Dystrybucja na rok 2025; BIP URE; Taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>.

Lista dostępnych taryf dla danego odbiorcy zależy m.in. od napięcia w punkcie przyłączenia odbiorcy, mocy umownej, zabezpieczenia przedlicznikowego i typu odbioru. Każda taryfa oznaczona jest trzy- lub czteroznakowym kodem zgodnie ze wzorem opisanym na rysunku 4.

14

Rysunek 4. Schemat i przykłady nazw taryf za energię elektryczną



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie taryf URE.

W kolejnych rozdziałach szerzej przyjrzymy się taryfom za energię elektryczną i dystrybucję w kontekście wdrażania cen dynamicznych.

5. Dynamiczne i standardowe taryfy za energię elektryczną

Podstawowym rozwiązaniem w grupie taryfowej G (gospodarstwa domowe) są regulowane przez Urząd Regulacji Energetyki stawki taryfowe, które mają stanowić pewnego rodzaju kompromis między interesami największych dostawców energii elektrycznej oraz klientów indywidualnych. Kompromis polega na tym, że taryfy muszą zapewnić firmom pokrycie kosztów i uzasadniony zysk, jednocześnie chroniąc odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem stawek¹⁹.

Według danych URE aż 88% odbiorców indywidualnych w Polsce korzysta ze stałej taryfy G11²⁰, co oznacza, że taryfy strefowe są wybierane istotnie rzadziej.

Porównywarka ofert sprzedawców energii dla gospodarstw domowych udostępniona przez URE²¹ pokazuje, że w marcu 2025 r., poza klasycznymi kontraktami ze stałą ceną, odbiorcy mogli kupować energię elektryczną także po stawkach indeksowanych (np. do wartości kontraktów terminowych na TGE) oraz po cenach dynamicznych. Te ostatnie w sierpniu 2024 r. wprowadzili najwięksi sprzedawcy, którzy byli do tego zobligowani pośrednio przez dyrektywę w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej²². Po pewnym czasie do tej grupy zaczęły dołączać także mniejsze spółki obrotu²³.

5.1. Taryfy dynamiczne

Dynamiczne taryfy za energię elektryczną różnią się istotnie od standardowych taryf energetycznych, w tym także strefowych. W tych drugich stawki zmieniają się w określonych godzinach doby (G12), a dodatkowo mogą być też zależne od dnia tygodnia (G12w) lub pory roku (G13). Wartości jednostkowe za jedną kilowatogodzinę są jednak z góry znane i stałe przez dłuższy okres – najczęściej cały rok, w którym obowiązuje dana taryfa.

Tymczasem w modelu dynamicznym cena energii elektrycznej ustalana jest dzień wcześniej dla każdej jednostki czasu oddzielnie, na podstawie wycen z Rynku Dnia Następnego (RDN) na Towarowej Giełdzie Energii. Zgodnie z unijnym rozporządzeniem w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej²⁴, a także aktualnym harmonogramem łączenia europejskich rynków spot²⁵ w Polsce ceny na RDN i RDB mogą zmieniać się co 15 minut²⁶.

Rynek spot na TGE umożliwia handel energią z dostawą w krótkim terminie. W skład rynku spot wchodzi:

- **RDB – Rynek Dnia Bieżącego** – dostawa energii tego samego dnia,
- **RDN – Rynek Dnia Następnego** – do planowania dostaw energii z jednodniowym wyprzedzeniem.

Oba podryniki pełnią ważną funkcję w równoważeniu popytu i podaży, gdyż ceny zmieniają się dynamicznie.

19 URE, *Jak przebiega proces zatwierdzania przez Prezesa URE taryf?*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/konsumenci/faq-czesto-zadawane-py/energia-elektryczna/12223,Jak-przebiega-proces-zatwierdzania-przez-Prezesa-URE-taryf.html>.

20 URE, *Rynek energii elektrycznej: Prezes URE zatwierdził taryfy dystrybucyjne na 2025 rok*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/12327,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdzil-taryfy-dystrybucyjne-na-2025-r.html>.

21 URE, *Zestawienie ofert sprzedawców energii elektrycznej*, 2025, <https://maszwybor.ure.gov.pl/or/cenki/122,Zestawienie-ofert-sprzedawcow-energii-elektrycznej.html>.

22 *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*, (Dz. Urz. UE L 158).

23 Spółka Bankilo Obrót S.A., która wprowadziła ofertę z cenami dynamicznymi pod marką Pstryk, a także Eniga Edward Zdrojek. Ta druga oferuje jednak możliwość rozliczania się po cenach godzinowych wyłącznie prosumentom posiadającym instalację fotowoltaiczną.

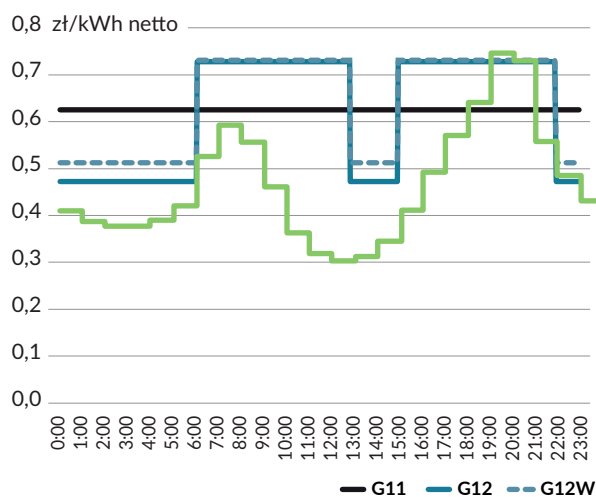
24 *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej* (Dz. Urz. UE L 158/54), art. 13.

25 Market Coupling Steering Committee, *SDAC 15-Minute MTU Go-Live: Information for Joint Members' Testing Phase*, 2025, <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/sdac-15-minute-mtu-go-live-information-for-joint-members%E2%80%99-testing-phase.pdf>.

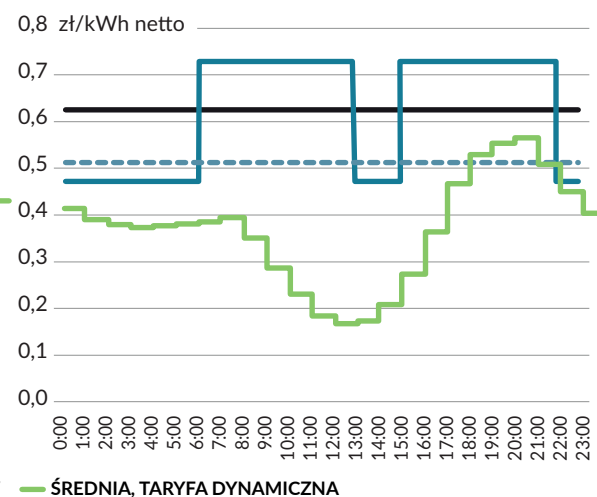
26 TGE, *Uruchomienie produktów 15-min na SDAC. Informacje dotyczące fazy wspólnych testów z udziałem członków*, 2025, https://www.tge.pl/komunikaty-mc-czytaj?cmn_id=91967&title=Uruchomienie+produkt%C3%B3w+15-min+na+SDAC.+Informacje+dotycz%C4%85ce+fazy+wsp%C3%B3lnych+test%C3%B3w+z+udzia%C5%82em+cz%C5%82onk%C3%B3w.

Na wykresie 4 zostały porównane przykładowe ceny zakupu energii elektrycznej w czasie dla gospodarstw domowych w zależności od wybranej taryfy.

4a. Taryfy cen energii dla gospodarstw domowych* – dzień roboczy



Wykres 4b. Taryfy cen energii dla gospodarstw domowych* – weekend



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie notowań TGE (*Energia elektryczna*, <https://www.tge.pl/energia-elektryczna-rdn>), stawek taryfowych Energa-Obrót (*Zmiana taryfy Energa-Obrót S.A. w Gdańsku, 2024*, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>) oraz oferty „Oferta dynamiczna II” Energa-Obrót S.A. (<https://www.tauron-dystrybucja.pl/grupa-taryfowa-g14dynamic>). Dane za okres od 01.12.2024 do 30.11.2025 (12 miesięcy).

* Ceny niezamrożone netto.

16

Ceny dynamiczne w większym stopniu odzwierciedlają rzeczywistą wycenę energii w danym momencie – ze względu na jej podaż i popyt oraz koszt wytworzenia. Taki system rozliczania jest jednym ze sposobów na zachęcenie użytkowników do przesuwania zużycia na godziny z niższymi cenami (podczas dużej podaży energii ze źródeł odnawialnych lub niskiego zapotrzebowania). O tym, jak działa rynek energii i jak kształtują się ceny, pisaliśmy w raporcie *Anatomia wysokich cen energii i recepta na przyszłość*²⁷.

Cena energii elektrycznej w ofercie dynamicznej składa się z trzech elementów naliczanych za każdą pobraną kilowatogodzinę:

- 1) stawki fixingu I z Rynku Dnia Następnego na TGE, zmieniającej się co godzinę, a w przyszłości co 15 minut,
- 2) składnika marżowo-kosztowego sprzedawcy, który ma stałą wartość jednostkową, ale jest liczony za kWh,
- 3) akcyzy w wysokości 0,005 zł/kWh.

Do sumy powyższych elementów doliczany jest podatek VAT (obecnie 23%). W części ofert występuje także opłata handlowa, niezależna od zużycia energii.

Jedną z największych zachęt dla odbiorców końcowych, w kontekście przejścia na rozliczenia po cenach dynamicznych, mogą być momenty, w których ceny na rynku spot spadają poniżej 0 zł/kWh. Z tego powodu wszyscy sprzedawcy powinni zezwalać na czerpanie korzyści z cen ujemnych przez klientów rozliczających się w ofertach dynamicznych. Spółki obrotu poprzez składnik marżowo-kosztowy zarabiają na każdej kilowatogodzinie tyle samo, niezależnie od jej ceny. Ograniczenie czerpania korzyści z wycen ujemnych nie tylko redukuje potencjalne oszczędności dla klienta końcowego, ale również blokuje sygnał cenowy, co może negatywnie przekładać się także na bilansowanie całego systemu.

27 J. Pandera, T. Adamczewski, *Anatomia wysokich cen energii i recepta na przyszłość*, Forum Energii, 2025, <https://www.forum-energii.eu/anatomia-wysokich-cen-energii-i-recepta-na-przyszlosc>.

Niektóre spółki obrotu wprowadzają w ofertach z cenami dynamicznymi zarówno limity minimalne, jak i maksymalne. Ograniczenie od dołu oznacza, że klient nie może w pełni skorzystać z ujemnych cen spot, które są jedną z głównych zachęt do wyboru taryfy dynamicznej. Takie limity zmniejszają potencjalne oszczędności i osłabiają sygnał cenowy, utrudniając bilansowanie systemu. Z kolei limity od góry mają na celu złagodzenie naturalnych obaw odbiorców związanych z nagłymi skokami cen godzinowych w sytuacjach, gdy energia jest im potrzebna, a możliwości reakcji lub automatyzacji są ograniczone. Ustalanie proggu jako maksymalnej średniej ceny miesięcznej działa jak zabezpieczenie – daje odbiorcy pewność co do najgorszego możliwego scenariusza kosztowego, a jednocześnie nie eliminuje bodźców do unikania poboru energii w godzinach szczytowych.

6. Dynamiczne i standardowe taryfy za dystrybucję energii

Zakup energii elektrycznej to nie wszystko. Dla odbiorcy końcowego liczy się całkowita kwota, którą będzie musiał zapłacić przy danym zużyciu energii elektrycznej. A ta obejmuje również koszty związane z dostarczeniem energii elektrycznej, które są obliczane na podstawie licznika oraz taryf dystrybucyjnych akceptowanych przez URE, a czasem także opłatę handlową.

6.1. Co wchodzi w skład taryf dystrybucyjnych?

W skład taryf dystrybucyjnych wchodzi następujące elementy:

1. Stawki opłat zmiennych, czyli takich, które doliczane są do każdej kilowatogodziny pobranej z sieci:

- **składnik zmienny opłaty sieciowej** – najwyższa i najistotniejsza wartość, stawki zależą od wybranej taryfy, może być ona inna w innych godzinach, zgodnie z podziałem czasowym dla danej taryfy strefowej, pokrywa koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa oraz w pewnym stopniu koszty utrzymania i rozwoju sieci,
- **opłata kogeneracyjna** – mająca zapewnić wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji,
- **opłata OZE** – wynikająca z instrumentów wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- **opłata jakościowa** – opłata pokrywająca koszty utrzymania wymaganych parametrów dostarczanej energii elektrycznej.

17

2. Stawki opłat stałych zależnych od:

a) rocznego zużycia:

- **opłata przejściowa** – stawka związana z kosztami likwidacji kontraktów długoterminowych, które wspierały modernizację energetyki konwencjonalnej (likwidowana od 2026 r.),
- **opłata mocowa** – opłata finansująca rynek mocy (więcej o rynku mocy pisaliśmy w raporcie *Moc i elastyczność z czerwca 2025 r.*²⁸);

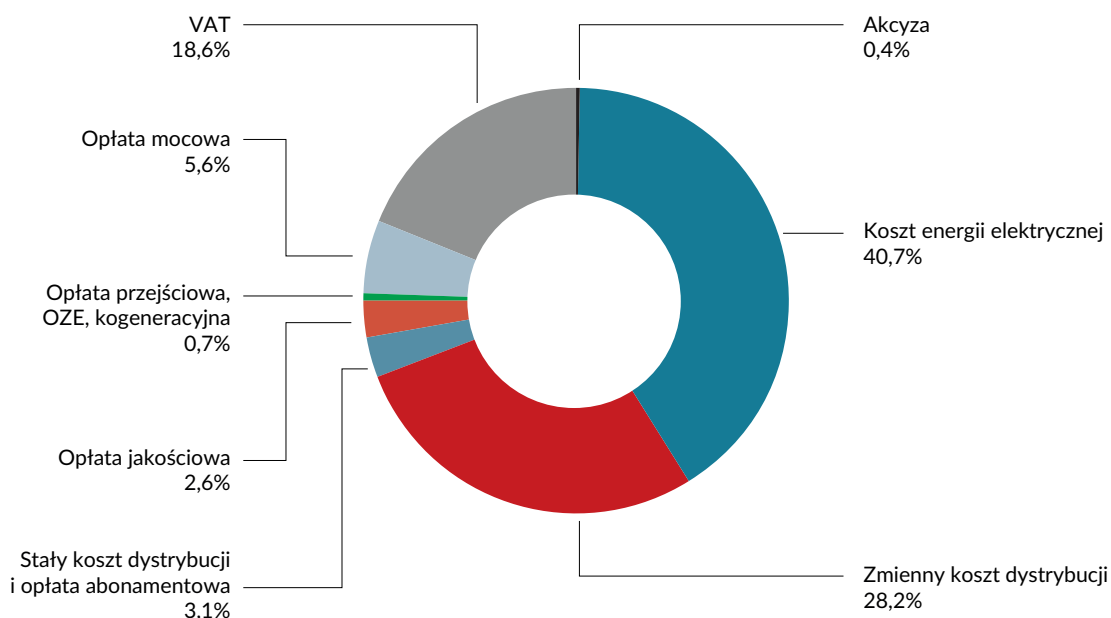
b) okresu rozliczeniowego:

- **stawka abonamentowa** – stawka pokrywająca koszty związane z pomiarami i odczytem oraz kontrolą liczników energii elektrycznej;

c) wybranej taryfy i rodzaju przyłącza (liczba faz):

- składnik stały **opłaty sieciowej** – stawka odnosząca się do kosztów utrzymania przyłącza i sieci.

Wykres 5. Składowe koszty rachunku za energię elektryczną dla gospodarstwa domowego w 2025 r. (dla ceny zamrożonej)



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie taryfy dystrybucyjnej PGE Operator (PGE Dystrybucja S.A., Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej, 2025, <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/taryfa-dla-uslug-dystrybucji-energii-elektrycznej-pge-dystrybucja-s.a.-na-rok-2025>, przy założeniu rocznego zużycia energii elektrycznej na poziomie 2 MWh).

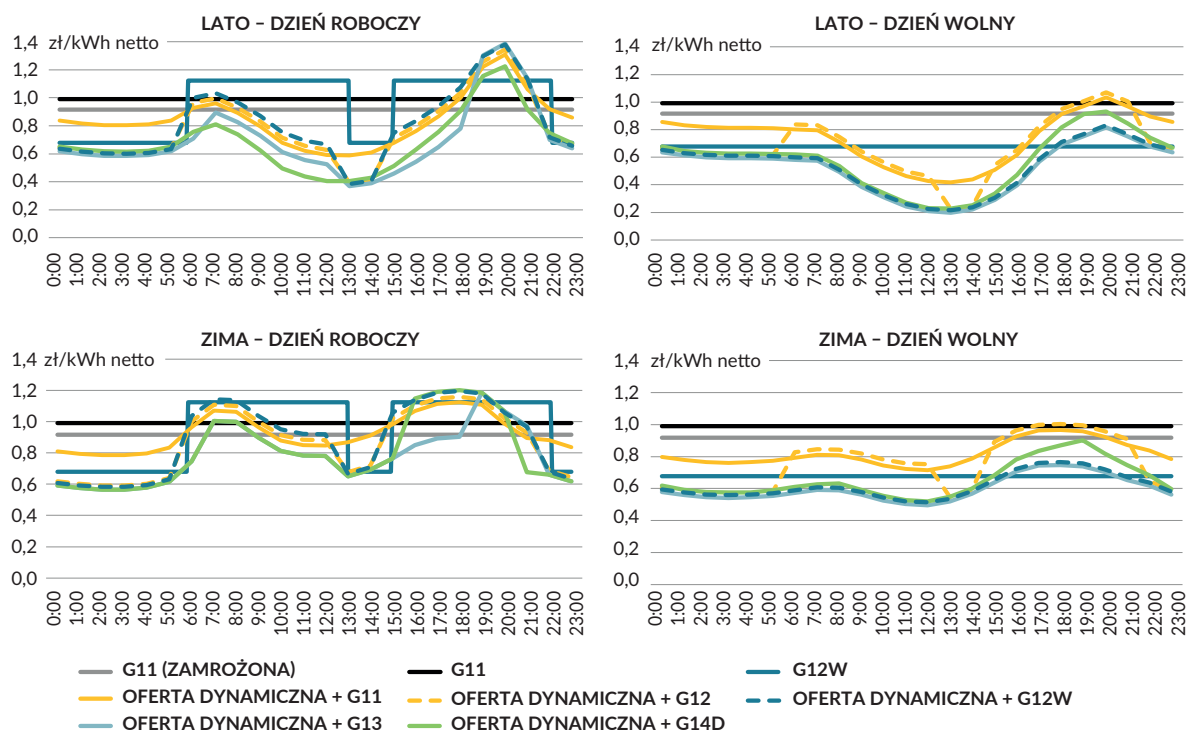
6.2. Taryfy dystrybucyjne wymagają uelastycznienia

Największą barierą opłacalności przejścia na taryfy dynamiczne są sztywne i wysokie koszty zmienne dystrybucji energii. Do tej pory taryfy dystrybucyjne ustalane były z góry na dany rok i nie mogły reagować na to, co realnie dzieje się w systemie elektroenergetycznym oraz na giełdzie. To sprawia, że sygnały cenowe dla uczestników rynku i odbiorców mogą być skutecznie tłumione.

To, w jaki sposób stawki zawarte w taryfach dystrybucyjnych wpływają na całkowite koszty dla odbiorcy końcowego, który wybrał ofertę z ceną dynamiczną, widać na przykładzie przedstawionym na wykresie 6.

Strefowe taryfy dystrybucyjne dzielące dobę na godziny szczytowe i pozaszczytowe dają korzyści, ale niosą też zagrożenia. Z jednej strony pozwalają na osiągnięcie niższej ceny minimalnej, a z drugiej odbiorca ryzykuje jeszcze wyższymi stawkami w szczycie. Korzyści w tańszych strefach wydają się jednak większe niż straty względem standardowej taryfy.

Wykres 6. Koszt zakupu energii elektrycznej (netto) w wybranych taryfach wraz z różnymi taryfami dystrybucyjnymi



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych TGE. Dla taryf dynamicznych dane za okres od 01.12.2024 do 30.11.2025 (12 miesięcy). Ze względu na sezonowość taryfy G13 przedstawiono wartości oddzielnie dla taryfowego lata (01.04.2025–30.09.2025) i zimy (od 01.12.2024 do 31.03.2025 oraz od 01.10.2025 do 30.11.2025). Oferty dynamicznej Tauron (Tauron Dystrybucja S.A., *Cennik Prąd z ceną dynamiczną - dla domu - na czas nieokreślony*, 2024, <https://www.tauron.pl/dla-domu/prad/prad-z-uslugi/ceny-dynamiczne>) oraz taryfy dystrybucyjnej Tauron (URE, *Taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A.*, 2024, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>).

19

Na wykresach zilustrowano cztery warianty kosztów zakupu energii elektrycznej. Dwa górne wykresy pokazują średnie wartości dla dni letnich, roboczych wolnych, a dwa na dole zimą dla tych samych dni.

Dynamiczna taryfa dystrybucyjna - G14dynamic

Na początku 2025 r. nastąpił pewnego rodzaju przełom. Tauron jako pierwszy operator systemu dystrybucyjnego wprowadził taryfę dystrybucyjną, w której stawki w poszczególnych strefach nie są na stałe przywiązane do danego harmonogramu czasowego.

W nowej, czterostrefowej taryfie oznaczonej jako G14dynamic godziny obowiązywania danych stref wyznaczane są na podstawie wskazań aplikacji Energetyczny Kompas²⁹. Została ona stworzona przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne na podstawie aktualnej sytuacji bilansowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Dla każdej godziny podaje jedno z czterech wskazań:

- kolor ciemnozielony - „Zalecane użytkowanie. Korzystaj z nadmiaru energii”,
- kolor jasnozielony - „Normalne użytkowanie. Normalnie korzystaj z prądu”,
- kolor żółty - „Zalecane oszczędzanie. Zaplanuj domowe energochłonne czynności na inne godziny”,
- kolor czerwony - „Wymagane ograniczanie. Ogranicz swoje zużycie prądu do niezbędnego minimum”.

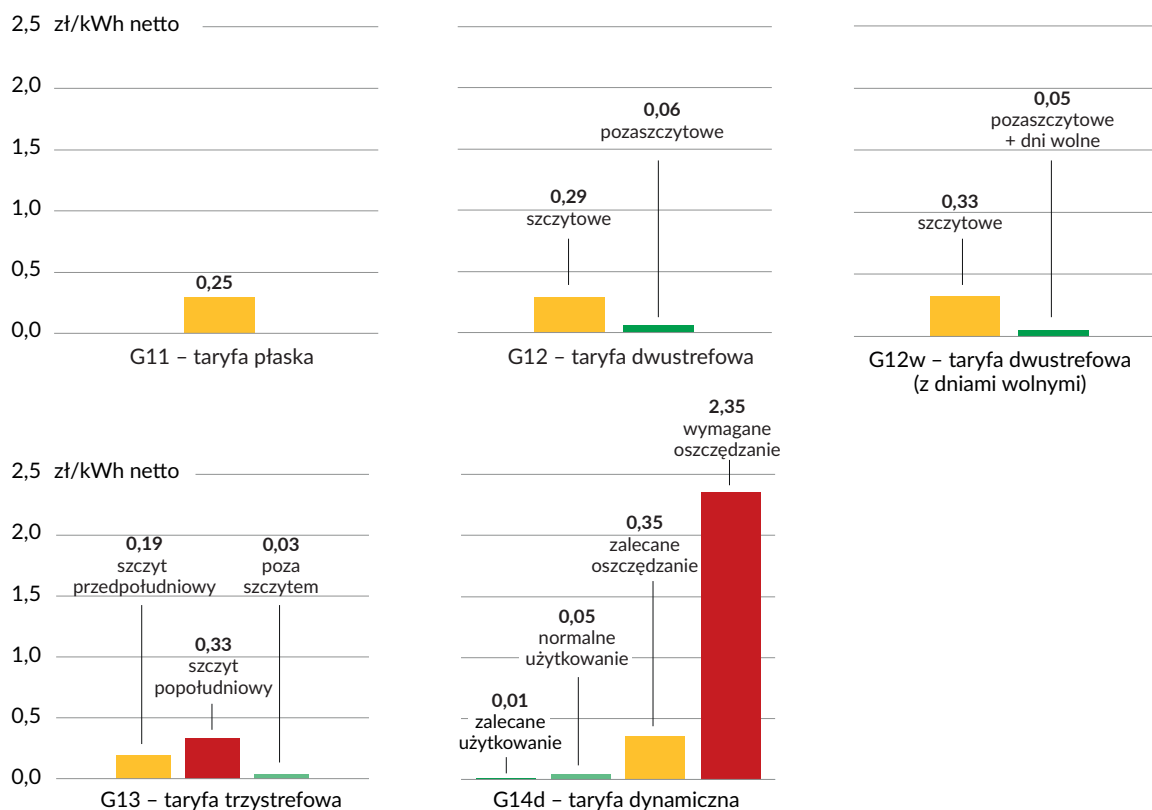
Narzędzie ma zwiększać świadomość odbiorców oraz zachęcać do optymalizacji zużycia energii elektrycznej. Pokazuje, w jakich godzinach warto ograniczyć korzystanie z energochłonnych urządzeń (np. pralki czy ładowarki EV), a kiedy zwiększyć pobór mocy. Do tej pory sygnały te mogły być przenoszone jedynie przez taryfę dynamiczną po stronie sprzedaży energii elektrycznej, a same wskazania Kompasu pełniły raczej funkcję edukacyjną.

Taryfa G14dynamic jest pierwszą próbą wykorzystania wskazań Kompas do tworzenia efektywnych i dopasowanych do aktualnej sytuacji w systemie energetycznym sygnałów cenowych w taryfie dystrybucyjnej. Dzięki temu odbiorca końcowy może odnieść korzyści finansowe, jeśli będzie pobierał energię z sieci w określony sposób.

Poprzez przesunięcie zużycia poza godziny szczytowe odbiorcy nie tylko wspierają stabilność systemu i obniżają koszty jego zarządzania, ale też mogą wpływać na własne rachunki. W nowatorskiej taryfie dystrybucyjnej do każdej ze stref obciążenia systemu została przypisana inna wartość składnika zmiennego opłaty sieciowej³⁰:

- kolor ciemnozielony „zalecane użytkowanie” – 0,0118 zł/kWh,
- kolor jasnozielony „normalne użytkowanie” – 0,0470 zł/kWh,
- kolor żółty „zalecane oszczędzanie” – 0,3528 zł/kWh,
- kolor czerwony „wymagane oszczędzanie” – 2,3521 zł/kWh.

Wykres 7. Stawka zmienna taryfy sieciowej Tauron Dystrybucja (netto)

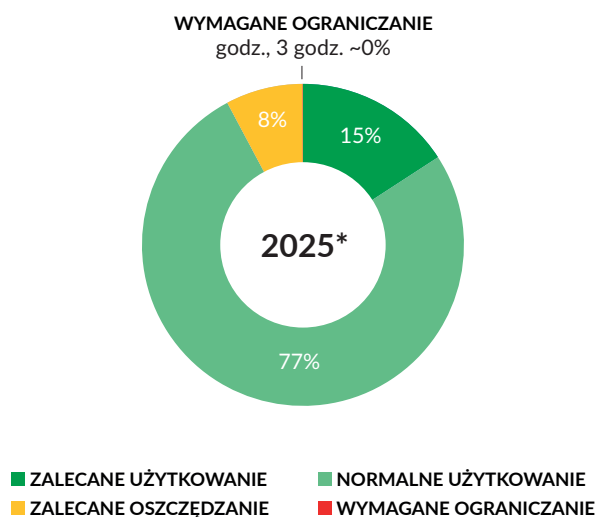


Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie oferty Tauron Dystrybucja: BIP URE, Taryfy opublikowane w 2025 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4767,Taryfy-opublikowane-w-2025-r.html>.

30 URE, Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2025, <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosc/2024/12/18>.

Podczas jedenastu miesięcy 2025 r. Kompas zdecydowanie najczęściej wskazywał „normalne użytkowanie” – było to aż 77% wszystkich wskazań. Zgodnie z wykresem 8 „zalecane użytkowanie” dotyczyło 15% godzin w roku, a „zalecane oszczędzanie” 8%. To oznacza, że przez 92% czasu składnik zmienny opłaty sieciowej wynosiłby nie więcej niż 0,047 zł/kWh³¹. Nawet po dodaniu pozostałych składowych oraz podatku VAT przez 92% roku zmienny koszt dystrybucji brutto w taryfie G14dynamic wynosiłby poniżej 0,10 zł/kWh brutto.

Wykres 8. Liczba godzin z danymi wskazaniami Energetycznego Kompas PSE



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie wskazań Energetycznego Kompas PSE.

*Dane od 01.12.2024 do 30.11.2025 (12 miesięcy).

21

Obawy klientów budzi jednak fakt, że wskazania Kompas mogą się zmieniać już po ich ukazaniu. Taka sytuacja jest możliwa, gdy Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD) publikowany przez PSE różni się od przedstawionego pod koniec poprzedniej doby Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD). Ważne jest więc, by zarządzanie urządzeniami odbiorczymi względem wskazań Energetycznego Kompas odbywało się automatycznie na podstawie aktualnych danych, nieodpłatnie i automatycznie pobieranych ze strony PSE lub docelowo CSIRE. Żeby zredukować ryzyko wpadnięcia w wysokie ceny po zmianie wskaźnika Kompas, taryfy mogłyby być ograniczone do średniej taryfy G11.

Korzyści z wprowadzenia G14dynamic dla odbiorców końcowych są na razie jednak bardzo ograniczone. Wynika to z faktu, że żadna ze spółek obrotu (łącznie z Tauron Sprzedaż) nie ma w swojej ofercie połączonych cen i taryf dynamicznych za energię i taryf dynamicznych za dystrybucję tej energii.

31

Dla porównania w tańszych strefach taryf G12 i G12w wynosi on w Tauronie odpowiednio 0,0609 zł/kWh i 0,518 zł/kWh. Niższa stawka występuje tylko w strefie „pozostałe godziny doby” taryfy G13 – 0,0349 zł/kWh.

7. Dla kogo są ceny dynamiczne?

Nie jest możliwe jednoznaczne określenie, czy zmiana rozliczeń na ceny dynamiczne będzie opłacalna dla danego odbiorcy końcowego. Zależy to nie tylko od stawek giełdowych, ofert spółek obrotu i dostępnych taryf dystrybucyjnych, ale także od profilu zapotrzebowania oraz możliwości dostosowania go do zmieniającej się sytuacji rynkowej.

Gospodarstwa domowe różnią się zarówno pod względem tego, jaki sprzęt elektroniczny posiadają, metrażu i liczby mieszkańców, jak i nawykami, trybem dnia oraz jego wpływem na czas, w którym potrzebują energii elektrycznej do zasilenia urządzeń. Zupełnie inaczej będzie wyglądał profil zapotrzebowania trzyosobowej rodziny z małym dzieckiem i pracującymi zdalnie rodzicami niż w rodzinie, w której między godziną 7.00 a 18.00 budynek będzie pusty, ponieważ domownicy będą przebywać w pracy lub szkole. W przedsiębiorstwach różnice między przebiegami obciążeń są zazwyczaj jeszcze większe i zależą m.in. od trybu zmianowego, sektora gospodarki i charakterystyki wykorzystywanych odbiorników energii elektrycznej.

Oferty z cenami dynamicznymi będą sprawdzać się najlepiej u odbiorców, którzy będą mieli możliwość dostosowania się do ustalanych z dnia na dzień stawek. Mniej elastyczni odbiorcy, którzy dodatkowo będą ignorować sygnały cenowe, będą jednak ryzykować możliwością otrzymania rachunków wyższych niż w standardowej taryfie.

Choć każdego odbiorcę powinno się rozważać indywidualnie, nie ulega wątpliwości, że pewne grupy odbiorców mogą na cenach dynamicznych skorzystać bardziej niż inne. Warto jednak zwrócić uwagę na to, że wiele osób przed podjęciem decyzji może w subiektywny sposób ważyć ze sobą potencjalne korzyści ekonomiczne, potencjalną utratę komfortu i ryzyko dotyczące spodziewanych cen energii elektrycznej.

22

W dalszej części tego rozdziału analizujemy różne profile zużycia energii w kontekście dynamicznych cen energii. **Wyniki analizy pokazujące koszty energii po połączeniu dynamicznych cen energii i dynamicznej taryfy za dystrybucję są teoretyczne, ponieważ w czasie pisania tej analizy żaden sprzedawca nie miał w ofercie takiego rozwiązania.**

7.1. Wpływ wybranej oferty z ceną dynamiczną na rachunek końcowy

Wybór oferty sprzedawcy i określone w niej warunki rozliczeń bezpośrednio i w wysokim stopniu wpływają na sens ekonomiczny zakupu energii elektrycznej po cenach dynamicznych. Wysokość składnika marżowo-kosztowego wpływa na koszty zmienne (zł/kWh), natomiast opłaty handlowej na koszty stałe (zł/miesiąc), niezależne od zużycia energii. Zwłaszcza to drugie może negatywnie wpływać na atrakcyjność przejścia na ceny dynamiczne.

W dalszej części raportu została przedstawiona analiza wpływu ofert na finalny koszt zakupu energii elektrycznej w zależności od profilu zużycia energii w gospodarstwie domowym. Do analizy przyjęto trzy profile zużycia:

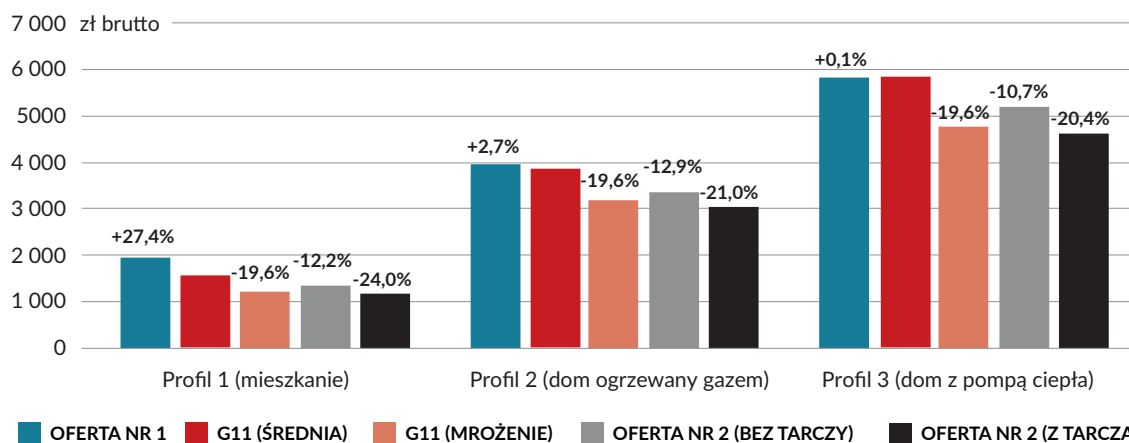
- 1) standardowe, w mieszkaniu (taryfa G11, zużycie 2000 kWh/rok³²),
- 2) standardowe, w domu jednorodzinnym ogrzewanym gazem (taryfa G12, zużycie 5000 zł brutto/rok),
- 3) realne, w domu ogrzewanym gazem z pompą ciepła (taryfa G12, zużycie 7540 kWh/rok).

³² Profil standardowy to uśredniony, szacunkowy rozkład godzinowego zużycia energii dla całego roku stosowany przez operatora (w tym przypadku Enea) dla odbiorców bez zdalnego odczytu liczników oraz w celach związanych z prognozowaniem. Odzwierciedla on przeciętnego odbiorcę w danej taryfie.

Dla każdego z trzech profili przygotowano analizę rocznych kosztów zakupu energii elektrycznej (bez dystrybucji) w zależności od pięciu różnych opcji zakupu:

1. Zostawić jak jest.
2. Średnia stawka taryfowa G11.
3. Stawka G11 zamrożona w wysokości 505 zł/MWh netto z akcyzą.
4. Oferta nr 2 (bez tarczy) – ze składnikiem marżowo-kosztowym w wysokości 0,08 zł/MWh netto, bez opłaty handlowej oraz limitów cen.
5. Oferta nr 2 (z tarczą) – ze składnikiem marżowo-kosztowym w wysokości 0,08 zł/MWh netto, bez opłaty handlowej oraz dolnego limitu cen, ale za to z górnym limitem ceny miesięcznej na poziomie 505 zł/MWh z akcyzą.

Wykres 9. Porównanie rocznych kosztów zakupu energii elektrycznej w danej taryfie względem taryfy G11 (bez kosztów dystrybucji)



23

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie ofert spółek obrotu (źródła: PGE Obrót S.A., *Załącznik nr 2 do Regulaminu Oferty Dynamiczna Energia z PGE*, 1.02.2025; <https://pstryk.pl/cennik>), stawki fixingu I z okresu 25.05.2024–24.05.2025. Realne profile godzinowe zużycia energii elektrycznej z zasobów własnych autora.

Wyniki analizy (wykres 9) pokazują, że oferta nr 1 jest najdroższym rozwiązaniem dla wszystkich trzech profili zużycia. Przy dużym zużyciu (profil 3 – dom z pompą ciepła) jej koszt jest nieznacznie wyższy niż taryfy G11, jednak różnica jest szczególnie dotkliwa przy mniejszym zużyciu. Kluczowym czynnikiem jest tu opłata handlowa 49,90 zł/miesiąc³³, która w przypadku rachunku dla mieszkania stanowi aż 30,5% całkowitego rachunku rocznego, co przekreśla opłacalność tej oferty.

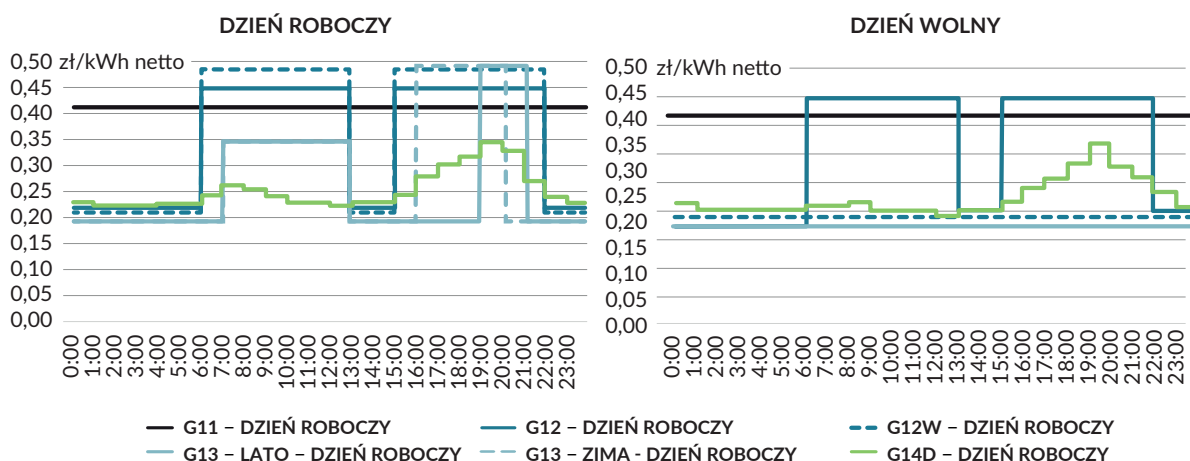
Z kolei oferta nr 2 – zarówno z limitem, jak i bez – w badanym okresie okazała się zawsze tańsza niż taryfa G11, mimo że analizowane profile nie są dopasowane do dobowych wahań cen. Warto podkreślić, że gdyby nie obowiązywało mrożenie cen taryfowych, oferta nr 2 zapewniałaby odbiorcom realne korzyści – nawet bez limitu maksymalnej średniej ceny miesięcznej. Oszczędności te wynosiłyby nawet połowę efektu mrożenia.

To pokazuje, że wybór ma znaczenie, a oferty spółek obrotu mogą się od siebie znacząco różnić. Na szczęście odbiorca końcowy ma wybór, z której oferty skorzystać, choć nie zawsze jest tego świadomy. Poza nielicznymi wyjątkami konsument może skorzystać z usług dowolnej ze spółek obrotu, niezależnie od miejsca, w którym przyłączony jest do sieci dystrybucyjnej.

7.2. Wpływ wybranej taryfy dystrybucyjnej na rachunek końcowy

Istotne znaczenie ma także wybór taryfy dystrybucyjnej, który bezpośrednio przekłada się na koszty dystrybucji energii elektrycznej w poszczególnych okresach czasowych. Stawki taryf G12 i G12w różnią się w zależności od dnia i godziny. Tauron jako pierwszy OSD dał również możliwość wyboru taryfy G13 oraz G14dynamic. W tej pierwszej stawki zależą też od miesiąca, a w drugiej – od aktualnych wskaźników Energetycznego Kompas PSE.

Wykres 10. Średnie godzinowe koszty dystrybucji energii elektrycznej (netto)



24

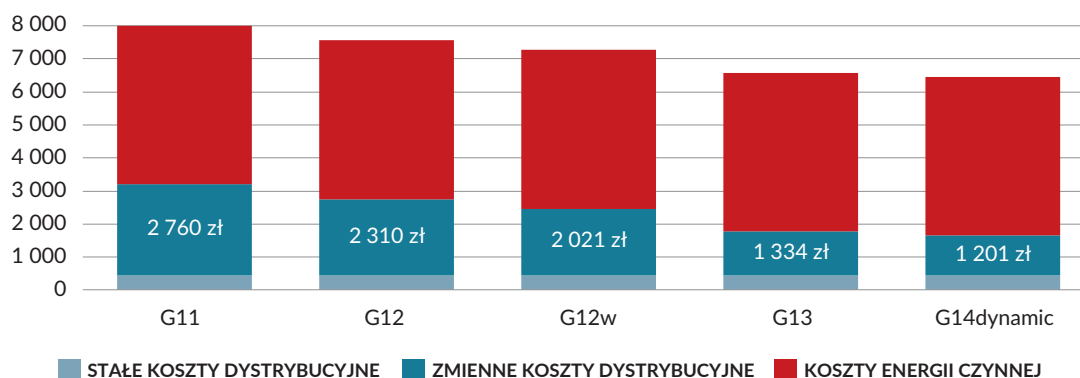
Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie taryf dystrybucyjnych Tauron oraz wskaźników Energetycznego Kompas PSE. Dla taryf dynamicznych dane za okres od 01.12.2024 do 30.11.2025 (12 miesięcy).

Wybór taryfy powinien być podyktowany indywidualnym profilem zapotrzebowania na energię elektryczną w danym budynku. Niemniej jednak, ze względu na brak korelacji z cenami giełdowymi taryfa jednostrefowa będzie zazwyczaj najdroższym rozwiązaniem, zwłaszcza w przypadku zakupu energii elektrycznej po cenach dynamicznych.

W celu zobrazowania wpływu taryf dystrybucyjnych na koszt pozyskania energii na wykresie 11 przedstawiamy analizę kosztów dla realnego budynku z pompą ciepła zużywającego 7,57 MWh/rok. W przypadku analizowanych taryf dystrybucyjnych stawki składnika stałego są na takim samym poziomie³⁴. Różnice w kosztach analizowanych taryf dystrybucyjnych stanowią ich części zmienne w poszczególnych godzinach.

³⁴ Zależą natomiast od liczby faz: składnik stały opłaty sieciowej wynosi 7,02 zł/m-c netto dla układów pomiarowych jednofazowych i 10,34 zł/m-c netto dla układów pomiarowych trójfazowych dla każdej z następujących taryf dystrybucyjnych Tauron: G11, G12, G12w, G13, G14dynamic.

Wykres 11. Roczne koszty zakupu energii elektrycznej w ofercie dynamicznej w zależności od taryfy dystrybucyjnej



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie realnego profilu godzinowego budynku z pompą ciepła zużywającego 7,57 MWh/rok, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r., oferty z cenami dynamicznymi Tauron oraz wskazań fixingu I i Energetycznego Kompas PSE w okresie 24.05.2024–23.05.2025.

Wyniki przedstawione na wykresie 11 wskazują, że wybór taryfy dystrybucyjnej, która jest lepiej dopasowana do rynkowych cen energii elektrycznej, może przynieść znaczne oszczędności. W wyniku analizy widzimy, że zmiana taryfy G11 na G12w pozwoliłaby na zmniejszenie rachunków za dystrybucję o 739,01 zł (26,8% w skali roku) dla danego profilu zapotrzebowania, podczas gdy (teoretyczna) zmiana na taryfę G14dynamic oznaczałaby redukcję sumarycznych kosztów dystrybucyjnych aż o 1559,09 zł (56,5% w skali roku).

Sprzedawców energii i taryfy można zmieniać

Sprzedawcy energii

Od 1 lipca 2007 r., wraz z wprowadzeniem do Prawa energetycznego zasady TPA (ang. *third party access*), każdy odbiorca energii elektrycznej ma pełną dowolność w wyborze jej sprzedawcy³⁵. Do końca 2024 r. na zmianę dostawcy zdecydowało się 1,04 mln odbiorców końcowych, z których 75,4% stanowiły gospodarstwa domowe³⁶. Wynik przestaje robić wrażenie, gdy zestawimy go z informacją, że w sieciach mobilnych przeniesionych zostało 1,51 mln numerów i to tylko w ubiegłym roku³⁷.

W Polsce w 2024 r. sprzedawcę zmieniło zaledwie 0,14% gospodarstw domowych, podczas gdy rok wcześniej w Niemczech było to 12%, a w Hiszpanii aż 21% odbiorców³⁸. W ostatnich latach widać jednak wzrost zainteresowania zmianą sprzedawcy, zwłaszcza wśród przedsiębiorstw (wzrost o 121% rok do roku), co pokazuje, że odbiorcy końcowi coraz chętniej szukają sposobów na obniżenie kosztów zakupu energii elektrycznej³⁹. Trend wzrostowy powinien się utrzymać w związku z m.in. zakończeniem mrożenia cen energii elektrycznej.

Dystrybutorzy energii

Operatorzy sieci dystrybucyjnej ze względu na posiadaną infrastrukturę sieciową są ściśle przypisani do danej lokalizacji. W związku z tym odbiorca nie ma możliwości zmiany spółki dystrybucyjnej. Jednak sam wybór taryfy dystrybucyjnej jest zawsze możliwy i darmowy raz w roku.

35 URE, *Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (TPA)*, 2010.

36 URE, *Ponad 44 tys. zmian sprzedawcy prądu w 2024 r., Ponad 44 tys. zmian sprzedawcy prądu w 2024 r.*, 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogólne/aktualności/12463,Ponad-44-tys-zmian-sprzedawcy-pradu-w-2024-r.html>.

37 UKE, *Statystyki przenoszenia numerów w IV kwartale 2024 r. i całym roku 2024*, 2025, .

38 URE, *Ponad 14 tys. zmian sprzedawcy prądu w pierwszym kwartale 2025 r. Od 2007 r. decyzję o zmianie podjęto już ponad milion odbiorców*, 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/zmiana-sprzedawcy-monet/12670,Ponad-14-tys-zmian-sprzedawcy-pradu-w-pierwszym-kwartale-2025-r-Od-2007-r-decyzj.html>.

39 URE, *Ponad 44 tys. zmian sprzedawcy prądu w 2024 r.*, op.cit.

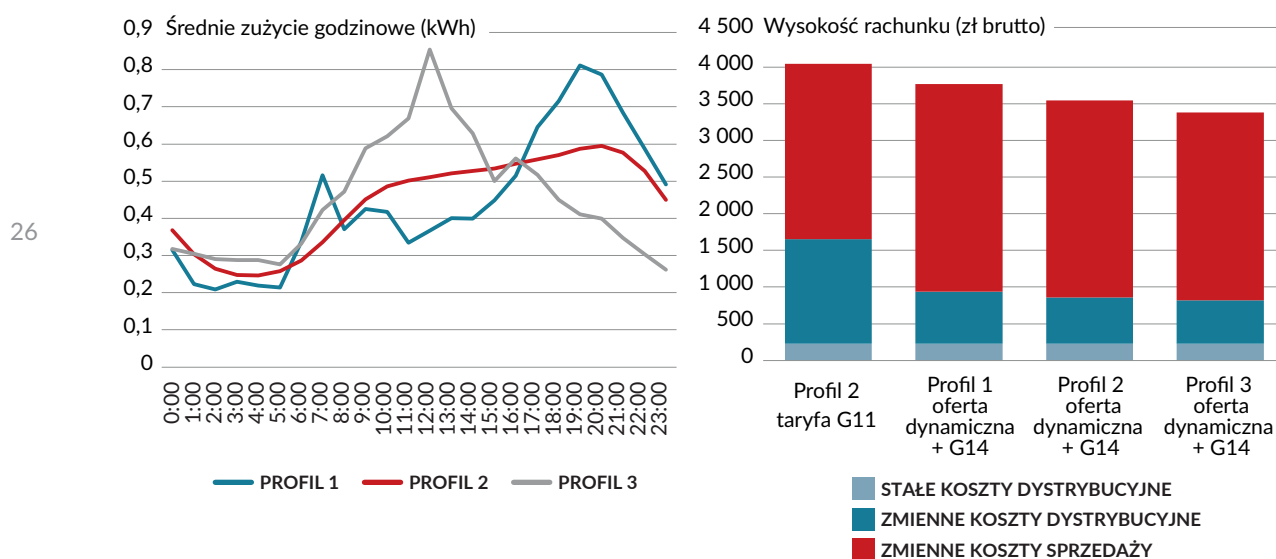
7.3. Taryfy dynamiczne a bazowy profil zapotrzebowania na energię elektryczną

Przejsie na ceny dynamiczne oznacza dla odbiorcy, że istotny staje się nie tylko całkowity wolumen pobranej z sieci energii elektrycznej, ale również to, kiedy była ona pobierana. Dostępne już od wielu lat taryfy strefowe (np. G12 czy G12w) dały namiastkę tej zależności i ich użytkownicy celowo dostosowują do nich swój profil zużycia energii lub wybrali taką formę rozliczeń ze względu na profil, którym ich budynek naturalnie się charakteryzuje. Przy taryfach dynamicznych różnice między wysokimi i niskimi cenami energii mogą być większe niż przy taryfach strefowych. Dlatego tym ważniejsze jest dopasowanie profilu zużycia do cen rynkowych.

Różnicę i wyzwanie stanowi to, że ceny dynamiczne – w odróżnieniu od taryf strefowych – nie są już przypisane do powtarzalnych w ciągu całego roku przedziałów czasowych. Tym razem stawki są inne każdego dnia, choć zaobserwować można też pewne trendy i powtarzalność.

Na wykresie 12 przedstawiono koszt zakupu energii dla trzech różnych profili zużycia energii w ciągu roku. Wykresy te pokazują wpływ profilu na ostateczne koszty w rozliczeniach dynamicznych w porównaniu ze standardową taryfą G11.

Wykres 12. Koszt pozyskania energii dla różnych profili zużycia energii



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie realnych profili zużycia pobranych w ramach realizacji projektów przez autora: profil 1 – 3893 kWh/rok, profil 3 – 3941 kWh/rok, profilu standardowego znormalizowanego do 3920 kWh/rok w celu lepszego porównania z przeciętnymi budynkami mieszkalnymi jednorodzinnymi, oferty dynamicznej Tauron, zamrożonej stawki za energię elektryczną czynną na poziomie 500 zł/MWh netto dla taryfy G11, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r. oraz wskaźnik Energetycznego Kompas PSE i stawek fixingu I w okresie 24.05.2024–23.05.2025.

Mimo największego zużycia energii elektrycznej po wyborze oferty dynamicznej i taryfy G14dynamic odbiorca nr 3 zapłaci najmniej. Wynika to z faktu, że większość energii pobiera, gdy z reguły jest ona tania (czyli w godzinach południowych). Być może jest to celowe zarządzanie energią elektryczną (np. z wykorzystaniem prostych programatorów w zmywarce czy pralce), a być może wynika ono z wykonywania pracy z domu oraz gotowania we wczesnych godzinach popołudniowych.

Mimo najmniejszego zużycia energii elektrycznej po zmianie taryfy i przejściu na ceny dynamiczne odbiorca nr 1 zapłaci najwięcej. Stanie się tak, gdyż jego zapotrzebowanie pokrywa się mniej więcej z systemowym szczytem porannym i wieczornym. Z tego względu energia elektryczna na giełdzie jest w tych godzinach najdroższa.

W dalszych częściach tego rozdziału analizujemy wpływ pomp ciepła, samochodów elektrycznych, magazynów energii i instalacji fotowoltaicznych na profil zużycia i koszt energii w taryfach dynamicznych.

7.4. Profil z pompą ciepła

Tylko od początku 2020 r. w Polsce zainstalowano ponad 550 tys. pomp ciepła (nie uwzględniając urządzeń typu powietrze–powietrze)⁴⁰. Prognozuje się, że do końca 2025 r. liczba ta może przekroczyć nawet 800 tys.⁴¹ Choć sama pompa ciepła z punktu widzenia energii elektrycznej jest po prostu jednym z jej odbiorników, to charakter jej pracy oraz duży udział potrzeb urządzenia w całkowitym poborze budynku sprawiają, że budynki wyposażone w takie źródło ciepła warto rozpatrywać osobno.

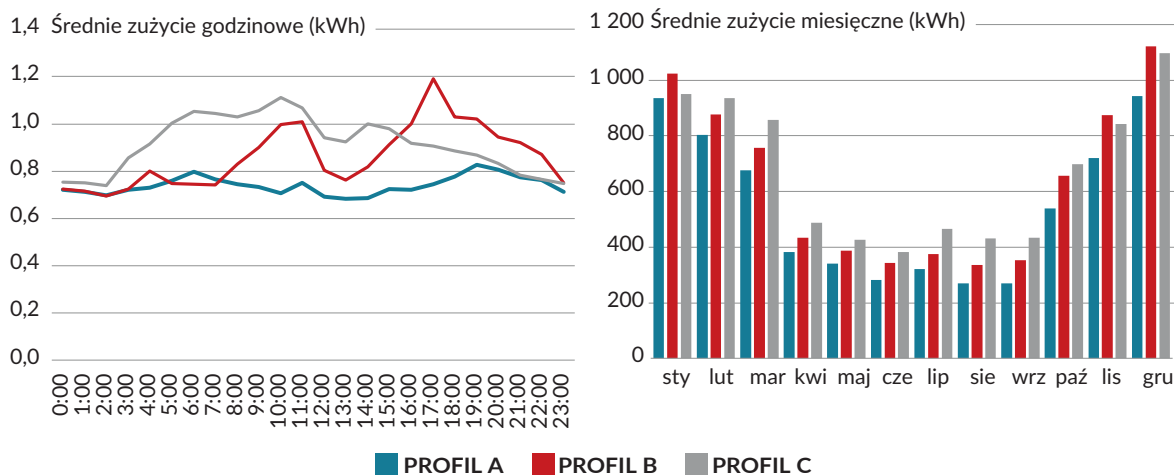
Pompy ciepła są urządzeniami pracującymi w dużej mierze sezonowo, a większość ich zapotrzebowania przypada na sezon grzewczy. W tym okresie urządzenia te mogą działać z różną intensywnością niemal przez całą dobę, rekompensując straty ciepłone budynku i zapobiegając spadkom temperatury w pomieszczeniach. Niezależnie od pory roku pompy ciepła zazwyczaj podgrzewają również ciepłą wodę użytkową.

Charakterystyka pracy pompy ciepła sprawia, że znacząco podnosi się nie tylko zapotrzebowanie budynku na energię elektryczną w zimie, ale również w nocy. Podczas gdy w budynkach ogrzewanych gazem lub zasilanych z sieci ciepłowniczej nocne zużycie bywa minimalne, to w budynkach wyposażonych w pompy ciepła zużycie nocą w sezonie grzewczym jest wciąż utrzymywane na wysokim poziomie. Wynika to ze sposobu funkcjonowania pomp ciepła, których zadaniem jest podtrzymywanie temperatury w budynku, co jest bardziej efektywne energetycznie niż częste i szybkie podgrzewanie pomieszczeń.

Biorąc pod uwagę, że stawki giełdowe energii elektrycznej są zwyczajowo niskie właśnie w nocy oraz, że godziny podgrzewania c.w.u. można ustawić np. na równie tanie wczesne godziny popołudniowe, pompa ciepła wydaje się sprzyjać przejściu na rozliczenia dynamiczne. Na wykresie 13 zostały przedstawione trzy profile poboru energii przez pompy ciepła w trzech różnych budynkach.

Wykres 13. Średniomiesięczne i średniogodzinowe profile zużycia energii przez pompy ciepła

27



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych dobowo-godzinowych trzech różnych budynków wyposażonych w pompy ciepła.

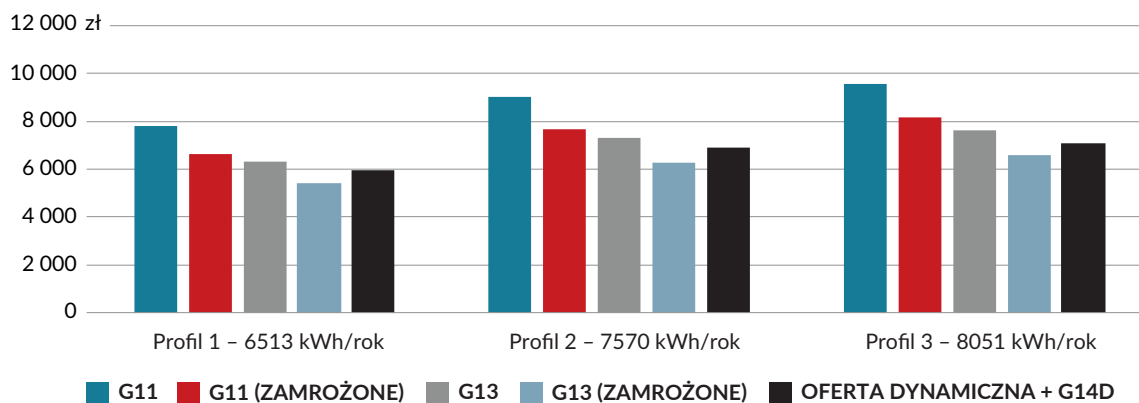
Jak wynika z wykresu 13, mimo innych zachowań domowników sam fakt posiadania pompy ciepła sprawia, że profile charakteryzują się relatywnie podobnymi przebiegami godzinowymi oraz miesięcznymi. W stosunku do obiektów bez pomp ciepła zapotrzebowanie jest znacząco większe w miesiącach zimowych oraz w nocy, a także w okolicach godzin południowych. Wykresy godzinowe są bardziej wyrównane i mają stosunkowo niewielkie amplitudy dzienne ze względu na duży udział w całkowitym zużyciu działającej przez całą dobę pompy ciepła.

40 PORT PC, *Trzy błędy polityczne osłabiły rynek pomp ciepła w 2024 roku. Czas na korektę kursu, 2025*, <https://portpc.pl/trzy-bledy-polityczne-oslabily-rynek-pomp-ciepla-w-2024-roku-czas-na-korekte-kursu/>.

41 PORT PC, *Polski rynek pomp ciepła wraca do wzrostów. Pozytywne sygnały w I półroczu 2025, 2025*, <https://portpc.pl/polski-rynek-pomp-ciepla-wraca-do-wzrostow-pozytywne-sygnały-w-i-polroczu-2025/>.

Na wykresie 14 przedstawiono natomiast oszczędności wynikające z przejścia z rozliczania standardowego (G11 i G13) na rozliczenia dynamiczne dla trzech różnych budynków ogrzewanych pompą ciepła.

Wykres 14. Roczne koszty energii elektrycznej wraz z dystrybucją dla trzech budynków z pompą ciepła w różnych taryfach (brutto)



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie realnych profili godzinowych trzech różnych budynków mieszkalnych wyposażonych w pompy ciepła powietrze-woda, oferty dynamicznej Tauron, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r. oraz wskazań Energetycznego Kompasów PSE i stawek fixingu I w okresie 24.05.2024–23.05.2025.

28

Jak wskazuje wykres 14, oszczędności wynikające ze zmiany standardowej taryfy G11 na taryfę dynamiczną wynoszą od 1878 zł do 2470 zł za analizowany rok, w zależności od profilu zużycia energii. Kwoty te stanowią od 23,2% do 25,9% całego rachunku w skali roku.

W przypadku porównania z przeznaczoną dla użytkowników pomp ciepła taryfą G13 wyniki nie są tak jednoznaczne. Przy zamrożonych stawkach energii elektrycznej wybór oferty dynamicznej oznaczałby rachunek wyższy o 3,9–6%. Jednak w przypadku stawek taryfowych połączenie oferty dynamicznej na zakup energii elektrycznej z dynamiczną taryfą dystrybucyjną G14dynamic dałoby od 5,4% do 7,3% oszczędności na rachunku rocznym w stosunku do taryfy G13. To pokazuje, że w obliczu nieuchronnego uwolnienia ceny energii elektrycznej oferty z cenami dynamicznymi wraz z dynamiczną taryfą dystrybucyjną mogą być korzystnym rozwiązaniem dla posiadaczy pomp ciepła. Pozytywny efekt może wzmocnić odpowiednie zaprogramowanie pracy pompy ciepła lub inteligentne zarządzanie jej pracą przez zewnętrzne urządzenia. **Taryfy dynamiczne powinny być bodźcem do wprowadzenia automatyki w zarządzaniu pompami ciepła skorelowanej z cenami energii elektrycznej, co wyraźnie zwiększy korzyści ekonomiczne.**

Według raportu *Pompy ciepła przyjazne dla odbiorców i dla systemu elektroenergetycznego*⁴² blokada pracy pompy ciepła w czterech najdroższych godzinach nie wpływa istotnie na komfort cieplny, a obliczenia wykazały, że przy zapotrzebowaniu ze strony pompy na poziomie 5,8 MWh/rok możliwe byłoby uzyskanie dodatkowych 245 zł oszczędności (zmniejszenie rachunków rocznych o 4,6%)⁴³.

W przypadku długotrwałe utrzymującego się mrozu do utrzymania temperatury mogą zostać wykorzystane wbudowane grzałki, a zużycie energii przez pompę ciepła wówczas znacząco by wzrosło. Gdyby ceny na rynku spot były w tych dniach szczególnie wysokie, to kombinacja tych czynników przełożyłaby się negatywnie na rachunek. Pomimo że takie sytuacje będą występować bardzo rzadko ważne jest wprowadzenie górnego limitu cen, żeby zredukować ryzyko wysokich kosztów. Dodatkowo dla tej grupy warto wdrożyć system zachęt w postaci cen obniżonych o wartość uprawnień do emisji, przynajmniej do czasu wejścia ETS2, zgodnie z raportem *Budynki w pułapce gazowej*⁴⁴ z lutego 2024 r.

42 J. Rączka, P. Lachman, M. Morawiecka, *Pompy ciepła przyjazne dla odbiorców i systemu elektroenergetycznego*, ECAC, 2024, <https://portpc.pl/raport-pompy-ciepla-przyjazne-dla-odbiorcow-i-dla-systemu-elektroenergetycznego/>.

43 *Ibidem*.

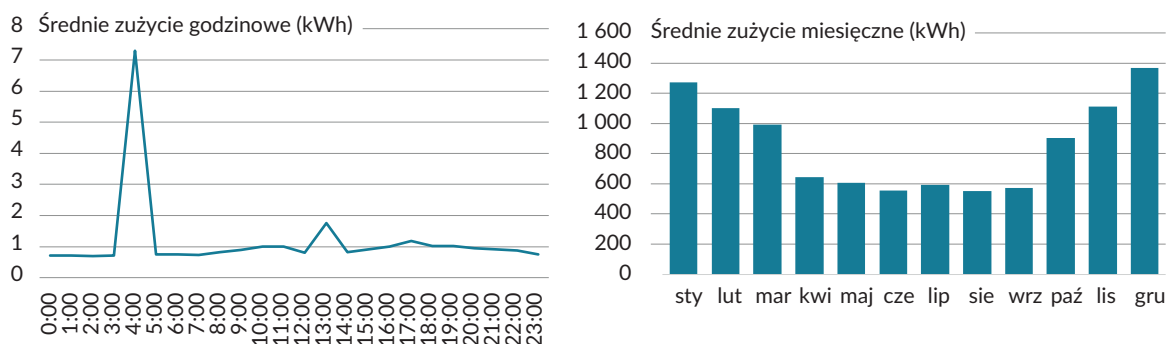
44 T. Adamczewski, P. Kleinschmidt, *Budynki w pułapce gazowej. Dlaczego rozwój mikroinstalacji i pomp ciepła w Polsce spowalnia?*, Forum Energii, 2024, <https://www.forum-energii.eu/budynki-w-pulapce-gazowej>.

7.5. Profil z samochodem elektrycznym ze stacją ładowania

Kierowcy pojazdów elektrycznych mają możliwość, jakiej żaden właściciel samochodu z silnikiem spalinowym nie ma. Mogą zakupić ładowarkę z kompatybilnym złączem i ładować pojazd nawet w domu. Ładowanie stanie się czynnością częstszą, czasami codzienną, ale będzie się odbywać głównie nocą lub w weekendy. Kluczowe stanie się dostosowanie momentu ładowania do godzin, w których prąd jest najtańszy, co umożliwią inteligentne ładowarki i aplikacje zarządzające ładowaniem pojazdu.

Na wykresie 15 pokazano, jak ładowanie samochodu mogłoby wpłynąć na profil zapotrzebowania domu z pompą ciepła pokazanym w poprzednim przykładzie (profil nr 2 – zużycie roczne 7,57 MWh). Sumaryczne zapotrzebowanie na energię wzrosłoby wówczas do 10,3 MWh w skali roku.

Wykres 15. Zakładany profil zapotrzebowania na energię elektryczną dla budynku wyposażonego w pompę ciepła oraz ładowarkę EV

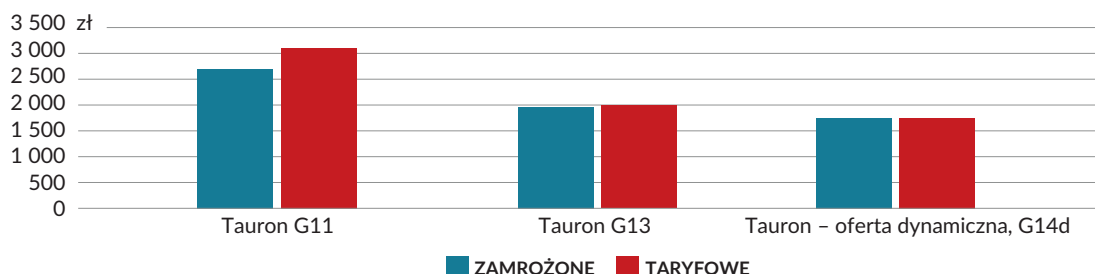


29

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie realnego profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w przykładowym budynku wyposażonym w pompę ciepła powietrze-woda, z całkowitym zużyciem na poziomie 7,57 MWh/rok. Do profilu dodano zakładane zapotrzebowanie wynikające z ładowania samochodu elektrycznego. Dla uproszczenia modelu założono, że ładowarka (11 kW) wykorzystywana jest godzinach 4.00–5.00 w tygodniu oraz 13.00–14.00 w weekendy. Sumaryczne zużycie roczne wzrasta o 2734 kWh, co przy zużyciu ok. 15 kWh/100 km ma odpowiadać ok. 18 200 km przejechanym w skali roku i mieści się w zakresie pokonywanym przez statystycznego polskiego kierowcę.

Wykres 16 przedstawia roczne koszty ładowania samochodu elektrycznego w zależności od wybranej taryfy. Jak widać, niezależnie od tego, czy ceny są mrożone, czy nie, koszty ładowania w ofercie dynamicznej przy taryfie G14dynamicznej byłyby najniższe. Użytkownik pojazdu zapłaciłby o 10,8% mniej niż w taryfie G13 i o 35,1% mniej niż przy pozostaniu przy G11. Po odmrożeniu cen ta różnica wzrosłaby do odpowiednio 12,1% i 43,7%.

Wykres 16. Roczne koszty ładowania samochodu elektrycznego w zależności od wybranej taryfy



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie oferty dynamicznej Tauron, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 rok oraz wskazań Energetycznego Kompas PSE i stawek fixingu I w okresie 24.05.2024–23.05.2025. Ładowanie nocą oraz w weekendy ok. południa – łącznie 2734 kWh, co przy założeniu zużycia na poziomie 15 kWh/100 km powinno w przybliżeniu odpowiadać potrzebom przeciętnego kierowcy w Polsce.

Jednostkowy koszt ładowania wyniósłby 0,64 zł/kWh dla rozliczeń dynamicznych, podczas gdy w taryfie G13 byłoby to 0,73 zł/kWh, a w G11 1,14 zł/kWh.

7.6. Profil z instalacją fotowoltaiczną

W Polsce funkcjonuje już ponad 1,5 mln prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych, z czego ok. 2/3 korzysta z rozliczenia na zasadach net-meteringu, a 1/3 działa w mechanizmie rozliczeniowym net-billing⁴⁵:

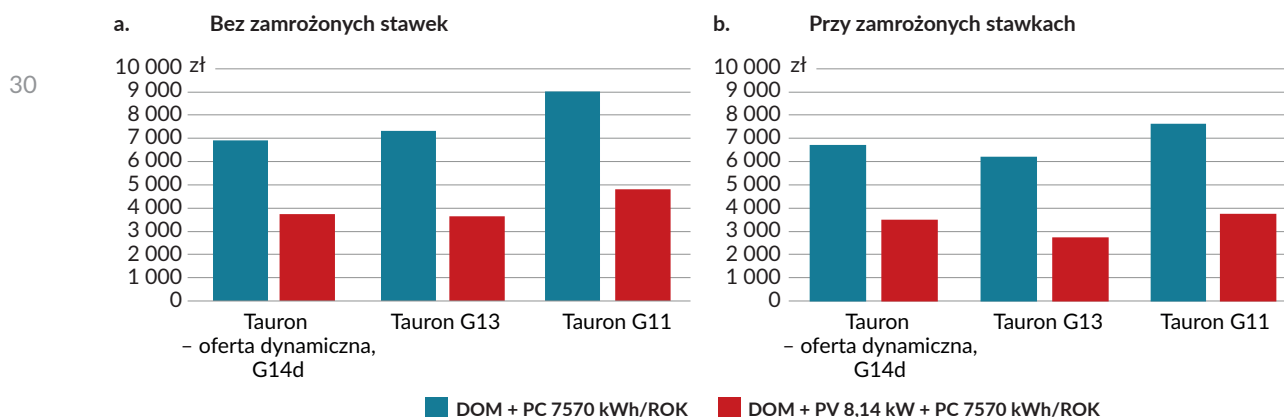
- 1) w systemie net-metering energia wprowadzana do sieci jest w przyszłości odejmowana od rachunku za energię elektryczną⁴⁶.
- 2) w systemie net-billing, który obowiązuje wszystkich nowych prosumentów, wprowadzana energia do sieci rozliczana jest po stawkach miesięcznych RCEM lub po stawkach godzinowych RCE⁴⁷ (wyznaczanych na podstawie stawek i wolumenów obrotu w fixingu I i fixingu II).

Prosumenci w systemie net-billing mogą jednak nie tylko sprzedawać energię po cenach godzinowych, ale w razie chęci, również kupować ją w ramach taryf dynamicznych.

Przykład budynku wyposażonego w pompę ciepła (wykres 15, s. 29) pokazał, że bez instalacji fotowoltaicznej przejście na dynamiczną ofertę zakupu energii połączoną z odpowiednią taryfą dystrybucyjną prowadziło do niższych rachunków niż korzystanie z taryfy G13 w przypadku stawek taryfowych.

Na wykresie 17 przedstawiono wynik analizy kosztowej, w której porównano koszty pozyskania energii elektrycznej w trzech różnych taryfach oraz z instalacją PV o mocy 8 kWp i bez instalacji PV. Analiza dotyczy systemu rozliczania net-billing, ponieważ w systemie net-metering prosumenci nie mają zachęty do elastyczności.

Wykres 17. Wpływ taryf na koszty energii elektrycznej przy użyciu mikroinstalacji fotowoltaicznej



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie oferty dynamicznej Tauron, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r. oraz wskazań Energetycznego Kompas PSE, stawek fixingu I i godzinowej produkcji znajdującej się w okolicach Wrocławia instalacji fotowoltaicznej o mocy 8,14 kW (produkcja roczna 8052 kWh) w okresie 24.05.2024–23.05.2025.

Z wykresu 17 wynika, że:

- Po dodaniu mikroinstalacji fotowoltaicznej oszczędności wynoszą ok. 3–4 tys. zł rocznie. Przy koszcie takiej instalacji w granicach 30 tys. zł (po odliczeniu dotacji) prosty okres zwrotu mieści się w 10 latach.
- Po zainstalowaniu mikroinstalacji fotowoltaicznej przechodzenie na taryfę dynamiczną nie będzie miało znaczącego wpływu na rachunek za energię elektryczną. Sytuacja ta się zmieni, jeśli w Polsce będzie więcej mocy w elektrowniach wiatrowych, co zredukuje ceny energii podczas chłodnych, wietrznych dni, w których nie będzie dużo słońca.

45 PTPiREE, *Mikroinstalacje w Polsce*, 2025, <https://ptpiree.pl/mikroinstalacje-w-polsce/>.

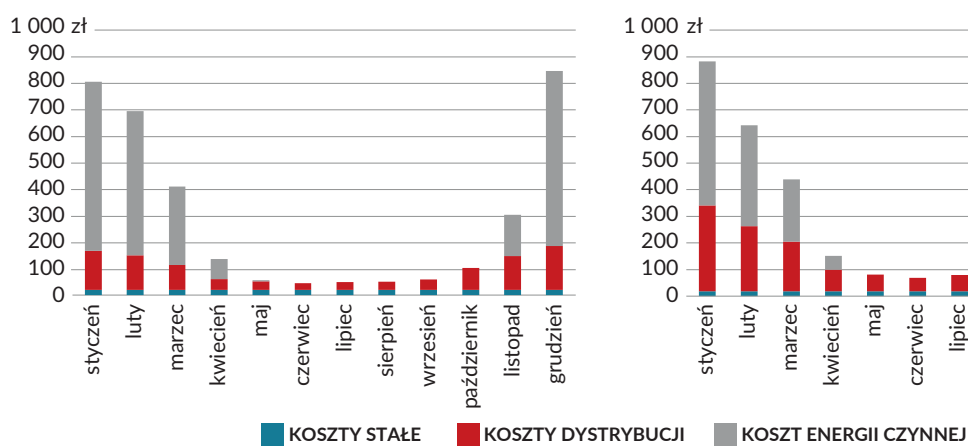
46 Więcej informacji o tym jak działa system rozliczeń prosumenta można znaleźć w analizie: T. Adamczewski, M. Jędra, *Mikroinstalacje na zakręcie. Jak zapewnić przyszłość energetyce rozproszonej w Polsce?*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/mikroinstalacje-na-zakrecie-jak-zapewnic-przyszlosc-energetyce-rozproszonej-w-polsce-3>.

47 Prosumenci przyłączeni do sieci OSD do 30.06.2024 r. mają wybór, natomiast wszyscy, którzy wprowadzili do sieci pierwszą kilowatogodzinę 01.07.2024 r. lub później, zgodnie z ustawą OZE rozliczani mają być po stawkach RCE.

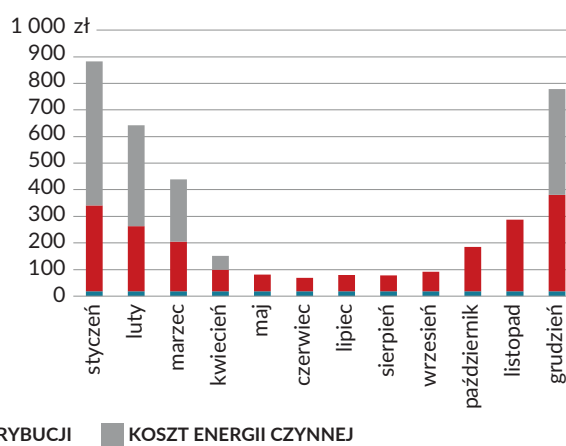
Dlaczego tak się dzieje? W godzinach niskich cen rynkowych (wysoka generacja z OZE w systemie) prosumenci i tak nie muszą pobierać energii z sieci, gdyż jego własna produkcja przewyższa aktualne zużycie. Wieczorem, gdy ceny są najwyższe, instalacja PV już nie produkuje wystarczającej ilości energii elektrycznej, a prosumenci muszą ją kupować z sieci. Tym samym potencjalna korzyść z reagowania na sygnały cenowe zostaje zniwelowana przez ograniczoną zdolność poboru energii w najtańszych okresach.

Na wykresach 18a i 18b porównano dwa scenariusze kosztów dla domu z instalacją PV wraz z pompą ciepła w rozbiciu na miesiące roku.

Wykres 18a. Wysokość i struktura rachunku dla domu z pompą ciepła i mikroinstalacją fotowoltaiczną



Wykres 18b. Wysokość i struktura rachunku dla domu z pompą ciepła i mikroinstalacją PV (ceny dynamiczne + G11)



31

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie oferty dynamicznej Tauron, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r. oraz wskazań Energetycznego Kompas PSE, stawek fixingu I i godzinowej produkcji znajdującej się w okolicach Wrocławia instalacji fotowoltaicznej o mocy 8,14 kWh (produkcja roczna 8052 kWh) w okresie 24.05.2024–23.05.2025.

Analiza wykresów 18a i 18b wykazuje, że chociaż koszty dystrybucji są najniższe w wariantcie G14dynamic, to średnie całkowite koszty zakupu energii elektrycznej w ofercie dynamicznej nie różnią się istotnie od tych w taryfie G11. W przypadku wyboru taryfy dystrybucyjnej innej niż dynamiczna model oparty na cenach giełdowych staje się w wielu sytuacjach najdroższą opcją dla prosumentów bez magazynu energii rozliczających się w ramach net-billingu.

Ostatecznie wybór oferty zakupu energii elektrycznej po cenach dynamicznych w analizowanych warunkach nie tylko nie przynosi wymiernych korzyści finansowych dla gospodarstw domowych posiadających instalację PV, lecz także w wielu scenariuszach okazuje się po prostu nieoptymalny.

Niemniej każdy przypadek warto rozpatrywać indywidualnie. Przykładowo posiadacze samochodów elektrycznych, którzy nie będą mogli ładować pojazdów w godzinach najwyższego nasłonecznienia, nadal mogą potrzebować lepszej oferty do ładowania pojazdów w nocy. Wskutek tego opłacalność rozliczeń na podstawie cen dynamicznych będzie się dla nich zwiększała wraz ze wzrostem mocy i czasu ładowania, zwłaszcza przy mniejszych mocach instalacji PV.

7.7. Profil z przesuwaniem zapotrzebowania

Nie ulega wątpliwości, że odpowiednie zarządzanie pracą stacji ładowania samochodów elektrycznych ma wpływ na obniżenie średniego kosztu zakupu energii elektrycznej przy rozliczeniach dynamicznych. To samo dotyczy pomp ciepła. Bardzo wysokie zapotrzebowanie energetyczne ze strony tych urządzeń sprawia, że przesunięcie zapotrzebowania (ang. *time-shifting*) na inne godziny w znaczącym stopniu może przekładać się na wysokość rachunków.

Z drugiej strony moc ładowarki do telefonu komórkowego mieszcząca się z reguły w zakresie 5–20 W jest na tyle niska, że planowanie używania jej w konkretnych godzinach jest zwyczajnie pozbawione sensu. A co z urządzeniami średniej mocy, takimi jak klimatyzator czy zmywarka?

W celu wykonania analizy zakładamy, że w gospodarstwie domowym w budynku jednorodzinnym funkcjonują trzy urządzenia AGD:

- bojler elektryczny do podgrzewania wody zużywający 2190–2555 kWh rocznie,
- klimatyzacja zużywająca 789–867 kWh rocznie,
- zmywarka zużywająca 438 kWh rocznie.

Dla każdego z urządzeń przygotowano dwa różne harmonogramy ich użytkowania:

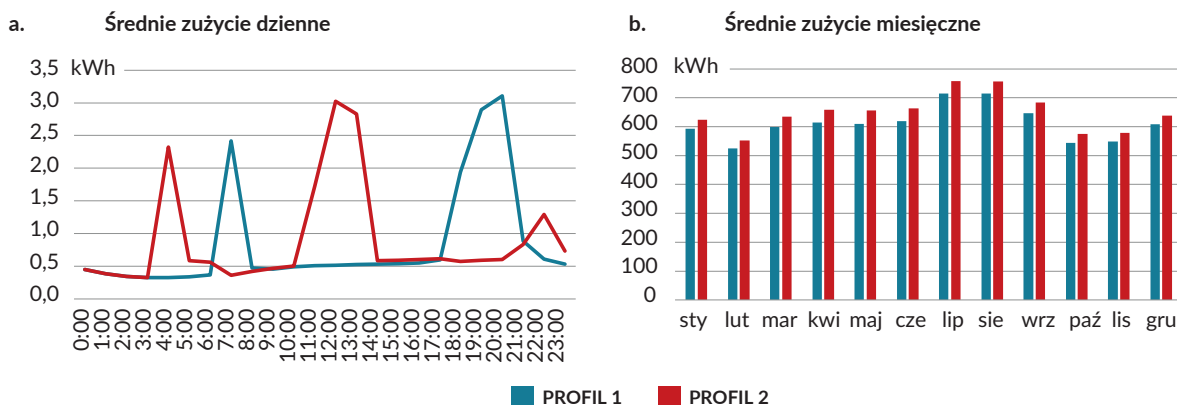
- 1) profil zakładający, że mieszkańcy budynku jednorodzinnego korzystają z nich wieczorem, po powrocie z pracy i ze szkoły, a także w mniejszym stopniu w godzinach porannych,
- 2) profil, w którym użytkownicy programują urządzenia w taki sposób, by największe moce osiągały one w godzinach, w których hurtowe ceny energii są z reguły niskie.

W przypadku zmywarki dla użytkownika nie ma znaczenia, w jakich godzinach doby zostanie uruchomiona. Zmiana harmonogramu pracy bojlera elektrycznego wpłynie jednak negatywnie na całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną ze względu na straty ciepłe powstałe pomiędzy godzinami zagrzania wody a jej poboru, które urządzenie będzie musiało zrekompensować. Podobnie w przypadku klimatyzacji – budynek zdąży się częściowo nagrzać przed powrotem mieszkańców. W związku z tym niezbędne będzie ponowne chłodzenie lub utrzymanie trybu ekonomicznego, co również przełoży się na większe zużycie w skali roku.

Na wykresie 19 przedstawiono dwa profile zużycia energii w gospodarstwie domowym posiadającym zmywarkę, klimatyzację oraz bojler elektryczny.

32

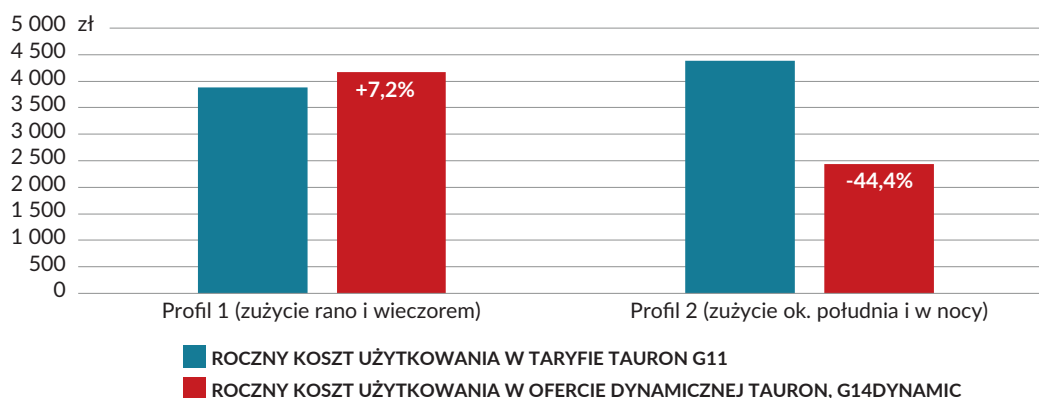
Wykres 19. Profile zużycia energii w gospodarstwie domowym posiadającym zmywarkę, klimatyzację oraz bojler elektryczny



Źródło: opracowanie własne Forum Energii.

Jak wynika z wykresu 19, godziny korzystania z tych urządzeń zostały przesunięte poza szczyty poranne i wieczorne. Taka zmiana pozwala skutecznie zredukować koszty zakupu energii elektrycznej w porównaniu z utrzymaniem taryfy G11, co zostało przedstawione na wykresie 20.

Wykres 20. Roczny koszt użytkowania urządzeń w zależności od profilu zużycia i taryf



Źródło: opracowanie własne Forum Energii.

Wyniki analizy przedstawione na wykresie 20 pokazują roczny koszt użytkowania klimatyzacji, bojlera i zmywarki w taryfie G11 oraz w przypadku wyboru oferty dynamicznej Tauron wraz z dynamiczną taryfą dystrybucyjną G14dynamic. O ile użytkowanie urządzeń zgodnie z pierwszym harmonogramem przyniosłoby straty rzędu 6,9–8,5% względem taryfy G11 (stawki taryfowe), o tyle przesunięcie ich poboru na korzystniejsze godziny spowodowałoby spadki kosztów użytkowania od 42,1% dla klimatyzacji do 49,9% dla zmywarki.

Sumarycznie dla grupy trzech urządzeń łączne oszczędności wynikające z drugiego harmonogramu pracy wyniosłyby 1947 zł (44,4%) względem taryfy G11. Co ciekawe, dla pierwszego profilu wydatki byłyby o 280 zł (7,2%) wyższe niż w taryfie G11 ze względu na nieefektywne wykorzystanie bojlera.

33

Zarządzanie pracą urządzeń może się przekładać na duże oszczędności, szczególnie gdy gospodarstwo domowe jest wyposażone w urządzenia AGD z wysokim poborem energii. Żeby móc skorzystać z cen dynamicznych bez utraty komfortu, mogą być potrzebne systemy i urządzenia, które automatycznie będą włączać sprzęt w zależności od ceny energii. O takich systemach i urządzeniach piszemy w rozdziale 8.

7.8. Profil z magazynem energii elektrycznej

Według danych Agencji Rynku Energii (ARE) w drugiej połowie 2024 r. liczba prosumenckich magazynów energii elektrycznej w Polsce wzrosła z 18 do 47 tys. Oznacza to, że w ciągu zaledwie 6 miesięcy do sieci przyłączono blisko 29 tys. akumulatorów o łącznej mocy 170 MW i pojemności 467 MWh. Do tej statystyki należy doliczyć także trudne do oszacowania zasoby magazynów zainstalowanych bez formalnego zgłoszenia, a także coraz liczniejsze magazyny wykorzystywane w instalacjach przemysłowych.

Tak dynamiczny rozwój segmentu magazynowania energii w gospodarstwach domowych wynika przede wszystkim ze zmiany mechanizmu rozliczeń prosumentów oraz powiązania możliwości uzyskania dotacji na mikroinstalację z programu Mój Prąd z koniecznością zakupu – również dotowanego – magazynu energii⁴⁸. Istotną rolę odegrał ponadto spadek cen ogniw i akumulatorów, przede wszystkim LFP (litowo-fosforanowo-żelazowych). Według raportu Ember tylko w 2024 r. średnie ceny baterii spadły aż o 40%⁴⁹.

Wprowadzenie cen dynamicznych dla konsumentów otwiera kolejne możliwości rozwoju tego rynku – tym razem już nie tylko wśród prosumentów, lecz także w grupie odbiorców, którzy z różnych przyczyn nie chcą lub nie mogą posiadać własnego źródła wytwórczego. W kontekście dynamicznego rozliczania energii zarządzanie zapotrzebowaniem staje się kluczowym narzędziem optymalizacji wydatków. Magazyn energii umożliwia dostosowanie profilu zużycia energii do zmiennych cen godzinowych.

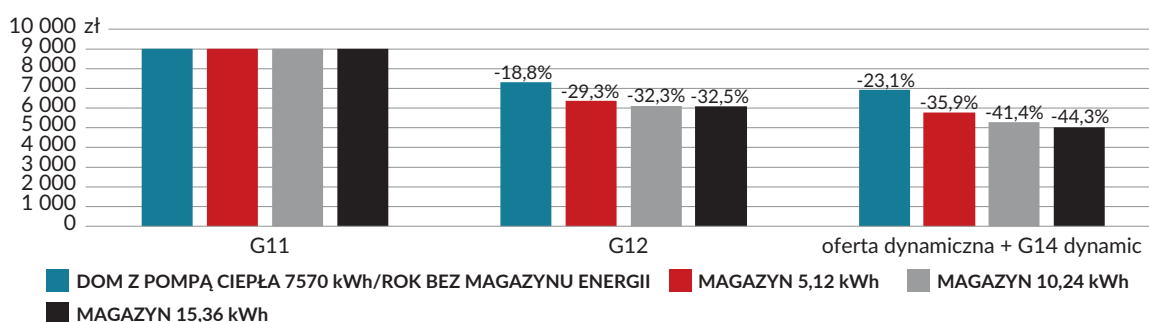
⁴⁸ Mój Prąd, <https://mojprad.gov.pl/>.

⁴⁹ K. Rangelova, D. Jones, *Solar electricity every hour of every day is here and it changes everything*, Ember 2025, <https://ember-energy.org/latest-insights/solar-electricity-every-hour-of-every-day-is-here-and-it-changes-everything/>.

Magazyn energii pozwala na pobór prądu np. w dwóch najtańszych godzinach doby, a następnie zasilanie odbiorów w okresach cen szczytowych, często przez wiele godzin. Co więcej, w połączeniu z inteligentnym systemem zarządzania magazyn może automatycznie identyfikować optymalne momenty ładowania i rozładowywania, reagując zarówno na ceny energii, jak i profil zużycia konkretnego budynku.

Przestawione na wykresie 21 wyniki analizy pokazują, że dla budynków wyposażonych w pompę ciepła magazyn energii elektrycznej może przynieść spore oszczędności zarówno w przypadku taryfy strefowej G13, jak i ofert z cenami dynamicznymi. Spadki kosztów są stosunkowo większe przy rozwiązaniu dynamicznym, zwłaszcza w odniesieniu do większych pojemności.

Wykres 21. Wpływ pojemności magazynu energii* na rachunki za energię dla budynku z pompą ciepła



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie oferty dynamicznej Tauron, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r. oraz wskazań Energetycznego Kompas PSE i stawek fixingu I w okresie 24.05.2024–23.05.2025. Realne profile zużycia energii elektrycznej z zasobów własnych autora.

* Założenia dotyczące magazynu energii: 0,5 C (moc: 2,56/5,12/7,56 kW), DoD 90%, sprawność cyklu 92%, algorytm optymalizacyjny z dostępem do stawek giełdowych.

34

Z wykresu 21 wynika również, że:

- niezależnie od pojemności magazynu energii ostateczny rachunek jest zawsze najniższy dla wariantu z cenami dynamicznymi,
- wraz ze wzrostem pojemności magazynu energii elektrycznej różnice między taryfami się pogłębiają – przy pojemności 15,36 kWh jest to już 44,3% różnicy między ofertą dynamiczną a taryfą G11,
- każdy kolejny moduł magazynu energii (5,12 kWh) przynosi coraz mniejsze dodatkowe oszczędności.

Ostateczne oszczędności będą zależeć nie tylko od charakterystyki profilu, cen giełdowych i danych technicznych akumulatora, ale również od algorytmu sterującego jego pracą. Dziś większość prosumenckich magazynów jest nastawiona na zwiększanie autokonsumpcji energii produkowanej w przydomowych mikroinstalacjach fotowoltaicznych. Choć takie ustawienie stanowi istotne źródło oszczędności dla prosumenckich, to bez dodatkowych ustawień niemożliwe byłoby uzyskanie pokazanych wyników.

Co więcej, w typowy słoneczny dzień magazyny prosumenckie ładują się rano, gdy tylko wystąpi nadwyżka i są pełne jeszcze przed południem. To oznacza, że w momencie największej generacji i najniższych cen, duża liczba instalacji fotowoltaicznych nadal wprowadza energię elektryczną do sieci mimo posiadania magazynu energii. Potrzebne są inteligentne algorytmy działające na podstawie wycen giełdowych, które mogą:

- zwiększyć opłacalność instalacji prosumenckich,
- zapewnić źródło oszczędności użytkownikom magazynu bez własnego źródła wytwórczego,
- wywrzeć większy wpływ na profil obciążeń w sieciach dystrybucyjnych⁵⁰.

50 Magazyn energii elektrycznej nastawiony na autokonsumpcję ze źródła OZE i niezarządzany względem cen giełdowych jest z reguły w pełni naładowany na długo przed momentem największej generacji z fotowoltaiki, wskutek czego w okolicach godzin południowych nadmiar energii nadal wysyłany jest do sieci, tak jakby magazynu energii nie było.

Obecna legislacja nie pozwala jednak na oddawanie energii elektrycznej z magazynu do sieci bez wcześniejszego zamontowania mikroinstalacji. Jest to ewidentny błąd regulacyjny. Zmiany prawne mogłyby spowodować, że wielu pasywnych odbiorców stałoby się aktywnymi fleksumentami, którzy żyliby w symbiozie z prosumentami. Fleksumenty korzystaliby z niskich cen w godzinach nadprodukcji w instalacjach prosumentów, a prosumenci wskutek większego zapotrzebowania na energię w tych godzinach nie musieliby jej oddawać całkowicie za darmo.

Jednocześnie należy rozważyć zmiany w programach dotacyjnych i dopuścić możliwość bezzwrotnego finansowania takich urządzeń bez konieczności instalowania mikroinstalacji. Jednym z warunków przyznania dotacji powinien być natomiast fakt posiadania przez magazyn inteligentnego algorytmu zarządzania jego pracą na podstawie cen giełdowych i przejście na taryfę dynamiczną.

7.9. Profil z miksem technologii

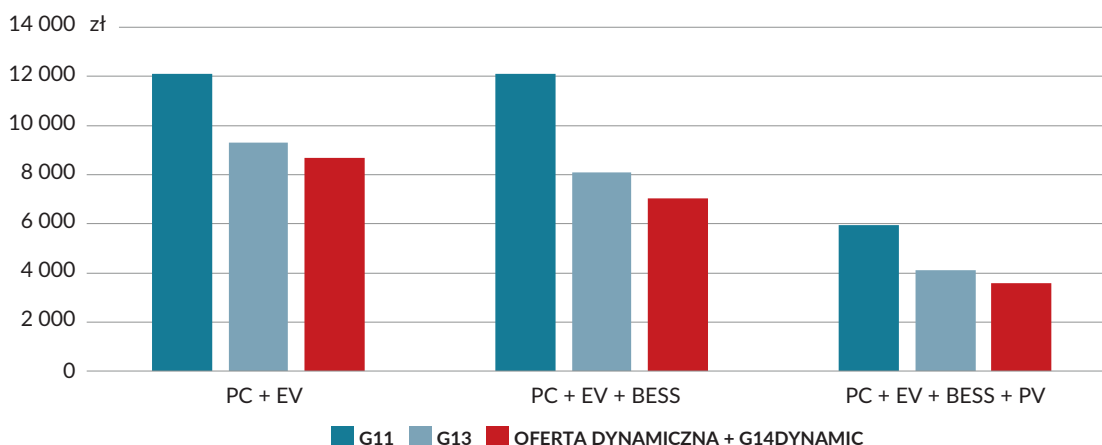
W praktyce odbiorcy często będą w jednym budynku łączyć ze sobą różne urządzenia i strategie. Wykres 22 pokazuje, jak będą zmieniać się rachunki w zależności od wykorzystanych technologii:

1. Przypadek 1 – dom z pompą ciepła (**PC**) oraz ładowarką do samochodu elektrycznego (**EV**) (zapotrzebowanie 10,3 MWh/rok).
2. Przypadek 2 – dom z pompą ciepła, ładowarką do samochodu elektrycznego (zapotrzebowanie 10,3 MWh/rok) i magazynem energii elektrycznej o pojemności 10,24 kWh.
3. Przypadek 3 – dom z pompą ciepła, ładowarką do samochodu elektrycznego (zapotrzebowanie 10,3 MWh/rok), magazynem energii elektrycznej (**BESS**) o pojemności 10,24 kWh i instalacją fotowoltaiczną o mocy 8 kWp.

35

Samochód elektryczny z funkcją V2G/H (ang. *Vehicle-to-Grid/Home*) może również odgrywać rolę domowego magazynu energii elektrycznej, umożliwiając wykorzystywanie zgromadzonych w nim nadwyżek na pokrycie zapotrzebowania innych odbiorników domowych. Takie rozwiązanie mogłoby też prowadzić do sprzedaży nadwyżki zgromadzonej w samochodzie w okresie wysokich cen. Zmiany legislacyjne są jednak wymagane, żeby móc takie rozwiązanie wdrożyć.

Wykres 22. Koszt pozyskania energii elektrycznej dla danego profilu zapotrzebowania



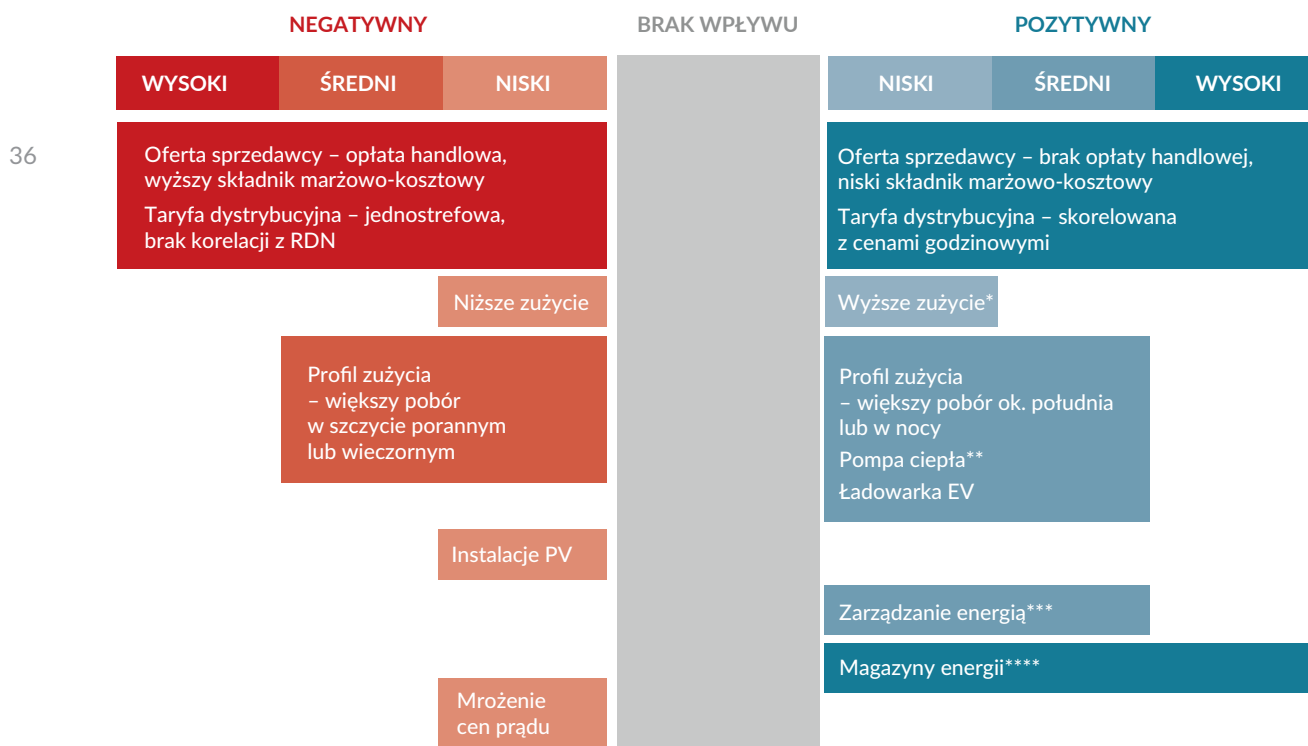
Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie oferty dynamicznej Tauron, taryf dystrybucyjnych Tauron na 2025 r. oraz wskazań Energetycznego Kompas PSE i stawek fixingu I w okresie 24.05.2024–23.05.2025. Realne profile godzinowe zużycia energii elektrycznej z zasobów własnych autora. Założenia dotyczące magazynu energii (10,24 kWh), fotowoltaiki i ładowarki EV identyczne z tymi zawartymi i wyjaśnionymi w poprzednich analizach.

Jak wynika z wykresu 22:

- dla danych profili zapotrzebowania i założeń taryfa strefowa G13 jest zdecydowanie tańsza niż standardowa taryfa G11 niezależnie od wariantu obliczeń,
- oferta dynamiczna w połączeniu z dynamiczną taryfą dystrybucyjną jest jeszcze tańsza niż G13, niezależnie od wariantu,
- profil zapotrzebowania z pompą ciepła i samochodem elektrycznym sprzyja rozliczeniom dynamicznym,
- instalacja magazynu energii tylko pogłębiłaby różnice kosztowe na korzyść cen dynamicznych,
- dołożenie instalacji fotowoltaicznej zmniejszyłoby znacząco różnice między ofertą dynamiczną a ofertami taryfowymi (zapas nad taryfą G11 stopniałby z ponad 5 tys. zł do niecałych 2,5 tys. zł),
- przy sumarycznym zużyciu 10 304 kWh/rok po wyborze rozliczeń godzinowych i magazynu energii o pojemności 10,24 kWh odbiorca końcowy zapłaciłby 7027,97 zł – czyli 1 kWh kosztowałaby go (już ze wszystkimi opłatami, również stałymi) 0,68 zł brutto.

Rysunek 5 przedstawia zbiór czynników wpływających na pozytywny lub negatywny efekt zmiany taryfy na dynamiczną.

Rysunek 5. Wpływ poszczególnych czynników na opłacalność ekonomiczną dla ofert z cenami dynamicznymi



* Ma to znaczenie przede wszystkim w kontekście ofert za opłatą handlową.

** Zwłaszcza w przypadku odpowiedniego podgrzewu c.w.u. oraz sterowania zewnętrznego pompą ciepła w celu ograniczenia zużycia w godzinach szczytowych.

*** Stopień wpływu w dużej mierze zależy od charakterystyki zarządzanych odbiorców, sposobu zarządzania nimi, a także wolumenu „przenoszonej w czasie” energii elektrycznej.

**** Duże znaczenie mają pojemność magazynu energii, jej dopasowanie do zapotrzebowania, a także sposób realizacji optymalizacji przez algorytm zarządzający pracą magazynu energii.

Dzięki taryfom dynamicznym odbiorcy końcowi mają możliwość ograniczania rachunków za energię elektryczną. Najprostszym sposobem redukcji kosztów na rachunkach jest dostosowanie poboru do czasu, w którym jest dużo wiatru i słońca.

8. Technologie zarządzania poborem energii

Żeby ułatwić, zautomatyzować i monitorować elastyczną pracę domowych urządzeń, potrzebne są jednak inne technologie – takie jak liczniki, podliczniki oraz oprogramowanie do zarządzania energią w domu.

8.1. Liczniki

Podstawowym wymogiem technicznym do rozliczania się po cenach dynamicznych jest posiadanie przez odbiorcę końcowego inteligentnego licznika zdalnego odczytu (LZO). Urządzenia tego typu pozwalają na pomiar energii elektrycznej pobranej z sieci, a następnie automatycznie przekazują do OSD wyniki tych pomiarów w każdym wycenianym rynkowo interwale czasowym (godzina lub 15 minut).

Nie ma fizycznej możliwości korzystania z ofert z cenami dynamicznymi u odbiorców posiadających starsze liczniki, co stanowi pewnego rodzaju barierę technologiczną⁵¹. Jej stopniowe usuwanie zapewnia Prawo energetyczne⁵² i wprowadzone w nim za sprawą dyrektywy rynkowej 2019/944 zmiany, które obligują każdego operatora sieci dystrybucyjnej posiadającego co najmniej 200 tys. odbiorców do wymiany liczników na LZO zgodnie z ustalonym harmonogramem. Do końca 2025 r. ma to być 35% odbiorców, w 2027 r. – 65%, a w 2028 r. już 80%⁵³.

Na koniec 2024 r. pięciu największych OSD zainstalowało łącznie 7,13 mln LZO, co stanowi 37,6% wszystkich planowanych wymian. O ile Energa Operator wywiązuje się z zadań wzorowo (2,9 mln – 86%), o tyle reszta OSD powinna zwiększyć tempo wymiany liczników. Dotyczy to zwłaszcza Enea Operator, gdzie wymieniono do tej pory tylko 0,48 mln liczników (17%)⁵⁴. Ministerstwo Klimatu i Środowiska przewidywało, że całkowite koszty związane z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania mogą kształtować się na poziomie nieco ponad 7 mld zł⁵⁵. To oznacza, że szacowany przez MKiŚ koszt jednego licznika energii to ok. 370 zł. Ostatnie przetargi pokazują, że realne koszty mogą być jednak nieco wyższe niż przewidywania. Przykładowo Enea Operator zapłaci prawie 250 mln zł za 600 tys. sztuk LZO⁵⁶, co daje średnią kwotę 416,67 zł za jeden licznik.

Wymiana liczników jest częściowo finansowana ze środków unijnych. Do końca 2024 r. łącznie 761 mln zł dotacji przeznaczono na dofinansowanie instalacji 3,4 miliona liczników zdalnego odczytu w ramach programu „Elektroenergetyka – Inteligentna infrastruktura energetyczna”, którego budżet wynosi 1 mld zł, ale może zostać zwiększony o kolejne 100 mln zł⁵⁷. Z punktu widzenia odbiorcy końcowego istnieją trzy możliwości montażu LZO:

- 1) wymiana zgodnie z harmonogramem – w terminie bliżej nieznanym, jednak nie później niż do 4 lipca 2031 r.,
- 2) wymiana do 30 dni od zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji,
- 3) wymiana na wniosek klienta – odpłatnie.

W przypadku chęci rozliczania się na podstawie stawek giełdowych wielu odbiorców będzie musiało skorzystać z opcji trzeciej. Problem w tym, że koszty wymiany licznika, wynoszące ok. 300–500 zł, zwłaszcza dla mniejszych odbiorców mogą zminimalizować sumaryczne oszczędności⁵⁸. W wielu przypadkach będzie to działanie, które będzie musiało się „zwrócić”, zamiast generować oszczędności od pierwszego dnia.

51 Jedna ze spółek obrotu (Bankilo Obrót w ramach oferty Pstryk) dostarcza własne liczniki i opiera na nich rozliczenia aż do wymiany głównego licznika przez OSD. Na dzień sporządzenia raportu ta usługa kosztuje jednak 299 zł, czyli niewiele mniej niż wymiana licznika na zgłoszenie u największych operatorów.

52 Ustawa Prawo energetyczne, art. 11t.

53 *Ibidem*.

54 T. Elźbieciak, *Polacy mają już ponad 7 mln inteligentnych liczników*, 2025, <https://wysokienapiecie.pl/107709-polacy-maja-juz-ponad-7-mln-inteligentnych-licznikow/>.

55 MKiŚ, *Projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne: instalacja inteligentnych liczników energii – korzyści i koszty*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-nowelizacji-ustawy-prawo-energetyczne-instalacja-inteligentnych-licznikow-energii--korzysci-i-koszty>.

56 Enea Operator, *Enea Operator rozstrzygnęła przetarg na zakup 3 mln liczników*, 2025, <https://media.enea.pl/pr/847702/enea-operator-rozstrzygnela-przetarg-na-zakup-3-mln-licznikow>.

57 Fundusz Modernizacyjny, *Fundusze na inteligentne liczniki energii*, 2024, <https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/fundusze-na-inteligentne-liczniki-energii>.

58 Na podstawie cenników usług pozataryfowych / dodatkowych OSD, dane aktualne na marzec 2025 r.

Poza umożliwieniem dostępu do ofert z cenami dynamicznymi inteligentne liczniki energii pozwolą także obniżyć koszty funkcjonowania całego systemu, m.in. poprzez eliminację kosztów zmiennych związanych z wizytami inkasentów spisujących dane z liczników lub zmieniających ich ustawienia przy zmianie taryfy. MKiŚ spodziewa się, że w 15-letnim horyzoncie czasowym oszczędności mogą sięgnąć aż 11,3 mld zł⁵⁹.

Warto rozważyć ustalanie harmonogramu wymian w OSD z uwzględnieniem zainteresowania skorzystaniem z ofert z cenami dynamicznymi. Tak jak dziś operatorzy wymieniają prosumentom liczniki bezkosztowo (do miesiąca po zgłoszeniu mikroinstalacji), tak należy wprowadzić możliwość darmowej wymiany dla pozostałych odbiorców. W końcu mogą się oni przyczynić do lepszego bilansowania energii elektrycznej w systemie.

8.2. Podliczniki

Podliczniki to urządzenia pomiarowe pozwalające na pomiar zużycia lub bilansu energii elektrycznej w wydzielonej części instalacji wewnętrznej lub w określonym urządzeniu. Są niezależne od głównego licznika energii elektrycznej, który został zamontowany w danym punkcie poboru energii (PPE). Do tej pory podliczniki służyły przede wszystkim do wewnętrznych rozliczeń między użytkownikami danego PPE oraz do lepszej kontroli zużycia przez dane urządzenia.

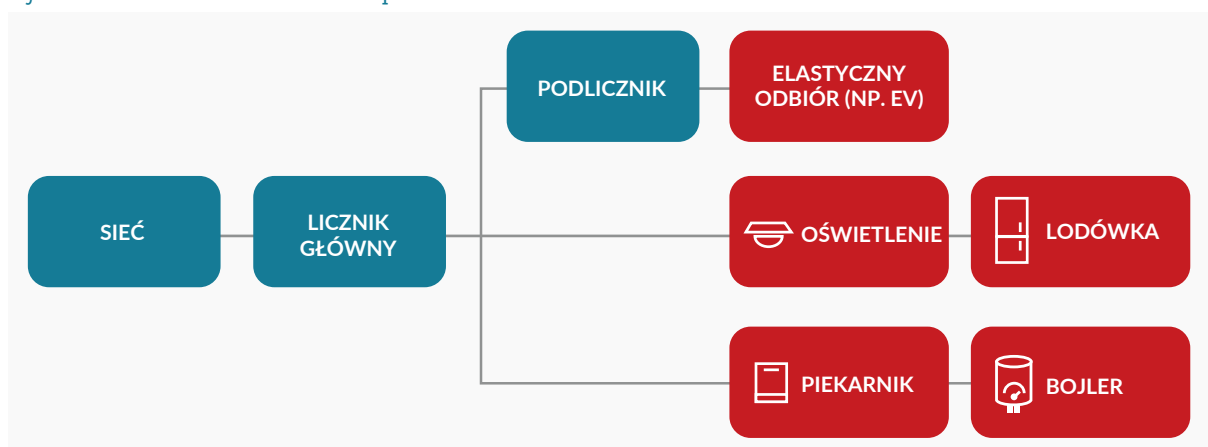
Podliczniki mają m.in. pozwolić na korzystanie z dwóch różnych sposobów rozliczeń w ramach jednego PPE. Możliwe będzie nie tylko wybranie różnych ofert zakupu energii (również od różnych spółek obrotu), ale także taryf dystrybucyjnych (w ramach tego samego OSD). Podlicznik pozwoli odbiorcy końcowemu zachować wszelkie korzyści związane z odbiorem w stałych taryfach (wygodę, komfort psychiczny) przy jednoczesnym czerpaniu korzyści z zasilania konkretnych urządzeń (np. bojlerów, EV, pomp ciepła, magazynów energii elektrycznej) z wykorzystaniem cen dynamicznych lub innych sygnałów rynkowych.

38

Podlicznik w przyszłości może też posłużyć do udziału konkretnego urządzenia w rynku mocy, arbitrażu lub usługach bilansujących poprzez agregatorów, których zadaniem będzie zarządzanie większą grupą elastycznych odbiorów oraz bilansowanie handlowe. Jeszcze inne zastosowanie podlicznika może polegać na wdrożeniu go w miejscu, w którym nie zamontowano jeszcze LZO, aby szybciej zacząć korzystać z rozliczeń z cenami dynamicznymi.

Dla OSD szersze zastosowanie podliczników pozwoli na ograniczenie zapotrzebowania w szczycie, co przekładać się będzie na niższe koszty sieciowe. Korzyści mogą też przynieść monitoring w czasie rzeczywistym oraz dane historyczne dotyczące danych urządzeń, które pozwolą lepiej przewidywać zachowania odbiorców, ich reakcje na sygnały rynkowe oraz prognozowane zapotrzebowanie w zależności od dnia i godziny.

Rysunek 6. Schemat zastosowania podliczników



Źródło: opracowanie własne Forum Energii.

Dane z podlicznika za zgodą odbiorcy końcowego mają trafiać do dostawców energii i innych potencjalnych uczestników rynku, takich jak agregatorzy czy dostawcy usług bilansujących.

Koszt podlicznika zależy od samego urządzenia oraz ewentualnych kosztów jego montażu. Prawdopodobnie będzie leżał po stronie odbiorcy, dlatego rozwiązanie będzie miało większy sens przy większych odbiorach, takich jak ładowarka do samochodu elektrycznego. Nie jest jednak wykluczone, że spółki obrotu lub agregatorzy w ramach oferty będą oferować finansowanie lub współfinansowanie dostawy i montażu podlicznika. Podlicznik może być także ich własnością i zostanie zamontowany w wewnętrznej instalacji elektrycznej odbiorcy końcowego, za jego zgodą. Po zakończeniu okresu obowiązywania umowy taki podlicznik mógłby wówczas zostać zdemontowany.

Przykłady wdrażania podliczników poza Polską

- W Danii odbiorcy energii elektrycznej mogą zawrzeć umowę na dostawę energii elektrycznej do swojego gospodarstwa domowego i inną umowę na dostawę energii elektrycznej do swojego samochodu elektrycznego lub pompy ciepła z inną firmą zajmującą się obrotem energią elektryczną.
- W Niemczech i Holandii istnieją ramy prawne umożliwiające instalację dodatkowych liczników energii w danych obiektach, np. po to, by korzystać w nich ze specjalnej taryfy.
- W Kalifornii podliczniki są stosowane przez dostawców usług bilansujących oraz w taryfach z cenami dynamicznymi dla właścicieli pojazdów elektrycznych (EV). Komisja California Public Utilities Commission zatwierdziła ich wdrożenie dla klientów posiadających EV, przy czym właścicielem i operatorem podlicznika może być sam klient lub strona trzecia. Dane z podliczników mogą być przesyłane przez Wi-Fi lub sieci komórkowe. Muszą być przechowywane lokalnie przez 30 dni oraz zdalnie przez 90 dni na wypadek sporów dotyczących rozliczeń. W przypadku nierozwiązania problemu odbiorca końcowy jest rozliczany za dany okres według stawek identycznych z głównym licznikiem energii⁶⁰.

39

Wyzwaniem technicznym jest zapewnienie zgodności danych z podliczników oraz liczników głównych. Z punktu widzenia OSP, OSD, a także całej sieci istotny jest bilans całego PPE. Transfery energii w ramach wewnętrznej instalacji elektrycznej, np. z magazynu energii elektrycznej do znajdującej się za podlicznikiem pompy ciepła, powinny być odróżnione od poboru energii elektrycznej z sieci przez te same urządzenia. Podlicznik w obu przypadkach może pokazać te same wskazania, ale ich wpływ na sytuację bilansową będzie inny.

O ile LZO muszą spełniać ściśle normy dotyczące pomiarów i ochrony danych, o tyle podliczniki nadal wymagają standaryzacji. Unijne rozporządzenie w sprawie dostępu do danych pomiarowych i danych dotyczących zużycia⁶¹ określa zasady dostępu do danych liczników inteligentnych, ale nie obejmuje podliczników, co wskazuje na potrzebę wprowadzenia nowych regulacji. Unia Europejska bada potencjalne rozwiązania w ramach ontologii SAREF4ENER⁶².

W Polsce nadal nie ma możliwości wyboru różnych taryf w ramach jednego punktu poboru energii i rozliczania się względem wskazań podlicznika. Obecnie prowadzone są prace legislacyjne w tym zakresie⁶³.

⁶⁰ J.P. Chaves-Ávila et al., *Submetering: Challenges and Opportunities for its Application to Flexibility Services*, „Current Sustainable/Renewable Energy Reports” 2024, vol. 11(2), s. 32.

⁶¹ Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1162 z dnia 6 czerwca 2023 r. w sprawie wymogów interoperacyjności oraz niedyskryminacyjnych i przejrzystych procedur dostępu do danych pomiarowych i danych dotyczących zużycia (Dz. Urz. UE L 154/10).

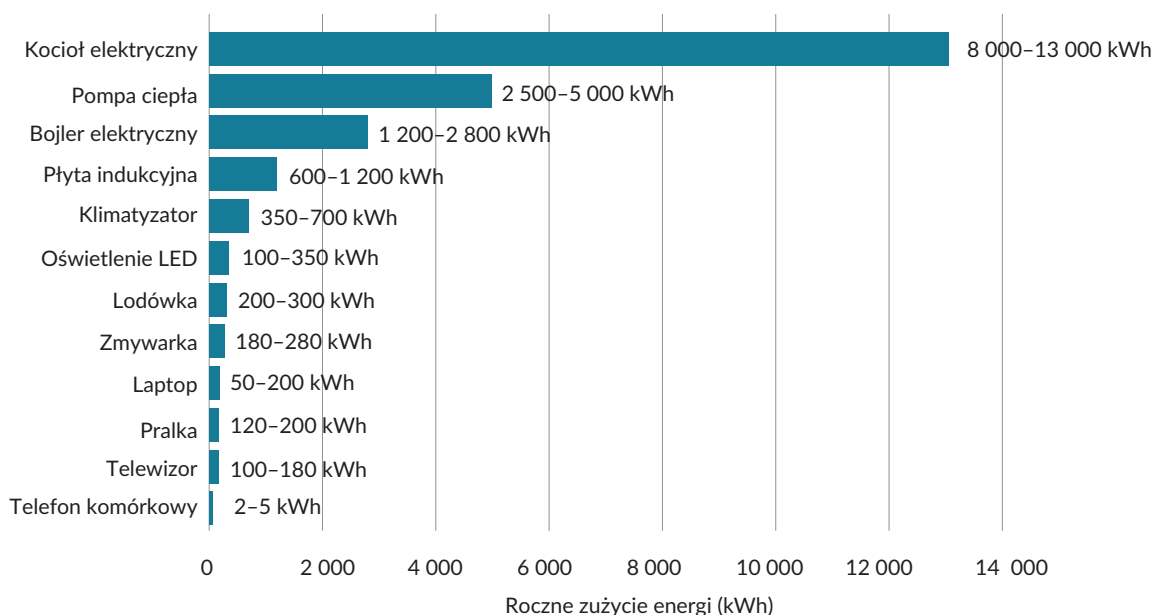
⁶² SAREF, <https://saref.etsi.org/>.

⁶³ MKiŚ, *Projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne*, op.cit.

8.3. Hardware i software do monitorowania i zarządzania energią elektryczną

Duża część konsumentów nie ma wiedzy na temat swojego zapotrzebowania, a także nie potrafi ocenić, ile energii zużywają poszczególne urządzenia⁶⁴. Przeszacowane bywa chociażby zapotrzebowanie ze strony telefonów komórkowych, laptopów czy oświetlenia. Przed podjęciem decyzji o jakiegokolwiek automatyzacji czy zarządzaniu warto się zastanowić, zmiana użytkowania jakich urządzeń będzie miała realny wpływ na rachunki.

Wykres 23. Szacowane roczne zużycie energii elektrycznej przez wybrane odbiorniki domowe



40

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie doświadczeń zawodowych autora. Wartości i zakresy zostały przybliżone, zwłaszcza w przypadku urządzeń silnie zależnych od użytkowników (np. płyta indukcyjna, bojler) lub charakterystyki budynku (np. pompa ciepła, kocioł elektryczny).

Niezależnie od zapotrzebowania i posiadanych odbiorników energii elektrycznej zawsze istnieje możliwość lepszego dostosowania profilu do cen godzinowych. W pewnych obiektach potencjał do zarządzania profilem zapotrzebowania jest po prostu większy niż w innych.

Całkowicie darmowym sposobem na zwiększenie korzyści z cen dynamicznych jest zmiana nawyków. Być może korzystanie ze zmywarki i pralki po godzinie 19.00 warto przełożyć np. na 13.00. Stawki w fixingu I na RDN są wtedy zazwyczaj niższe, a różnica w całkowitym koszcie poboru danej ilości energii elektrycznej z sieci zwiększy się znacząco przy wyborze niektórych strefowych taryf dystrybucyjnych.

Takie podejście do problemu ma jednak wiele ograniczeń. Nie każdy odbiorca końcowy ma możliwość elastycznego poboru energii i chęć, by dostosować się do stawek giełdowych. Wielu ludzi ceni sobie komfort korzystania z urządzeń i nie chce zmieniać nawyków lub po prostu nie ma fizycznej możliwości wykonania pewnych czynności w danych godzinach. Ograniczona jest też liczba urządzeń, które można w ten sposób kontrolować. W związku z tym pojawia się potrzeba wykorzystania oprogramowania, które zajmie się tym automatycznie lub przynajmniej uprości podejmowanie decyzji i zarządzanie energią. Przełożyć się to może zarówno na oszczędność czasu, jak i poszerzenie możliwości, np. poprzez załączanie odbiorów zdalnie lub bez ludzkiej ingerencji.

Przykładem może być **programowanie czasowe urządzeń**. Jest ono całkowicie darmowe, jeśli tylko dane urządzenie wyposażone jest w taką funkcjonalność. Oczywiście przykłady to podgrzewanie ciepłej wody użytkowej w pompie ciepła, sterowane czasowo klimatyzatory lub ustawienie godzin ładowania dla ładowarki EV, do której podłączony jest samochód elektryczny.

Programowanie nie musi jednak dotyczyć tylko dużych odbiorów z domów jednorodzinnych lub przedsiębiorstw – może też objąć urządzenia mające znaczący udział w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w mieszkaniach. W wielu zmywarkach czy pralkach można w bardzo prosty sposób ustawić czas, w jakim urządzenie ma rozpocząć pracę, lub godzinę, o której ma ją zakończyć. Ustawienie czasu pracy na godziny 4.00–6.00 lub 13.00–15.00, tak aby objąć zazwyczaj bardzo tanie godziny (uwzględniając dystrybucję i cenę energii elektrycznej na RDN), pomoże zwiększyć oszczędności, nie zmniejszając zbytnio komfortu – w zależności od preferencji domowników ubrania i naczynia będą czyste rano lub po powrocie z pracy.

To samo można osiągnąć w przypadku innych urządzeń przy zastosowaniu zewnętrznych programatorów. Najlepszym przykładem takiego rozwiązania jest gniazdko Wi-Fi. Można podłączyć do niego np. grzałkę, grzejnik elektryczny, powerbank czy zasilacz. Godziny, w których gniazdko ma być aktywne, można ustawić ręcznie lub z poziomu aplikacji w telefonie komórkowym. Aplikacje nie są dodatkowo płatne, a w wielu opcjach współpracują również z asystentami głosowymi, takimi jak Google Home czy Amazon Alexa. Dodatkową korzyścią może być możliwość monitorowania zużycia energii przez podłączone do takiego gniazdka urządzenia.

Godziny z najtańszą i najdroższą energią nie zawsze występują jednak w tych samych porach, w których średnie wartości roczne są najniższe. Z góry ustalony program okresowo z całą pewnością będzie zachowywał się nieoptymalnie. Teoretycznie możliwa jest jego codzienna konfiguracja względem cen godzinowych, ale byłoby to bardzo problematyczne i czasochłonne. Odbiorcy końcowi nie powinni tracić czasu na ciągły monitoring sytuacji giełdowej i podejmowanie decyzji. Warto jednak, by każdy zdawał sobie sprawę, że w ujęciu całego roku zarządzanie w stosunku do programu opartego na średnich cenach nadal powinno pozwolić na wygenerowanie oszczędności.

Większe możliwości dają rozwiązania, które mogą same odpowiednio dostosować harmonogram względem cen na rynku spot. W zależności od charakteru odbiorów, wolumenów zużycia i indywidualnych preferencji czasami warto podjąć pewne działania lub zainwestować w odpowiednie urządzenia i software, które zajmą się wszystkim automatycznie.

Idealna aplikacja umożliwiłaby przede wszystkim następujące działania:

- Historia zużycia wraz z symulacją strat lub oszczędności – taka funkcjonalność znacząco ułatwiłaby odbiorcy końcowemu podjęcie decyzji oraz wybór właściwej oferty. Zwiększyłoby się również prawdopodobieństwo, że oferty z cenami godzinowymi wybiorą ci, którzy będą mieli największy potencjał do obniżenia kosztów własnych oraz kosztów funkcjonowania całego systemu.
- Bieżący monitoring i powiadomienia – dzięki temu odbiorca końcowy miałby lepszą kontrolę nad zużyciem i rachunkami, a także czułby się spokojniej, wiedząc, że aplikacja sama poinformuje go o tym, gdy ceny przekroczą pewien pułap lub spadną poniżej ustalonej granicy.
- Automatyczna optymalizacja zarządzania odbiorami z możliwością ręcznej konfiguracji – takie rozwiązanie znacząco zwiększa nie tylko komfort korzystania z ofert z cenami dynamicznymi, ale także potencjalne oszczędności. Algorytmy optymalizacyjne mogą maksymalizować oszczędności, załączając i odłączając odbiory bez żadnego udziału człowieka.
- Łatwy eksport danych pomiarowych i giełdowych – umożliwienie ręcznego poboru wszystkich danych oraz zapewnienie dostępu do nich wybranym zewnętrznym urządzeniom może pomóc zintegrować cały system z innym oprogramowaniem w celu uzyskania dodatkowych funkcjonalności.

Ważne również, by aplikacja była:

- bezpieczna w użyciu,
- skuteczna i dokładna pod kątem monitoringu i optymalizacji,
- intuicyjna i prosta w obsłudze.

Ostatnim kryterium determinującym zasadność użycia oprogramowania w danym obiekcie są oczywiście jego cena początkowa oraz ewentualna cena subskrypcji.

Obecnie w Polsce nie istnieje żadna aplikacja spełniająca wszystkie powyższe kryteria i wymagania. Przedstawiamy jednak krótki opis dostępnych możliwości oraz propozycji zmian dla ustalonych wcześniej głównych wymagań dotyczących oprogramowania.

1. Historia zużycia wraz z symulacją strat lub oszczędności

Możliwość prezentacji historii zużycia, średniego zużycia godzinowego lub symulacji oszczędności jest zależna od dysponowania danymi pomiarowymi, które dziś spółce obrotu dostarcza OSD. Większość odbiorców energii elektrycznej posiadających LZO ma możliwość podglądu zapotrzebowania na energię elektryczną w poszczególnych godzinach wybranej doby. Słupki z wolumenem energii pobranej w każdej z godzin posiadacze liczników mogą sprawdzić po zalogowaniu do przeznaczonych do tego portali, takich jak eLicznik (Tauron Dystrybucja) czy Mój Licznik (Energa Operator). Dane godzinowe można sprawdzać dla poszczególnych dni, a odczyty dobowe dla poszczególnych miesięcy.

Jako że każdego dnia zużycie energii może wyglądać zupełnie inaczej, w celu zwiększenia czytelności danych historycznych pomocne dla użytkowników mogłyby okazać się uśrednienia lub wartości skumulowane dla danych godzin w wybranym, dłuższym okresie. Taki wykres pozwoliłby odbiorcy znacznie szybciej i dokładniej zrozumieć swój profil godzinowy i możliwości jego kształtowania. Konieczne jest zadbanie o to, by wraz ze zwiększeniem planowanej częstotliwości zmian wycen na RDN na indeksy 15-minutowe dostosowały się do tego aplikacji OSD i dostawców energii elektrycznej.

Problem, który należy niezwłocznie rozwiązać, stanowi eksport danych godzinowych dla dłuższego okresu. Przeszkodą w uzyskaniu dostępu do informacji jest nie tylko dostępność LZO, ale również nieregulowane przez URE cenniki usług pozataryfowych, w których OSD mogą zażyczyć sobie wysokich opłat za udostępnienie takich danych. Przykładowo maksymalny okres, dla którego można wygenerować plik z danymi w takiej rozdzielczości w aplikacji Mój Licznik (Energa Operator), wynosi zaledwie jeden dzień. Jeśli ktoś nie chce poświęcać czasu na generowanie 365 lub 366 osobnych arkuszy kalkulacyjnych, to pozostaje mu zapłacić za uzyskanie takich danych⁶⁵.

Nie ma możliwości łatwego i rzetelnego sprawdzenia opłacalności przejścia na rozliczenia godzinowe na stronach internetowych lub w aplikacjach spółek obrotu. Jest natomiast technicznie możliwe, by na podstawie danych z OSD dało się przygotować takie analizy dla właścicieli OSD. Po wprowadzeniu Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE)⁶⁶ powinno to zostać ułatwione dla zewnętrznych podmiotów, które na podstawie jawnych i transparentnych ofert oraz danych pomiarowych dostępnych poprzez CSIRE będą mogły dokonać obliczeń dla danych punktów poboru energii.

2. Bieżący monitoring i powiadomienia

Bieżący monitoring zużycia w poszczególnych godzinach jest możliwy w aplikacjach OSD dla posiadaczy LZO, ale działa z pewnym opóźnieniem. W niektórych aplikacjach, takich jak Energa24, dostęp do cen godzinowych z TGE możliwy jest dopiero po podpisaniu umowy w ramach oferty dynamicznej. W innych, jak aplikacja Pstryk, dostęp do nich ma każdy, kto pobierze oprogramowanie i się zarejestruje. Ta ostatnia pozwala również na sprawdzenie zużycia energii elektrycznej, sumarycznych kosztów wraz ze wszystkimi zmiennymi opłatami dystrybucyjnymi, stawek bazowych z RDN oraz śladu węglowego. Każdą z tych wartości można sprawdzać w ujęciu dobowym, tygodniowym, miesięcznym i rocznym, a sama aplikacja jest intuicyjna w obsłudze. Dodatkowo istnieje możliwość włączenia powiadomień z prostymi wskazówkami dotyczącymi zużycia.

⁶⁵ Na podstawie danych otrzymanych od Energa Operator, dane aktualne na marzec 2025 r.

⁶⁶ PSE, *Start Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii*, 2025, <https://www.pse.pl/-/start-centralnego-systemu-informacji-ryнку-energii#:~:text=1%20lipca%202025%20r.,funkcjonowania%20detalicznego%20rynku%20energii%20elektrycznej>.

Powiadomienia może także wysyłać aplikacja Energetyczny Kompas. Każdy jej użytkownik, w zależności od indywidualnych preferencji, może otrzymywać informacje o godzinach szczytu wyznaczonych na kolejny dzień lub osobne ostrzeżenia przed każdą z godzin szczytowych. Energetyczny Kompas nie jest powiązany w żaden sposób z indywidualnym zużyciem w danym punkcie poboru energii (PPE), ma za to wartość edukacyjną, pozwalającą na lepsze zrozumienie kwestii związanych z bilansem całego systemu elektroenergetycznego. Umożliwia sprawdzenie prognoz oraz rzeczywistego zapotrzebowania KSE, aktualnej struktury generacji i podaje przykłady indywidualnego wpływu użytkowników na funkcjonowanie całej sieci.

Urządzenia i oprogramowanie do monitoringu zużycia dostarczają również producenci niezależnych od OSD liczników energii elektrycznej, które – w zależności od miejsca montażu – mogą mierzyć i rejestrować historię pomiarów dla poszczególnych urządzeń, obwodów lub budynków. Koszty związane z zakupem oraz instalacją sprawiają jednak, że ich zastosowanie powinno się ograniczać przede wszystkim do urządzeń o relatywnie wysokich mocach.

Docelowo w każdej aplikacji dostawcy energii elektrycznej powinny znajdować się ceny godzinowe lub 15-minutowe importowane z TGE oraz zwiększone o adekwatne opłaty dodatkowe i podatki zmienne koszty dystrybucyjne. W ten sposób każdy użytkownik już w godzinach popołudniowych mógłby sprawdzić sumaryczne ceny poboru 1 kWh z sieci dla każdej z godzin następnego dnia. Jest to ważne zwłaszcza w sytuacjach, w których wykorzystuje się zarządzanie poprzez programy, a nie automatyczną optymalizację.

3. Automatyczna optymalizacja zarządzania odbiorami z możliwością ręcznej konfiguracji

Jeszcze do niedawna nic nie wskazywało na to, by aplikacje spółek obrotu lub OSD miały służyć również do zarządzania energią po stronie odbiorcy końcowego. Sytuacja ta zaczyna się jednak zmieniać. Przykładem jest system oferowany przez Tauron we współpracy z firmą Zamel, oparty na oprogramowaniu Lavva. Rozwiązanie to umożliwia automatyczne sterowanie urządzeniami domowymi (takimi jak pompy ciepła, grzałki, klimatyzatory czy ładowarki EV) w zależności od aktualnych cen energii i trybu działania urządzeń, co bezpośrednio odpowiada na potrzeby użytkowników rozliczających się w systemach cen dynamicznych.

43

Inna spółka obrotu rozwija równoległe podobne funkcjonalności w postaci Pstryk Connect, która ma służyć do inteligentnego zarządzania energią na podstawie sygnałów cenowych z rynku. Na razie możliwa jest integracja z ładowarkami EV oraz z magazynem energii elektrycznej wybranego producenta, ale liczba opcji i możliwości ma się zwiększać w przyszłości.

Na rynku dostępna jest również coraz szersza gama niezależnych aplikacji do zarządzania energią. Część z nich opiera się na ręcznym programowaniu i ustawianiu harmonogramów, podczas gdy inne wykorzystują zaawansowane algorytmy optymalizacyjne, coraz częściej wspierane sztuczną inteligencją. Oprogramowanie podejmuje decyzje dotyczące sterowania podłączonymi do niego urządzeniami na podstawie prognozy zapotrzebowania, cen giełdowych, a czasami także prognozy produkcji energii elektrycznej (w przypadku źródeł OZE).

Większość z tych rozwiązań, podobnie jak aplikacje spółek obrotu i OSD, nie wiąże się z żadnymi bezpośrednimi kosztami dla odbiorcy końcowego. Darmowe są zarówno rozwiązania typu *open source*, np. Home Assistant, jak i te dołączane przy zakupie różnego rodzaju urządzeń, za które trzeba już zapłacić. Ceny hardware do zarządzania energią wraz z ewentualnym montażem mogą się wahać od kilkudziesięciu złotych za prosty sterownik czy gniazdko programowalne na Wi-Fi do większych kwot za pełne wdrożenie rozwiązań smarthome dla większej liczby odbiorów.

Odpowiednie oprogramowanie jest szczególnie ważne w przypadku posiadania elastycznych odbiorów o większych mocach, a także magazynów energii i ciepła. Możliwe jest zarządzanie nie tylko harmonogramem ładowania (np. ładowanie akumulatora w najtańszych godzinach lub oddawanie energii do sieci, gdy ceny są najwyższe), ale również sterowaniem innych urządzeń, takich jak grzałki elektryczne, pompy ciepła, ładowarki EV czy klimatyzatory. Podstawą do takiej współpracy urządzeń są kompatybilność komunikacyjna oraz dane pochodzące z liczników inteligentnych.

Za dobry przykład mogą służyć takie rozwiązania jak Sigenergy AI mode lub SolarEdge ONE. W obu przypadkach aplikacja jest nieodpłatnie dołączana do falowników hybrydowych i magazynów energii. Konfiguracja nie jest zbyt skomplikowana, a oprogramowanie potrafi optymalizować procesy bez ciągłej ingerencji użytkownika. W zależności od cen rynkowych, aktualnej i prognozowanej produkcji, poziomu naładowania magazynu energii, a także spodziewanego zapotrzebowania, program sam dokonuje optymalizacji, której celem jest maksymalna oszczędność.

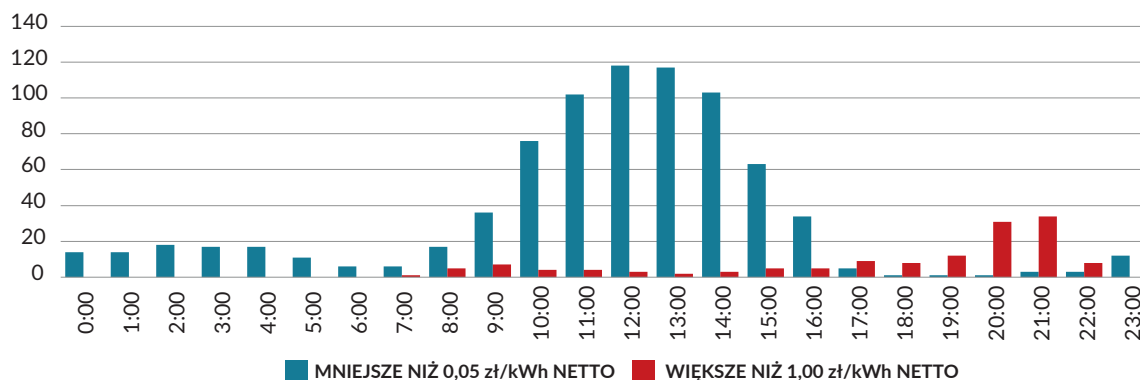
Oprogramowanie tego typu dostarczane jest także przez zewnętrznych dostawców dla wybranych typów falowników – zaawansowany software zarządzający pracą przydomowych magazynów energii realizują rozwiązania, takie jak ZeroNest czy GBB Optimizer.

Szczególną uwagę należy zwrócić na to, by każdy z systemów zarządzania energią miał możliwość pełnej i prostej konfiguracji całkowitych kosztów energii elektrycznej. Istnieją aplikacje, które decyzje podejmują tylko na podstawie cen rynkowych, co w przypadku różnic między stawkami dystrybucji oraz dodatkowych kosztów związanych z zakupem samej energii elektrycznej może prowadzić do błędnych decyzji.

Ważnym pytaniem może być to, na jakie różnice w oszczędnościach przełoży się zastosowanie prostego programu czasowego wobec narzędzia optymalizacyjnego, podejmującego decyzje na podstawie cen rynkowych. Choć realnie zależy to od bardzo wielu czynników, w celu podania uproszczonej odpowiedzi przygotowano analizę dla wcześniej omawianego profilu budynku z pompą ciepła. Założono trzy sposoby optymalizacji:

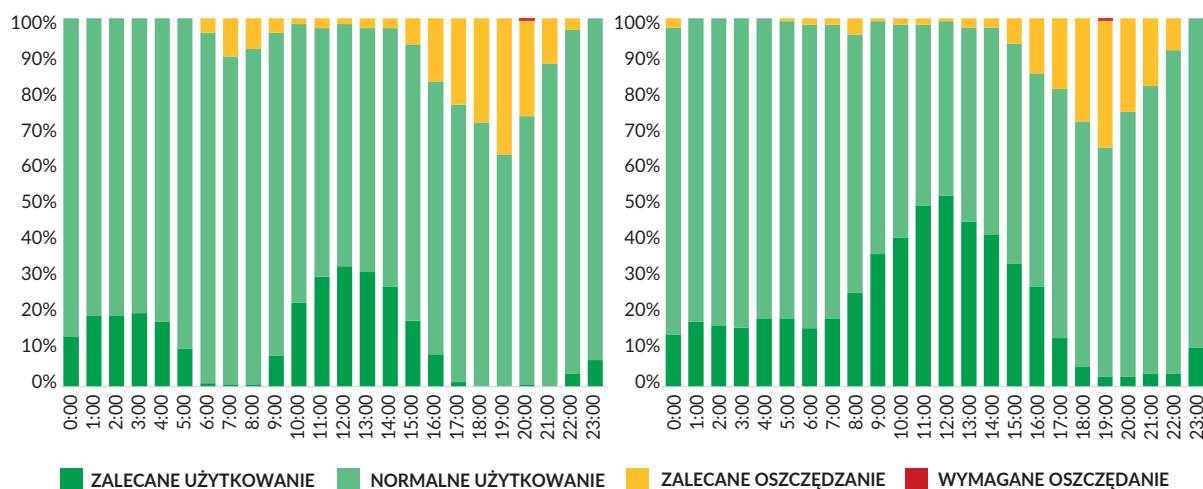
- Sposób 1 – zapotrzebowanie w wysokości 1 kWh przesuwane jest z godziny 20.00, kiedy stawki w fixingu I najczęściej osiągają maksimum, na godzinę 12.00, gdy najczęściej osiągają minimum (wykres 25).
- Sposób 2 – algorytm szuka wartości minimalnych i maksymalnych w fixingu I dla każdego dnia osobno, a następnie przesuwa 1 kWh z godziny najdroższej na najtańszą.
- Sposób 3 – algorytm uwzględnia również wszystkie dodatkowe opłaty, wliczając w to także wskazania Energetycznego Kompas PSE (wykres 26), i szuka dziennych minimów i maksimów dla całkowitej zmiennej stawki za energię elektryczną brutto, a następnie przesuwa 1 kWh z godziny najdroższej na najtańszą.

Wykres 24. Częstotliwość występowania wysokich i niskich cen hurtowych w godzinach doby



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych TGE oraz wskazań Energetycznego Kompas PSE. Dane za okres od 01.12.2024 do 30.11.2025 (12 miesięcy).

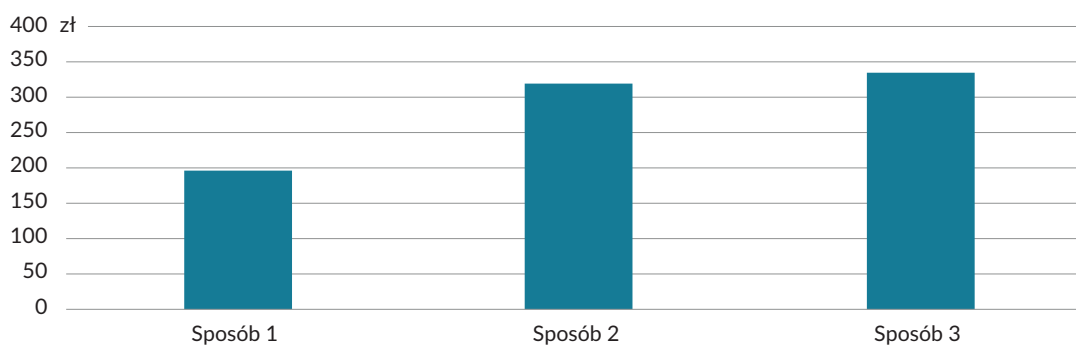
Wykres 25. Wskazania kompasu energetycznego w danej godzinie



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych wskaźników Energetycznego Kompasów PSE. Dane za okres od 01.12.2024 do 30.11.2025 (12 miesięcy).

Na wykresie 26 przedstawiono oszczędności wynikające z przesunięcia zapotrzebowania przy użyciu opisanych metod. Wykorzystanie prostego programu pozwoliło na osiągnięcie niespełna 200 zł oszczędności z przesuniętych 337 kWh⁶⁷. Drugi sposób pozwala na zwiększenie zysków o 62,3%, a trzeci o 70,1% przy przesunięciu 332 kWh.

Wykres 26. Roczne oszczędności wynikające z przesunięcia momentu poboru energii



Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych TGE oraz wskaźników Energetycznego Kompasów PSE w okresie 23.05.2024-22.05.2025. Realne profile godzinowe zużycia energii elektrycznej z zasobów własnych autora.

9. Podsumowanie i rekomendacje

Dzięki dynamicznym taryfom za pobór i dystrybucję energii odbiorca końcowy ma możliwość dokonania oszczędności na rachunku za energię elektryczną. Żeby skorzystać z nowych możliwości, gospodarstwa domowe musiałyby dostosować swoje zużycie do warunków atmosferycznych albo zainwestować w (lub wykorzystać coraz częściej istniejące wbudowane) urządzenia i oprogramowanie, które pozwoliłoby zarządzać energią w domu.

Zachęcanie odbiorców końcowych do bardziej elastycznego poboru energii jest pożądane z perspektywy kosztów i bezpieczeństwa systemu energetycznego. Im lepiej odbiory będą dopasowane do wytwarzania, tym mniej będzie potrzebnych inwestycji w moce szczytowe i magazyny energii.

Dynamiczne taryfy dla cen energii (czyli największy składnik rachunku za prąd) pozwalają oszczędzać na rachunkach gospodarstw domowych. Nie jest to jednak wystarczająca zachęta finansowa, by skłonić większą rzeszę odbiorców do wysiłku w postaci zmian zachowania czy inwestycji w technologie pozwalające zarządzać poborem energii w domu. Ze względu na zmienność cen w czasie istnieje też ryzyko wyższych opłat. W celu zwiększenia popularności cen dynamicznych wśród gospodarstw domowych ważne jest, żeby zostały wprowadzone dodatkowe ułatwienia i zachęty, o których piszemy dalej.

Rekomendacje

1. **Dynamiczne taryfy dystrybucyjne.** Tauron wprowadził na rynek ofertę dynamicznej taryfy dystrybucyjnej. Nie jest to jednak obowiązek ustawowy, co oznacza, że odbiorcy w Polsce nie mają gwarancji takiej opcji. Warto wdrożyć taki obowiązek w ramach ustawy Prawo energetyczne.
2. **Połączenie dynamicznych cen energii z dynamicznymi taryfami dystrybucyjnymi.** Obecnie odbiorcy przyłączeni do sieci jedyne OSD proponujące dynamiczne taryfy dystrybucyjne, po wyborze takiej taryfy nie mają możliwości zakupu energii po cenach dynamicznych. Ustawodawca powinien zapewnić możliwość wyboru dowolnej oferty z cenami dynamicznymi, niezależnie od wybranej taryfy dystrybucyjnej.
3. **Maksimum cenowe.** Gospodarstwa domowe rozważające przejście na ceny dynamiczne mogą obawiać się sytuacji, w których z konieczności lub przy braku kontroli skorzystają z energii w godzinach wyjątkowo wysokich cen, co negatywnie odbije się na wysokości rachunku. Żeby zredukować to ryzyko, powinny zostać wprowadzone ograniczenia co do maksymalnej ceny energii i kosztów dystrybucji w taryfach dynamicznych lub limity średnich kosztów na rachunku. Jest to istotne zwłaszcza z punktu widzenia posiadaczy pomp ciepła, którzy przy dobowej charakterystyce pracy urządzeń, dzisiejszej konstrukcji rynku energii i bardzo niskich temperaturach w niesprzyjających warunkach okresowo mogliby być najbardziej narażeni na bardzo wysokie wyceny.
4. **Ceny dynamiczne jako rozwiązanie domyślne.** Po wprowadzeniu maksimum cenowego lub limitu średnich kosztów na rachunku taryfy dynamiczne mogłyby być oferowane jako domyślne taryfy dla gospodarstw domowych z opcją zmiany, np. na G11.
5. **Zapewnienie dostępu do ujemnych cen.** Jedną z największych zachęt do przejścia na ceny dynamiczne są okresy, w których stawki spot spadają poniżej 0 zł/kWh. Z tego powodu wszyscy sprzedawcy powinni umożliwiać klientom pełne korzystanie z cen ujemnych. Spółki obrotu i tak uzyskują stały przychód z marży niezależnie od poziomu cen, a ograniczanie korzyści z wycen ujemnych nie tylko zmniejsza potencjalne oszczędności odbiorców, lecz także osłabia sygnał cenowy, pogarszając efektywność bilansowania systemu.

6. **Porównanie kosztów na fakturze.** W celach edukacyjnych i promocji rozwiązań dynamicznych, sprzedawcy powinni być zobowiązani do pokazania na fakturze rocznej różnicy kosztów obecnej taryfy i gdyby odbiorca korzystał z taryfy dynamicznej. Rozwiązanie to jest możliwe u odbiorców posiadających inteligentne liczniki.
7. **Magazyny energii – umożliwienie sprzedaży energii.** Obecnie gospodarstwa domowe posiadające magazyny energii, ale nieposiadające mikroinstalacji fotowoltaicznej nie mogą oddawać energii z magazynu do sieci. Ogranicza to możliwość odsprzedawania energii, gdy system jej potrzebuje (i ceny są najwyższe). Taka blokada ogranicza możliwość wspierania systemu oraz szybszego zwrotu inwestycji.
8. **Magazyny energii – system wsparcia.** Powinna istnieć możliwość uzyskania dotacji na sam magazyn energii bez konieczności posiadania fotowoltaiki. Jednocześnie system dotacyjny powinien wymagać, by magazyny energii były wyposażone w oprogramowanie, które steruje poborem i oddawaniem energii zgodnie z cenami giełdowymi lub wskazaniem Energetycznego Kompas PSE.
9. **Podliczniki i wiele umów.** Należy umożliwić montowanie podliczników przy urządzeniach, które mogą pracować w sposób elastyczny – w szczególności, takich jak pompa ciepła czy ładowarka do samochodu elektrycznego. Dzięki temu energia elektryczna dla odbiorów elastycznych mogłaby być rozliczana na zasadach dynamicznych, a pozostałe urządzenia, które muszą mieć ciągły dostęp do energii (lodówka, routery, kuchenka), mogłyby pozostać przy taryfie G11 lub G12. W ten sposób nie trzeba byłoby zmuszać użytkowników do zmiany wszystkich nawyków, ale jednocześnie można budować elastyczność w systemie.
10. **Opłaty abonamentowe.** Ustalenie opłat abonamentowych na poziomie zachęcającym do przejścia na taryfy dynamiczne. Duże spółki powinny też konkurować między sobą, oferując ceny dynamiczne poza obszarami w których mają sieci dystrybucyjne.
11. **Dostęp do własnych danych.** Odbiorcom posiadającym liczniki zdalnego odczytu operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni zapewnić dostęp do szczegółowych danych pomiarowych w rozdzielczości 15-minutowej. Dane powinny być dostępne nie tylko do odczytu, ale również pobrania – całkowicie za darmo dla całego roku. Zgodnie z unijną dyrektywą rynkową udostępnianie tych danych nie powinno wiązać się z żadną opłatą.
12. **Łatwe porównywanie ofert.** URE prowadzi porównywarkę ofert cenowych dla odbiorców końcowych, która ma formę arkusza kalkulacyjnego. Porównywarka taka powinna mieć formę łatwej w użytkowaniu aplikacji i uwzględniać zarówno ceny energii, jak i taryfy dystrybucyjne. Powinno to być narzędzie, które na podstawie historii zużycia w danym budynku oraz aktualnych ofert spółek obrotu i taryf dystrybucyjnych automatycznie przeliczy dla użytkownika optymalne rozwiązanie i potencjalne oszczędności.
13. **Elastyczne pompy ciepła i ładowarki.** Programy wsparcia instalacji pomp ciepła i samochodów elektrycznych powinny uwzględniać możliwość ich elastycznej pracy. Systemy dopłat powinny mieć wymóg, że urządzenie będzie zdolne do sterowania i reagowania na sygnały rynkowe. Automatyczne wyłączenie poboru podczas szczytów poboru w systemie będzie miało duży i pozytywny wpływ na sytuację bilansową. Bez takich ograniczeń system będzie wymagał drogich inwestycji w kolejne moce szczytowe.

Załącznik. Założenia do wyliczeń

Stawki fixingu I z okresu 24.05.2024–23.05.2025 z TGE (RDN).

Taryfy dystrybucyjne i oferty spółek obrotu z maja 2025 r.

Do obliczeń przyjęto następujące stawki taryfowe związane z zakupem energii elektrycznej czynnej:

Tabela 2. Stawki za energię elektryczną czynną (zł/kWh)

Taryfa	Strefa	PGE	Tauron
G11	całodobowa	0,6288	0,627
G12	szczytowa (dzienna)	0,7108	0,712
	pozaszczytowa (nocna)	0,4451	0,462
G12w	szczytowa (dzienna)	0,7307	0,844
	pozaszczytowa (nocna)	0,5123	0,462
G13	szczyt przedpołudniowy	-	0,67
	szczyt popołudniowy	-	0,956
	pozostałe godziny	-	0,514

48

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: Urząd Regulacji Energetyki, Taryfy opublikowane w 2024 r., <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>.

W przypadku wariantów z cenami mrożonymi, niezależnie od sprzedawcy, pod uwagę brane były stawki nie wyższe niż 0,50 zł/kWh. Zarówno do stawek mrożonych, jak i taryfowych, również niezależnie od sprzedawcy, doliczany był podatek akcyzowy w wysokości 0,005 zł/kWh netto. W przypadku ofert z cenami dynamicznymi stawki brane były z ofert aktualnych w maju 2025 r., zgodnych z tabelą:

Tabela 3. Koszty dodatkowe doliczane do stawki fixingu w ofertach z cenami dynamicznymi netto (zł/kWh)

Sprzedawca	Składnik marżowo-kosztowy	Opłata handlowa
Bankilo (Pstryk)	0,08	0
Enea	0,95	15 (eFaktura) lub 25
Energa	0,878	8,12 (eFaktura) lub 12,19
PGE	0,0812	40,57
Tauron	0,0892	0

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: Bankilo (Pstryk), Ogólne Warunki Umowy, <https://pstryk.pl/>; Grupa Enea, Cennik Oferta Ceny Dynamicznej, 2025, <https://www.enea.pl/dla-domu/oferta/ceny-dynamiczne>; Energa Obrót, Regulamin naszej oferty dynamicznej, 2025, <https://www.energa.pl/dom/oferty/oferta-dynamiczna-dla-domu>; PGE Obrót, Regulamin Oferty Dynamiczna energia z PGE, 2025, <https://www.gkpge.pl/dla-domu/oferta/dynamiczna-energia-z-pge>; Tauron, Cennik Prąd z Ceną Dynamiczną, 2025, <https://www.tauron.pl/dla-domu/prad/prad-z-uslugi/ceny-dynamiczne>.

Koszty dystrybucji wyznaczane były na podstawie taryf dystrybucyjnych aktualnych w pierwszym półroczu 2025 r. Dla wybranych OSD w zależności od taryf kształtowały się one następująco:

Tabela 4. Składnik stały opłaty sieciowej netto (zł/m-c)

Taryfa, typ przyłącza	PGE	Tauron
G11 jednofazowy	5,50	7,02
G11 trójfazowy	9,98	10,34
G12 jednofazowy	8,50	7,02
G12 trójfazowy	14,40	10,34
G12w jednofazowy	9,15	7,02
G12w trójfazowy	14,98	10,34
G13 jednofazowy	-	7,02
G13 trójfazowy	-	10,34
G14dynamic jednofazowy	-	7,02
G14dynamic trójfazowy	-	10,34

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: PGE Dystrybucja S.A., Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej, 2025, <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/taryfa-dla-uslug-dystrybucji-energii-elektrycznej-pge-dystrybucja-s.a.-na-rok-2025>; Urząd Regulacji Energetyki, Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2025., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/2024/12/18>.

Tabela 5. Składnik zmienny opłaty sieciowej netto (zł/kWh)

Taryfa	Strefa	PGE	Tauron
G11	całodobowa	0,3469	0,2541
G12	szczytowa (dzienna)	0,4015	0,2899
	pozaszczytowa (nocna)	0,0765	0,0609
G12w	szczytowa (dzienna)	0,4276	0,3271
	pozaszczytowa (nocna)	0,0845	0,0518
G13	szczyt przedpołudniowy	-	0,1883
	szczyt popołudniowy	-	0,3332
	pozostałe godziny	-	0,0349
G14dynamic	zalecane użytkowanie	-	0,0118
	normalne użytkowanie	-	0,047
	zalecane oszczędzanie	-	0,3528
	wymagane oszczędzanie	-	2,3521

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: PGE Dystrybucja S.A., Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej, 2025, <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/taryfa-dla-uslug-dystrybucji-energii-elektrycznej-pge-dystrybucja-s.a.-na-rok-2025>; Urząd Regulacji Energetyki, Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2025., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/2024/12/18>.

Tabela 6. Opłata abonamentowa netto (zł/m-c)

Okres rozliczeniowy	PGE	Tauron
1-miesięczny	4,50	4,56
2-miesięczny	2,25	2,28
6-miesięczny	0,75	0,76

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych PGE Dystrybucja S.A., Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej, 2025, <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/taryfa-dla-uslug-dystrybucji-energii-elektrycznej-pge-dystrybucja-s.a.-na-rok-2025>; Urząd Regulacji Energetyki, Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2025, <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/2024/12/18>.

Tabela 7. Opłata mocowa netto (zł/m-c)

Roczny pobór z sieci	Wszystkie OSD
0–500 kWh/rok	2,86
500–1200 kWh/rok	6,86
1200–2800 kWh/rok	11,44
>2800 kWh/rok	16,01

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: Urząd Regulacji Energetyki, Informacja Prezesa URE nr 26/2025 w sprawie stawek opłaty mocowej na okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia 2025 r., 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12687,Informacja-nr-262025.html>.

Tabela 8. Opłata przejściowa netto (zł/m-c)

Roczny pobór z sieci	Wszystkie OSD
0–500 kWh/rok	0,02
500–1200 kWh/rok	0,1
>1200 kWh/rok	0,33

Źródło: opracowanie własne Forum Energii na podstawie danych: Urząd Regulacji Energetyki, Stawki opłaty przejściowej (stawki netto), <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7855,Stawki-oplaty-przejsciowej-stawki-netto.html>.

Dodatkowo niezależnie od OSD, wybranej taryfy, typu przyłącza, okresu rozliczeniowego czy poziomu rocznego zapotrzebowania i poboru z sieci elektroenergetycznej do każdej kilowatogodziny doliczane były opłaty zmienne w następującej wysokości:

- opłata jakościowa – 0,0321 zł/MWh,
- opłata kogeneracyjna – 3,50 zł/MWh (0,0035 zł/kWh),
- opłata OZE – 3,00 zł/MWh (0,003 zł/kWh).

Następnie do wszystkich opłat doliczany był podatek VAT w wysokości 23%.

Bibliografia

- ACER, *Energy retail – Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen?*, 2024, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.
- Adamczewski Tobiasz, Jędra Michał, *Mikroinstalacje na zakręcie. Jak zapewnić przyszłość energetyce rozproszonej w Polsce?*, Forum Energii 2021, <https://www.forum-energii.eu/mikroinstalacje-na-zakrecie-jak-zapewnic-przyszlosc-energetyce-rozproszonej-w-polsce-3>.
- Barcz Jan (red.), *Prawo Unii Europejskiej: Prawo materialne polityki*, Warszawa 2005.
- Chaves-Ávila José Pablo, Davi Arderius Daniel, Troughton Paul, Cianotti Serena, Gallego Santiago, Faure Eva, *Submetering: Challenges and Opportunities for its Application to Flexibility Services*, „Current Sustainable/Renewable Energy Reports”, 2024, vol. 11(2).
- Dyrektywa 2003/54/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE (Dz.U. L 176 z 15.7.2003).
- 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, (Dz.U. L 158 z 14.6.2019).
- Elźbieciak Tomasz, *Polacy mają już ponad 7 mln inteligentnych liczników*, 2025, <https://wysokienapiecie.pl/107709-polacy-maja-juz-ponad-7-mln-inteligentnych-licznikow/>.
- Enea Operator, *Enea Operator rozstrzygnęła przetarg na zakup 3 mln liczników*, 2025, <https://media.enea.pl/pr/847702/enea-operator-rozstrzygnela-przetarg-na-zakup-3-mln-licznikow>.
- Energa-Obrót S.A., *Regulamin naszej oferty – Oferta dynamiczna II (wersja R1)*, 2025, Regulamin naszej oferty Oferta dynamiczna II dla domu obowiązujący od 1 stycznia 2025 roku, [https://www.energa.pl/dam/jcr:8d4cc0e9-0c94-41e8-b1f9-26a3191c9b51/Regulamin_naszej_oferty_oferta_dynamiczna_II_dla_domu_obowi%C4%85zuj%C4%85cy_od_1_stycznia_2025_roku.pdf](https://www.energa.pl/dam/jcr:8d4cc0e9-0c94-41e8-b1f9-26a3191c9b51/Regulamin_naszej_oferty_oferta_dynamiczna_II_dla_domu_obowiazujacy_od_1_stycznia_2025_roku.pdf).
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, *Energy retail – Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen? 2024 Market Monitoring Report*, 2024, https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf.
- Forum Energii, *Moc i elastyczność. Jakiego rynku mocy potrzebuje nowoczesny system energetyczny*, 2025, <https://www.forum-energii.eu/moc-i-elastycznosc-jakiego-rynku-mocy-potrzuje-nowoczesny-system-energetyczny>.
- Fundusz Modernizacyjny, *Fundusze na inteligentne liczniki energii*, 2024, <https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/fundusze-na-inteligentne-liczniki-energii>.
- GUS, *Budżety gospodarstw domowych w 2023 roku*, 2024, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/warunki-zycia/dochody-wydatki-i-warunki-zycia-ludnosci/budzety-gospodarstw-domowych-w-2023-roku,9,22.html>.
- GUS, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 roku*, 2023, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2021-roku,12,2.html>.
- Heussaff Conall, *Decarbonising for competitiveness: four ways to reduce European energy prices*, Bruegel, 2024, https://www.bruegel.org/policy-brief/decarbonising-competitiveness-four-ways-reduce-european-energy-prices#footnote6_uew5l04.
- Hildermeier Julia, Jahn Andreas, Schmidt Jakob, Rajon Bernard Marie, Ragon Pierre-Louis, Basma Hussein, *Savings from smart charging electric cars and trucks in Europe: A case study for France in 2040*, 2025, <https://www.raponline.org/knowledge-center/savings-from-smart-charging-electric-cars-and-trucks-in-europe/>.
- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Krajowa baza o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji*, <https://krajowabaza.kobize.pl/>.

Lešić Vedran, Bruine de Bruin Wändi, Davis Matthew C., Krishnamurti Tamar, Azevedo Ines M.L., *Consumers' perceptions of energy use and energy savings: A literature review*, „Environmental Research Letters”, 2018, vol. 13(3), <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aaab92>.

Market Coupling Steering Committee, *SDAC 15-Minute MTU Go-Live: Information for Joint Members' Testing Phase*, 2025, <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/sdac-15-minute-mtu-go-live-information-for-joint-members%E2%80%99-testing-phase.pdf>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne: instalacja inteligentnych liczników energii – korzyści i koszty*, 2021, https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-nowelizacji-ustawy-prawo-energetyczne-instalacja-inteligentnych-licznikow-energii--korzysci-i-koszty?utm_source=chatgpt.com.

Mój Prąd, <https://mojprad.gov.pl/>.

Pandera Joanna, Adamczewski Tobiasz, *Anatomia wysokich cen energii i recepta na przyszłość*, Forum Energii 2025, <https://www.forum-energii.eu/anatomia-wysokich-cen-energii-i-recepta-na-przyszlosc>.

Pazdej Mateusz, *Bezpieczeństwo energetyczne w polityce Unii Europejskiej w XXI wieku*, Poznań 2020, https://bip.amu.edu.pl/_data/assets/pdf_file/0021/391620/Pazdej-Mateusz_rozprawa-doktorska.pdf.

PGE Dystrybucja S.A., *Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej*, 2025, <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/taryfa-dla-uslug-dystrybucji-energii-elektrycznej-pge-dystrybucja-s.a.-na-rok-2025>.

PGE Obrót S.A., *Załącznik nr 2 do Regulaminu Oferty Dynamiczna Energia z PGE*, 1.02.2025.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Start Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii*, 2025, <https://www.pse.pl/-/start-centralnego-systemu-informacji-rynku-energii#:~:text=1%20lipca%202025%20r.,funkcjonowania%20detalicznego%20rynku%20energii%20elektrycznej>.

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, *Mikroinstalacje w Polsce*, 2025, <https://ptpiree.pl/mikroinstalacje-w-polsce/>.

PORT PC, *Polski rynek pomp ciepła wraca do wzrostów. Pozytywne sygnały w I półroczu 2025*, 2025, <https://portpc.pl/polski-rynek-pomp-ciepla-wraca-do-wzrostow-pozytywne-sygnały-w-i-polroczu-2025/>.

PORT PC, *Trzy błędy polityczne osłabiły rynek pomp ciepła w 2024 roku. Czas na korektę kursu*, 2025, <https://portpc.pl/trzy-bledy-polityczne-oslabily-rynek-pomp-ciepla-w-2024-roku-czas-na-korekte-kursu/>.

Rączka Jan, Lachman Paweł, Morawiecka Monika, *Pompy ciepła. Przyjazne dla odbiorców i systemu elektroenergetycznego*, 2024, <https://portpc.pl/raport-pompy-ciepla-przyjazne-dla-odbiorcow-i-dla-systemu-elektroenergetycznego/>.

Rangelova Kostantsa, Jones Dave, *Solar electricity every hour of every day is here and it changes everything*, Ember 2025, <https://ember-energy.org/latest-insights/solar-electricity-every-hour-of-every-day-is-here-and-it-changes-everything/>.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2024 r. w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2025 (Dz.U. z 2024 r. poz. 1759).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. UE z 2019 r. L 158).

Smart Applications REFERENCE Ontology, <https://saref.etsi.org/>.

Smart Energy Europe, *Implementing EU Laws. A guide to activate demand-side flexibility in the EU 27 Member States*, 2024, https://smarten.eu/wp-content/uploads/2024/12/Implementing-EU-Laws_smartEn_FINAL.pdf.

Stoen Operator, *Aktualizacja Projektu Planu Rozwoju Stoen Operator Sp. z o.o. na lata 2023-2028 w zakresie lat 2024-2028*, 2025, <https://www.stoen.pl/files/2024-01/projekt-planu-rozwoju-stoen-operator-sp.-z-o.-o.-na-lata-2023-2028.pdf>.

- Stute Judith, Klobasa Marian, *How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? – Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements*, „Energy Policy”, 2024, vol. 189, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142152400082X>.
- Tauron Dystrybucja S.A., *Cennik Prąd z ceną dynamiczną – dla domu – na czas nieokreślony*, 2024, <https://www.tauron.pl/dla-domu/prad/prad-z-uslugu/ceny-dynamiczne>.
- Towarowa Giełda Energii, *Energia elektryczna*, <https://www.tge.pl/energia-elektryczna-rdn>.
- Towarowa Giełda Energii, *Uruchomienie produktów 15-min na SDAC. Informacje dotyczące fazy wspólnych testów z udziałem członków* ²⁰²⁵, https://www.tge.pl/komunikaty-mc-czytaj?cmn_id=91967&title=Uruchomienie+produkt%C3%B3w+15-min+na+SDAC.+Informacje+dotycz%C4%85ce+fazy+wsp%C3%B3lnych+test%C3%B3w+z+udzia%C5%82em+cz%C5%82onk%C3%B3w.
- Urząd Komunikacji Elektronicznej, *Statystyki przenoszenia numerów w IV kwartale 2024 r. i całym roku 2024*, 2025, <https://uke.gov.pl/akt/statystyki-przenoszenia-numerow-w-iv-kwartale-2024-r-i-calym-roku-2024,568.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Informacja Prezesa URE nr 26/2025 w sprawie stawek opłaty mocowej na okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia 2025 r.*, 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12687,Informacja-nr-262025.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Informacja Prezesa URE nr 63/2024 w sprawie wysokości stawki opłaty OZE na dany rok kalendarzowy*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12299,Informacja-nr-632024.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Jak przebiega proces zatwierdzania przez Prezesa URE taryf?*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/konsumenci/faq-czesto-zadawane-py/energia-elektryczna/12223,Jak-przebiega-proces-zatwierdzania-przez-Prezesa-URE-taryf.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Ponad 14 tys. zmian sprzedawcy prądu w pierwszym kwartale 2025 r. Od 2007 r. decyzje o zmianie podjęło już ponad milion odbiorców*, 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/zmiana-sprzedawcy-monit/12670,Ponad-14-tys-zmian-sprzedawcy-pradu-w-pierwszym-kwartale-2025-r-Od-2007-r-decyzj.html>
- Urząd Regulacji Energetyki, *Ponad 44 tys. zmian sprzedawcy prądu w 2024 r.*, *Ponad 44 tys. zmian sprzedawcy prądu w 2024 r.*, 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12463,Ponad-44-tys-zmian-sprzedawcy-pradu-w-2024-r.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (TPA)*, 2010, <https://www.ure.gov.pl/download/9/3103/TPaprezentacja.pdf>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Raport z monitorowania, zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi*, Warszawa 2025, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-z-monitorowania-zawiera/12685,Raport-z-monitorowania-zawierania-i-stosowania-umow-z-cenami-dynamicznymi.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Rynek energii elektrycznej: Prezes URE zatwierdził taryfy dystrybucyjne na 2025 rok*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12327,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdził-taryfy-dystrybucyjne-na-2025-r.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A.*, 2024, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfa dla dystrybucji energii elektrycznej TAURON Dystrybucja S.A.*, 2024, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>.
- Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfa dla usług dystrybucji energii elektrycznej Tauron Dystrybucja S.A. na rok 2025*, <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/2024/12/18>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Taryfy opublikowane w 2025 r.*, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4767,Taryfy-opublikowane-w-2025-r.html>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Zestawienie ofert sprzedawców energii elektrycznej, 2025*, <https://maszwybor.ure.gov.pl/or/cenki/122,Zestawienie-ofert-sprzedawcow-energii-elektrycznej.html>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Zmiana taryfy Energa-Obrót S.A. w Gdańsku, 2024*, <https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/energia-elektryczna/4570,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html>.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 266 ze zm.).

Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2005 r. Nr 62 poz. 552).

Yule-Bennett Sophie, Sunderland Louise, *Flex-ability for all. Pursuing socially inclusive demand-side flexibility in Europe, 2024*, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2023/12/rap-yule-bennett-sunderland-flex-ability-all-socially-inclusive-demand-side-flexibility-europe-2024-january.pdf>.

Taryfy dynamiczne Jak uniknąć wysokich cen prądu?

FORUM ENERGII
ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu

