

## CENOTWÓRSTWO (2)

### dyfuzja dynamicznego cenotwórstwa rozproszonego do inteligentnej infrastruktury rynku wschodzącego energii elektrycznej

J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice, A. Piłśniak, K. Sztymelski, R. Wójcicki

*W środowisku dynamicznego cenotwórstwa rozproszonego sprzężonego z inteligentną infrastrukturą energetyki EP-NI mono rynek energii elektrycznej OZE ma potencjał najbardziej ekscytującego doświadczenia transformacji energetycznej.*

Obfitość rogu obfitości na mono rynku energii elektrycznej OZE rośnie. Dokonał się (2017) kolejny etap przyspieszenia rozwoju technologii wiatrowych, zarówno morskich jak i lądowych. W wypadku elektrowni lądowych nastąpił (na terenach jeszcze dwa lata temu uznawanych za nienadające się do inwestowania) wzrost rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej do ponad 2500 godzin, a jednocześnie spadek nakładów inwestycyjnych poniżej 1,3 mln €/MW. W wypadku elektrowni morskich inwestorzy niemieccy nie chcą już aukcji, chcą tylko gwarancji odbioru energii elektrycznej. Perspektywy rozwoju technologii akumulatorowych w ciągu najbliższych dziesięciu lat przyrównuje się do tych, które w ciągu ostatnich minionych dziesięciu lat były udziałem technologii PV.

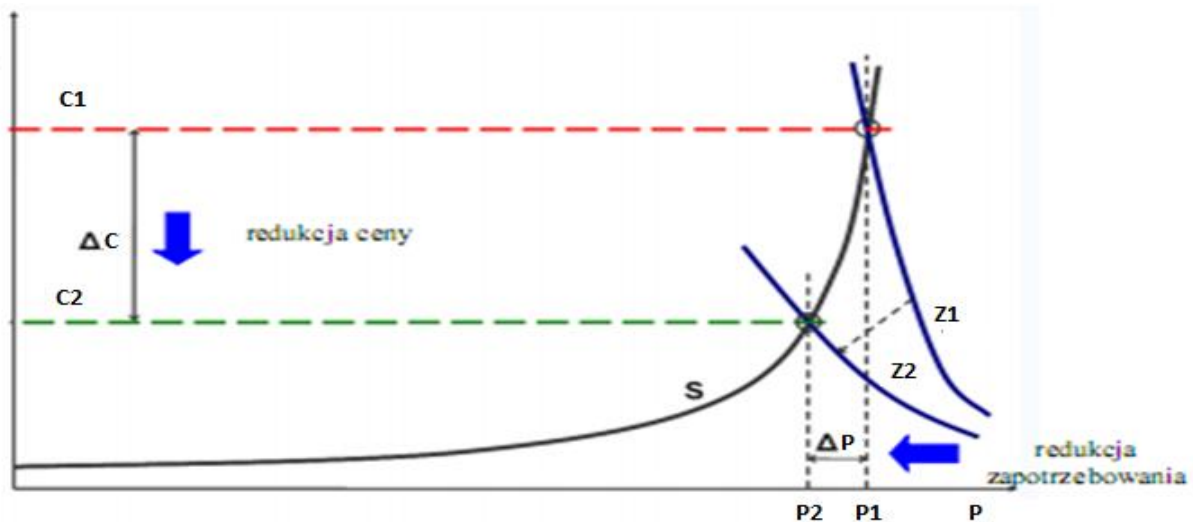
To wszystko oznacza, że należy się koncentrować na tym jak dobrać najlepiej rozwiązania z rogu obfitości: 1° - dla szczytu letniego obciążenia, 2° - dla szczytu zimowego, 3° - dla szczytu produkcji wiatrowej, 4° - dla deficytu mocy w stanie planowanym, 5° - dla deficytu awaryjnego mocy, i dla wielu innych charakterystycznych sytuacji. Dalej, to oznacza, że potrzebna jest liberalizacja rynku energii elektrycznej znacznie dalej idąca niż wszystko, co dotychczas jest znane. I potrzebna jest budowa całkowicie nowych kompetencji, również nie dających się porównać z dotychczasowymi.

## STAN ISTNIEJĄCY – ZAGADNIENIA WYBRANE

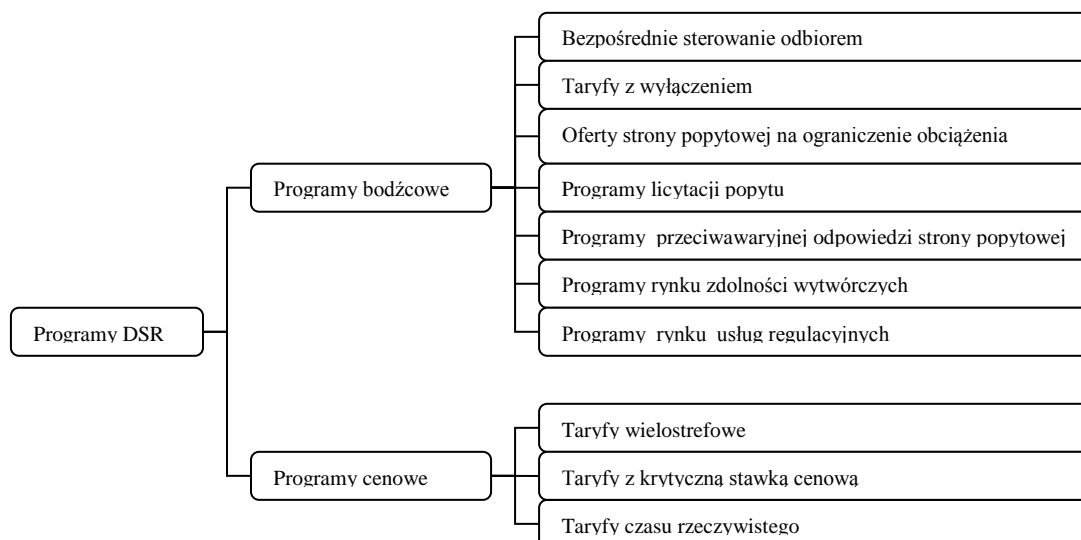
### Przegląd systemów zarządzania stroną popytową (DSM/DSR)

DSM (ang. Demand Side Management) określa sterowanie popytem na energię elektryczną, które może być prowadzone na różne sposoby. Jednymi z nich są długoterminowe programy prowadzące do zmniejszania zużycia energii elektrycznej poprzez jej oszczędzanie i zwiększanie efektywności energetycznej. Innym podejściem do efektywnego wykorzystania zasobów energetycznych jest kształtowanie krzywej obciążeń, powodujące zmniejszenie szczytów obciążenia systemu energetycznego i spłaszczenie tej krzywej. Ten typ działań określany jest jako reakcja strony popytowej DSM/DSR (ang. Demand Side Management, Demand Side Response). Reakcja strony popytowej ma wpływ na bilans mocy w systemie

elektroenergetycznym, może powodować oszczędności, ale też wpływa na ceny energii elektrycznej. Rysunek 1 przedstawia zależność ceny energii (C) od wymaganej mocy (P) w zależności zapotrzebowania popytu (Z1, Z2). W przypadku nieelastycznego popytu określonego krzywą Z1 brak reakcji strony popytowej prowadzi do wywindowania wysokich cen na energię elektryczną w momentach szczytowego zapotrzebowania. Obniżenie zapotrzebowania w okresie szczytu o stosunkowo niewielką wartość z P1 do P2, powoduje znaczącą redukcję cen energii elektrycznej, co pozytywnie wpływa na funkcjonowanie całego systemu.



Rys. 1. Efekty odpowiedzi strony popytowej na ceny energii [3, 4]



Rys. 2. Podział programów DSR

Programy DSR możemy podzielić na następujące grupy (rys. 2) [3, 5]Rys.:

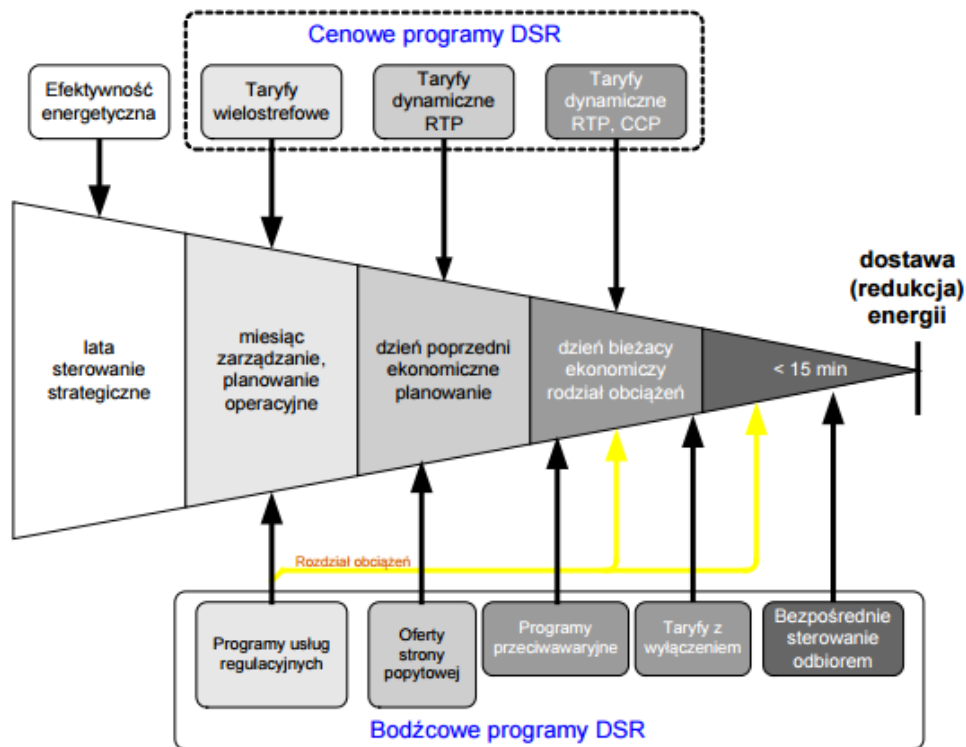
**1.** Programy bodźcowe (motywacyjne) z ang. *Incentive-Based Programs* (IBP): 1° - bezpośrednie sterowanie odbiorem (ang. direct load control - DLC), 2° - taryfy

z wyłączeniem (ang. interruptible/curtailable rates - ICR), 3° - oferty strony popytowej na ograniczenie obciążenia, inaczej programy licytacji popytu (ang. demand bidding programs – DBP), 3° - programy przeciwwawaryjnej odpowiedzi strony popytowej (ang. emergency demand response programs – EDRP), 3° - programy rynku zdolności wytwórczych (ang. capacity market programs - CMP), 3° - programy rynku usług regulacyjnych (ang. ancillary services market programs – ASMP).

**2.** Programy cenowe (taryfowe) z ang. Price-Based Programs (PBP): 1° - taryfy wielostrefowe (ang. time-of-use – TOU), 2° - taryfy z krytyczną stawką cenową (ang. critical-peak pricing – CPP), 3° - taryfy czasu rzeczywistego (ang. real-time pricing – RTP).

**3.** Taryfy wielostrefowe podobnie jak taryfy CPP i RTP nazywane są często taryfami dynamicznymi.

Mechanizmy DSM/DSR w różny sposób wpływają na planowanie i sterowanie systemem elektroenergetycznym. DSM wpływa na rynek energii w sposób długookresowy, natomiast za pomocą programów DSR możliwe jest wpływanie na popyt w krótszych interwałach czasowych, co przedstawiono na rys. 3.



**Rys. 3. Rola DSR w planowaniu oraz sterowaniu systemem elektroenergetycznym**

### Programy bodźcowe

Programy bodźcowe polegają na interakcji pomiędzy operatorem systemu elektroenergetycznego a odbiorcą, gdzie operator może wymusić na odbiorcy ograniczenie poboru energii elektrycznej o określoną w kontrakcie wartość lub też stosując odpowiedni sygnał sterujący bezpośrednio wyłączyć pewną klasę urządzeń odbiorcy. Wywołanie określonej reakcji odbiorcy związane jest najczęściej z odpowiednim jego zmotywowaniem.

W zamian za uzgodnione korzyści związany umową odbiorca, zobowiązuje się na sygnał operatora zmniejszyć swój pobór energii elektrycznej, a w przypadku gdy nie wywiąże się z podjętego zobowiązania, często może zostać ukarany zgodnie z umową.

**1. Bezpośrednie sterowanie odbiorem** (ang. Direct Load Control - DLC). Program polega na zdalnym wyłączeniu odbiorników na pewien okres czasu, w zależności od potrzeb systemu energetycznego, jednak zazwyczaj wprowadzane są ograniczenia na czas trwania i liczbę wyłączeń w określonym przedziale czasowym. W zamian za uczestnictwo w programie odbiorcy otrzymują korzyści w postaci np. zapłaty motywacyjnej. Wyłączenie dotyczy urządzeń o stosunkowo wysokim poborze mocy, jak np. klimatyzacji, podgrzewania ciepłej wody użytkowej, ogrzewania. Programy tej kategorii należą do najstarszych i są najczęściej oferowane gospodarstwom domowym oraz małym przedsiębiorcom. Ten typ programu może być również stosowany w przypadku instalacji prosumenckich, gdzie sygnał sterujący zostanie wysłany przez operatora za pośrednictwem licznika do komputera prosumenckiego PME, który wyłączy urządzenia o wysokim poborze energii elektrycznej.

**2. Taryfy z wyłączeniem** (ang. interruptible/curtailable rates - ICR). Tego rodzaju programy polegają na zawarciu z odbiorcą umowy pozwalającej na czasowe przerwy w dostawie pobieranej mocy lub jej redukcję, lecz nie powoduje fizycznego przerwania dopływu energii elektrycznej do odbiorcy. Czas trwania ograniczeń przypada na okresy szczytowe, niskiej niezawodności systemu energetycznego lub wysokich cen energii na rynku hurtowym. Odbiorca jest zobligowany do zmniejszenia poboru mocy na żądanie dostawcy, a w przypadku niewywiązania się z umowy, zazwyczaj może być karany np. poprzez kilkudziesięciokrotny wzrost taryfy za pobraną energię. Taryfy z wyłączeniem stosowane są zazwyczaj dla dużych odbiorców komercyjnych i przemysłowych.

**3. Oferty strony popytowej na ograniczenie obciążenia / programy licytacji popytu** (ang. demand bidding programs – DBP). Program zachęca odbiorcę do zaoferowania redukcji obciążenia za cenę, za którą odbiorca jest gotowy obciążenie zredukować. Gdy wybrane oferty odbiorców są tańsze niż inne metody dostarczenia energii elektrycznej, są wtedy przyjmowane przez operatora i tym samym ci odbiorcy są zobowiązani do zredukowania obciążenia. Wymagany jest krótki czas pomiędzy powiadomieniem a zmniejszeniem obciążenia. Ta kategoria programów jest wykorzystywana przez dużych odbiorców przemysłowych i komercyjnych (piece łukowe, urządzenia wentylacyjne, przepompownie), ale również przez generację rozproszoną i zdalnie sterowane urządzenia klimatyzacyjne.

**4. Programy przeciwawaryjnej odpowiedzi strony popytowej** (ang. emergency demand response programs – EDRP). Program oferuje zachęty finansowe do zmniejszenia obciążenia przez odbiorców w przypadkach wystąpienia zdarzeń zagrażających niezawodności dostaw energii. Zmniejszenie obciążenia jest jednak dobrowolne. Odbiorca w przypadku reakcji jest nagradzany, natomiast gdy nie zmniejszy swojego obciążenia, to może być ukarany lub nie - zależnie od umowy z operatorem.

**5. Programy rynku zdolności wytwórczych** (ang. capacity market programs – CMP). Uczestnictwo w programach tego typu zobowiązuje odbiorcę, w przypadku zaistnienia określonych w kontrakcie warunków pracy systemu, do ograniczenia obciążenia o określoną wielkość. Programy działają zazwyczaj poprzez okresowe aukcje, w których odbiorcy

zgłaszają oferty cenowe redukcji obciążenia. W ramach programu zwykle ustala się liczbę wezwań do redukcji, okno czasowe trwania redukcji, sumaryczny czas trwania redukcji w dłuższym okresie czasu, np. miesiąca. Płatności za redukcje mogą zawierać opłaty bodźcowe zależne od wielkości zgłaszanych redukcji, gdzie opłata może być naliczana za gotowość, niezależnie od rzeczywistych wystąpień redukcji lub za faktycznie wykonane redukcje. Mogą być również przewidziane kary za brak oczekiwanych reakcji ze strony odbiorcy.

**6. Programy rynku usług regulacyjnych** (ang. ancillary services market programs - ASMP). Programy umożliwiają uczestnikom zgłaszanie ofert redukcji obciążenia na rynku usług regulacyjnych, zwiększając zakres dostępnej rezerwy operacyjnej. Przyjęte oferty są wyceniane zgodnie z ceną rynkową i opłacane za gotowość. W przypadku konieczności wykonania redukcji obciążenia operator wzywa odbiorcę do dokonania redukcji, która może być opłacona zgodnie z cenami na rynku transakcji natychmiastowych.

## **Programy taryfowe**

Programy taryfowe nie wprowadzają bezpośredniej interakcji pomiędzy operatorem a odbiorcą, lecz odbiorca dobrowolnie dostosowuje swój pobór energii elektrycznej do ustalonych, bądź zmienianych w zależności od warunków rynkowych i pracy sieci taryf. Bodźcami do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej są w tym wypadku bodźce ekonomiczne. Zakłada się, że odbiorca stosujący programy taryfowe zoptymalizuje swoje zużycie energii elektrycznej pod względem kosztowym, zmniejszając pobór w okresach występowania wysokich cen energii elektrycznej związanych ze wzmożonym na nią popytem na rynku i pojawiającymi się w tym czasie ewentualnymi deficytami mocy.

**1. Taryfy wielostrefowe** (ang. time-of-use – TOU). Taryfy wielostrefowe polegają na tym, że opłata za energię zmienia się w sztywno określonych okresach doby (dzień/noc), tygodniowo (dni robocze/weekendy), czy sezonowo (lato/zima). Taryfy są ustalane na długi okres przed ich obowiązywaniem, więc nie są skuteczne dla bieżącego zarządzania popytem, jednak mobilizują odbiorców do zmniejszania obciążenia w określonych porach dnia czy tygodnia skorelowanych z okresami szczytowymi. Zwiększenie rozpiętości pomiędzy cenami szczytowymi i pozaszczytowymi zwiększa skuteczność redukcji obciążenia w okresach szczytowych. Taryfy tego rodzaju są chętnie stosowane przez odbiorców indywidualnych w przypadku wykorzystywania ogrzewania elektrycznego lub pomp ciepła wraz akumulacją ciepła w ogrzewaniu podłogowym bądź zasobnikach. Taryfy wielostrefowe jak np. G12 (szczyt 6-12 oraz 15-22), G12e (szczyt 7-13, 15-21), G12w (szczyt 6-12 oraz 15-22 w dni robocze, pozaszczyt w pozostałych godzinach oraz w weekendy, a u niektórych operatorów również w święta państwowe), G13 (taryfa trójstrefowa), są obecnie wykorzystywane przez wielu indywidualnych odbiorców w Polsce i mogą znaleźć zastosowanie również do optymalizacji kosztów pracy instalacji prosumenckich. Ze względu na swoje statyczne, sztywne ramy oraz niską dynamikę zmian zastosowanie ich nie wymaga złożonej infrastruktury teleinformatycznej są one najprostsze do wykorzystania. Do tego celu wystarczą proste sterowniki czasowe włączające i wyłączające urządzenia oraz urządzenia

z opóźnionym startem, a przeprogramowanie sterowników jest wymagane zazwyczaj tylko podczas zmiany czasu (zimowy/letni) oraz po zmianie taryfy.

**2. Taryfy z krytyczną stawką cenową** (ang. critical-peak pricing – CPP). Taryfy z krytyczną stawką cenową wprowadzają jedną lub dwie dodatkowe, bardzo wysokie, stawki obowiązujące w okresach szczytowych, gdy cena na rynku hurtowym energii elektrycznej jest najwyższa. Odbiorcy są informowani z krótkim wyprzedzeniem o włączeniu mechanizmu i czasie obowiązywania takich podwyższonych stawek. Zamiast podwyższonych stawek umownych mogą być stosowane ceny z rynku bieżącego. System ten może być uzupełnieniem dla taryf wielostrefowych, ściślej wiążących stronę popytową z aktualną sytuacją na rynku energii elektrycznej. Ze względu na wymagany szybki czas reakcji pomiędzy pojawieniem się sygnału wprowadzenia krytycznej stawki cenowej a spodziewaną reakcją odbiorcy, wprowadzenie tego typu taryf wymaga zastosowanie odpowiedniej infrastruktury teleinformatycznej i inteligentnego sterowania odbiornikami. Zastosowanie taryf z krytyczną stawką cenową w instalacjach prosumenckich byłoby możliwe po wprowadzeniu tego typu rozwiązań.

**3. Taryfy czasu rzeczywistego** (ang. real-time pricing – RTP). Taryfa czasu rzeczywistego przewiduje zmienność cen energii elektrycznej w czasie, w zależności od relacji między podażą i popytem. Stawka za energię elektryczną zmienia się podobnie do stawek rynku hurtowego, a odbiorcy informowani są o obowiązujących stawkach z pewnym wyprzedzeniem – zazwyczaj od jednej godziny do jednej doby. Zastosowanie programu taryf czasu rzeczywistego, podobnie jak w przypadku taryf z krytyczną stawką cenową, również wymaga wdrożenia odpowiedniej infrastruktury teleinformatycznej oraz inteligentnego zarządzania odbiornikami energii w instalacji odbiorcy. W zależności od odstępu czasu pomiędzy ustaleniem ceny energii, a jej obowiązywaniem, powinny zostać uwzględnione odpowiednie reżimy czasowe dotyczące zapewnienia sprawnej komunikacji operatora z odbiorcami, z uwzględnieniem rosnących wymagań wraz ze skracaniem się tej zwłoki czasowej. Przejścia w model z cenami ustalonymi na bieżąco na aktywnym rynku energii wymagać będzie zapewnienia szczególnie sprawnej infrastruktury teleinformatycznej. Jednym z rozwiązań może być przesyłanie przez operatorów w trybie rozgłoszeniowym za pośrednictwem sieci elektroenergetycznej do inteligentnych liczników wybranych grup odbiorców aktualnie obowiązujących cen energii i udostępnienie ich komputerowi infrastruktury prosumenckiej PME. Wraz z rosnącym udziałem w mikście energetycznym energii odnawialnej pochodzącej z niestabilnych źródeł, program taryf czasu rzeczywistego pozwoli na elastyczne zarządzanie podażą i popytem w silnie zamieniających się warunkach.

**4. Taryfy strefowe – namiastka taryf dynamicznych.** Obowiązująca w Polsce struktura grup taryfowych dla odbiorców indywidualnych opiera się głównie na taryfie płaskiej oraz kilku taryfach strefowych – pochodnych G12. Obecnie, choć niezasadnie, najbardziej popularną taryfą wśród gospodarstw domowych jest płaska taryfa G11, w której cena energii elektrycznej jest stała przez całą dobę. Jest ona wskazywana dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną głównie do oświetlenia oraz na potrzeby urządzeń RTV/AGD, nie jest natomiast wskazana dla odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania pomieszczeń oraz wody. Jednolita cena energii elektrycznej obowiązująca w taryfie płaskiej powoduje pasywne zachowanie odbiorców, jednak przekłada się to na płacone przez nich

wyższe rachunki. Popularność taryfy G11 jest nieuzasadniona i wynika z braku wiedzy odbiorców o taryfach oraz własnym profilu zużycia energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę strukturę cenową obowiązującą przykładowo w taryfie G12w obszarze krakowskiego, nawet dla typowego odbiorcy, korzystniejsze jest rozliczanie się w taryfie G12w niż w G11, gdyż wystarczy osiągnięcie 35% zużycia energii elektrycznej w okresie pozaszczytowym, aby osiągnąć parytet cenowy taryf G11 i G12w. W G12w okres obowiązywania niskich cen energii elektrycznej, poza godzinami 13-15 i 22-6 rozciąga się na całe weekendy oraz dni wolne od pracy, co ułatwia korzystanie z taniej energii elektrycznej. Dla odbiorników pracujących całą dobę (np. lodówka) zużycie energii w okresach pozaszczytowych wynosi około 53%, ale dla typowych odbiorników AGD z możliwością załączania o określonym czasie (pralka, zmywarka, suszarka wyposażone w zintegrowany lub zewnętrzny włącznik czasowy) może wynieść nawet 100%. Obowiązujące obecnie taryfy strefowe są rozwinięciem taryfy G12, lecz nadal nie są dostosowane do zmiennych warunków panujących na rynku energii elektrycznej. Jednak na przestrzeni ostatnich lat energetyka WEK widzi potrzebę uelastycznienia popytu, co przejawia się to wprowadzeniem takich rodzajów taryf, jak G12w obejmujących niskimi cenami energii elektrycznej również weekendy oraz taryfy G13, którą można zaliczyć do najbardziej dopasowanej do warunków rynkowych, gdyż różnicuje ona szczyt przedpołudniowy i szczyt wieczorny, w którym popyt na energię elektryczną zazwyczaj jest najwyższy oraz okres letni i zimowy. Najnowszą taryfą strefową jest taryfa "antysmogowa" G12as, która została wprowadzona na początku 2018 roku. W tab. 1 przedstawiono charakterystyczne parametry taryf strefowych obowiązujących w obszarze krakowskim grupy Tauron S.A.

**Tab. 1. Przykładowe taryfy strefowe w grupie Tauron S.A. [6], obszar bielski, będziński, częstochowski, krakowski i tarnowski. Ceny brutto w rozbiciu na energię i składnik zmienny stawki sieciowej wraz ze stawką jakościową (w nawiasach suma wartości) PLN/MWh**

	G11	G11as	G12	G12w	G13	
Godziny obowiązywania	24h/dobę	8h 22-6	10h 22-6 13-15	dni robocze 10h 22-6 13-15 weekendy i dni wolne	Lato 1.04-30.09 15h 22-7 i 13-19 + weekendy i dni wolne	Zima 1.10-31.03 13h 21-7 i 13-16 + weekendy i dni wolne
Cena niska	-	Tylko nadwyżki: 180,4+30,3 (210,7)	191,4+65,4 (256,8)	191,4+59,1 (250,5)	223,5+43,8 (267,3)	
Cena wysoka	300,7+233,9 (534,6)	300,7+233,9 (534,6)	370,8+237,2 (608,0)	396,1+286,8 (682,9)	Dni robocze 19-22	Dni robocze 16-21
Szczyt przedpołudniowy	-	-	-	-	514,4+279,7 (794,1)	
					Dni robocze 7-13 331,4+168,8 (500,2)	

**5. Taryfa antysmogowa G11as.** Głównym założeniem twórców taryfy antysmogowej było zachęcenie odbiorców do zmiany sposobu ogrzewania i przejście z ogrzewania węglowego na ogrzewanie elektryczne. W taryfie tej zastosowano atrakcyjne obniżenie cen energii

elektrycznej i opłat systemowo-sieciowych dla energii elektrycznej zużywanej w godzinach 22<sup>00</sup>-6<sup>00</sup>, niestety tylko dla części zużywanej energii. Limity zostały określone w następujący sposób (wyciąg z taryfy grupa Tauron S.A.):

3.1.11. Dla odbiorców grupy taryfowej 12as składnik zmienny stawki sieciowej w strefie nocnej, w pierwszym roku od zakwalifikowania odbiorcy do tej grupy taryfowej, obowiązuje w doniesieniu do ilości energii elektrycznej przewyższającej energię elektryczną zużytą w analogicznym okresie rozliczeniowym poprzedzającego roku.

3.1.12. Dla nowego miejsca dostarczania energii elektrycznej dla odbiorcy z grupy taryfowej G12as, któremu przedsiębiorstwo energetyczne nie świadczyło usługi dystrybucyjnej dłużej niż rok, przyjmuje się, że zużycie energii elektrycznej o którym mowa w pkt. 3.1.11, wynosiło 0 kWh.

3.1.13. W kolejnych latach od zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej G12as, do rozliczenia opłaty sieciowej zmiennej w poszczególnych okresach przyjmuje się ilość zużycia energii elektrycznej taką, jak w analogicznym okresie rozliczeniowym roku poprzedzającego pierwszy rok zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej G12as.

3.1.14. Dla odbiorców, o których mowa w pkt. 3.1.12. i 3.1.13., składnik zmienny stawki sieciowej w strefie nocnej obowiązuje w odniesieniu do ilości energii elektrycznej przewyższającej ilość energii elektrycznej zużytej w analogicznym okresie roku poprzedzającego pierwszy rok zakwalifikowania odbiorcy do grupy taryfowej G12as.

Składnik stały opłaty sieciowej w G11as jest dwa razy wyższy niż w G11 i w obszarze krakowskim wynosi 4,00 oraz 8,80 PLN/m-c dla układu pomiarowego jedno i trójfazowego odpowiednio. Składnik stały opłaty sieciowej w obszarze gliwickim w taryfach G11, G12, G12e wynosi 4,34 i 7 PLN/m-c, natomiast w taryfie G12as jest również dwukrotnie wyższy i wynosi 8,68 oraz 14 PLN/m-c dla układu pomiarowego jedno i trójfazowego odpowiednio.

Wprowadzona w 2018 roku taryfa „antysmogowa” jest najbardziej interesującym rozwiązaniem dla odbiorców użytkujących nowo przyłączone obiekty lub nowo powstałe przyłącza, dla których energia elektryczna zużywana w godzinach od 22<sup>00</sup> do 6<sup>00</sup> nie jest objęta ograniczeniem ilościowym (baza od której liczona jest nadwyżka równa jest zero). Dla odbiorców zmieniających system ogrzewania na elektryczny, taryfa jest mniej interesująca ze względu na ustalone limity, lecz bardziej istotna jest możliwość magazynowania w zasobniku na tyle dużej ilości ciepła, żeby wystarczyło ono na potrzeby grzewcze przez większą część doby. Wymaga to zastosowania dużych zasobników wodnych i grzałek o dużej mocy, zdolnych podgrzać wodę w okresie obowiązywania niskich cen energii elektrycznej. Drugim rodzajem odbiorców zainteresowanych tą taryfą mogą być odbiorcy wspomagający w nocy ogrzewaniem elektrycznym inny system ogrzewania. Dla pozostałych odbiorców (w tym użytkowników pomp ciepła) taryfa G12as nie jest interesująca, gdyż czas, w którym ceny energii elektrycznej są niskie jest zbyt krótki, a wprowadzone limity nie są atutem G12as. Dla pozostałych odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania, dużo korzystniejsze są taryfy strefowe, takie jak G12w, czy G13, w których okresy obowiązywania niskich kosztów zakupu energii rozszerzone są na weekendy i dni wolne od pracy, a w dniach roboczych są dłuższe niż w taryfie G11as oraz podzielone na 2 okresy – nocny i popołudniowy, co pozwala na uzupełnienie magazynowanego ciepła.

**6. Taryfy na rynku wschodzącym.** Obecny sztywny system taryfowy został zaprojektowany w XX wieku i przystosowany jest do pracy ze źródłami wytwórczymi WEK oraz prymitywnego sterowania urządzeniami za pomocą wyłączników czasowych. Najbardziej popularne taryfy płaskie nie zachęcają odbiorców do jakiegokolwiek interakcji z operatorami, natomiast wykorzystanie taryf strefowych ograniczone jest często barierą mentalną odbiorców i brakiem narzędzi umożliwiających rzetelne wyliczenie korzyści lub



strat związanych z wykorzystaniem taryf strefowych. Konstrukcja taryf strefowych G12 i jej pochodnych uwzględnia tylko występowanie dolin nocnych oraz zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną w weekendy i dni wolne od pracy (G12w). W dni robocze godzinach w popołudniowych, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wysokie, w taryfach rodziny G12 następuje obniżenie cen energii elektrycznej oraz dystrybucji, co jest rozbieżne z sytuacją rynkową. Jednakże takie obniżenie cen uatrakcyjnia taryfy strefowe i zachęca odbiorców do przesunięcia poboru z godzin szczytu wieczornego na godziny popołudniowe umożliwiając tanie doładowania zasobników (zazwyczaj ciepła, np. c.w.u. pieców akumulacyjnych, zasobników wodnych, czy ogrzewania podłogowego). Bardziej dostosowaną do rzeczywistych warunków rynkowych jest taryfa G13, która różnicuje dobę na 3 strefy uwzględniając szczyt przedpołudniowy oraz wieczorny, w którym energia elektryczna jest najdroższa. Dodatkowo czasy obowiązywania poszczególnych kategorii cen uzależnione są od pory roku, dzieląc rok na dwa okresy letni i zimowy.

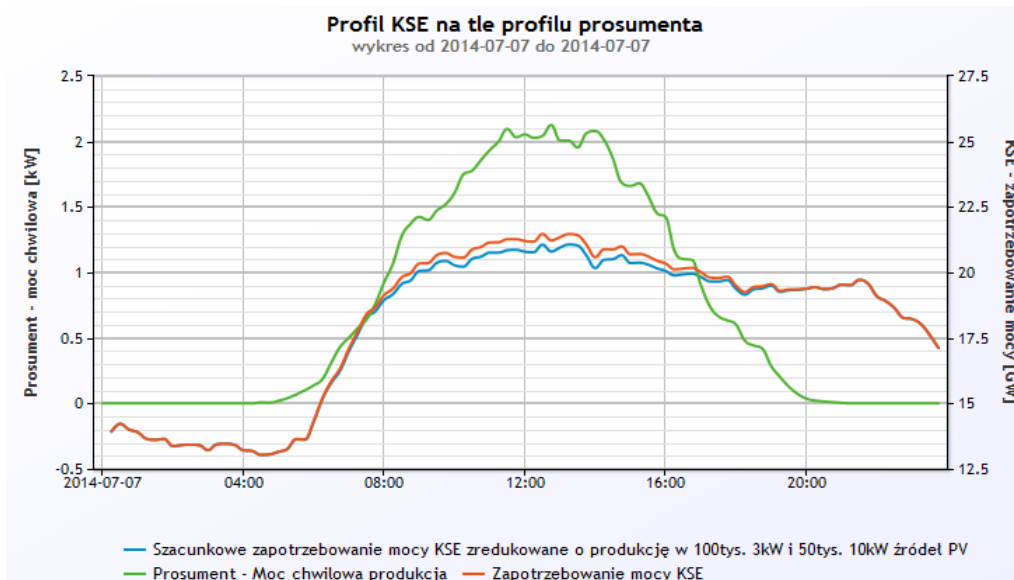
Na rynku wschodzącym dużą rolę będą pełniły źródła wytwórcze o charakterze wymuszonym, do których nie są przystosowane dzisiejsze sztywne ramy taryfowe. Cena energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych będzie niższa niż energii wygenerowanej w źródłach regulacyjno-bilansujących, którymi są źródła biogazowe i gazowe, a podaż taniej energii będzie uzależniona od przewidywalnych warunków meteorologicznych i z tego względu sztywny system taryfowy musi ulec całkowitej zmianie. Powinien on uwzględniać zarówno bieżące koszty wytwarzania, jak i opłaty systemowo-sieciowe uzależnione od umiejscowienia źródeł wytwórczych w sieci.

## **ANALIZA WPLYWU PROSUMENCKICH INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PROFIL KSE**

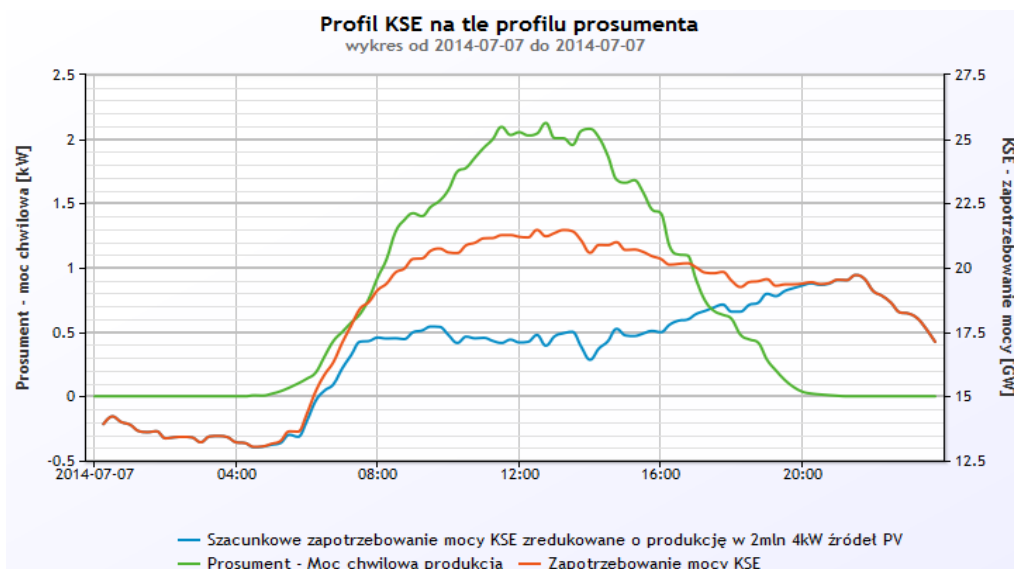
Wymuszona generacja instalacji fotowoltaicznych odbiega charakterem od dotychczas wykorzystywanych źródeł wytwórczych i jest związana z takimi parametrami jak czas (godzina, pora roku) oraz pogoda (nasłonecznienie, temperatura). Szczyt generacji instalacji fotowoltaicznych przypada na okres letni, w którym dni są najdłuższe, położenie słońca najwyższe i przeważa słoneczna pogoda. W okresie zimowych, gdy nawet w południe słońce znajduje się nisko nad horyzontem, dni są krótkie i nasłonecznienie słabe, źródła fotowoltaiczne osiągają minimum generacji – wtedy przewagę nad źródłami fotowoltaicznymi uzyskują źródła wiatrowe, których generacja jest słabsza w okresach letnich. Można przyjąć, że obecnie instalacje fotowoltaiczne nie wywierają żadnego wpływu na profil KSE, lecz w przyszłości, wraz z rozwojem fotowoltaiki w Polsce, ich wpływ będzie systematycznie wzrastał. Niżej przedstawiono analizę wpływu instalacji fotowoltaicznych na KSE dla różnych pór roku, ze szczególnym uwzględnieniem pozytywnego wpływu na bezpieczeństwo KSE w okresie letnim.

**Sezon letni.** Sezon letni charakteryzuje się najlepszymi warunkami dla pracy instalacji fotowoltaicznych ze względu na długi dzień, wysokie położenie słońca oraz bardzo częstą słoneczną pogodę. W tym okresie instalacje fotowoltaiczne osiągają największe dobowe i miesięczne uzyski. Również w tym okresie charakterystyka zapotrzebowania mocy KSE kształtuje się w specyficzny sposób, gdyż dzięki długim dniom, zmniejsza się

zapotrzebowanie na moc w szczycie wieczornym związanym w dużej mierze z wykorzystaniem sztucznego oświetlenia. W zamian za to, uwypukla się znacząco szczyt przedpołudniowy, bardzo często przewyższając szczyt wieczorny. Dodatkowo deficyty w szczycie letnim mogą mieć w Polsce przyczynę w obniżce zdolności wytwórczych bloków węglowych w wysokich temperaturach otoczenia, co jest spowodowane trudnościami w układach chłodzenia tych bloków, zwłaszcza w wypadku otwartych obiegów chłodzenia.



**Rys. 4. Lipcowy profil KSE z instalacjami prosumentckimi: 3 kW – 100 tys. i 10 kW – 50 tys.**



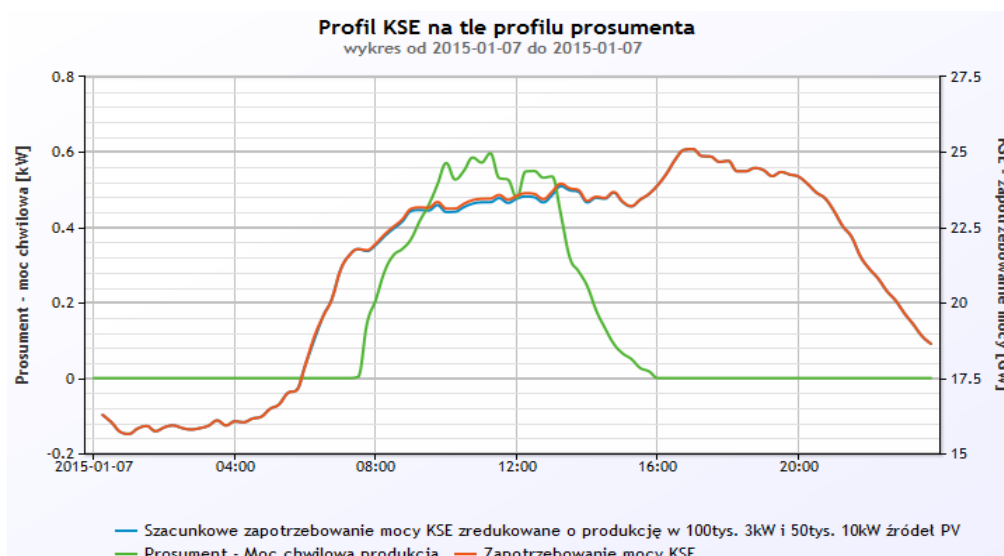
**Rys. 5. Lipcowy profil KSE z instalacjami prosumentckimi: 4 kW – 2 mln**

Na rys. 4 czerwonym kolorem zaznaczono zapotrzebowanie mocy KSE w dniu 2014-07-07 (oś Y po prawej stronie). Zielonym kolorem (oś Y po lewej stronie) zaznaczono uśrednioną moc chwilową 29 prosumentckich instalacji fotowoltaicznych o mocy znamionowej 5,33 kW każda zainstalowanych w różnych punktach kraju i pracujących dnia 2014-07-07. Kolorem

niebieskim oznaczono skorygowane zapotrzebowanie mocy KSE (oś Y po prawej stronie) o prognozowaną moc dostarczaną przez 100 tys. instalacji o mocy 3kW i 50 tys. instalacji o mocy 10kW, co w sumie daje źródła wytwórcze o sumarycznej mocy 800MW. W okresie letnim można zaobserwować wpływ tych mikroinstalacji na zmniejszenie i wyplaszczanie szczytu przedpołudniowego maksymalnie o około 0,4 GW.

Analogiczną symulację wykonano dla 2 mln mikroinstalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 8 GW pracujących po roku 2030 (rys. 5). Na wykresie wyraźnie uwidacznia się całkowite zredukowanie szczytu przedpołudniowego, gdzie wartości zapotrzebowania na moc KSE spadają o godzinie 12<sup>00</sup> z 21,20 GW do 17,09 GW.

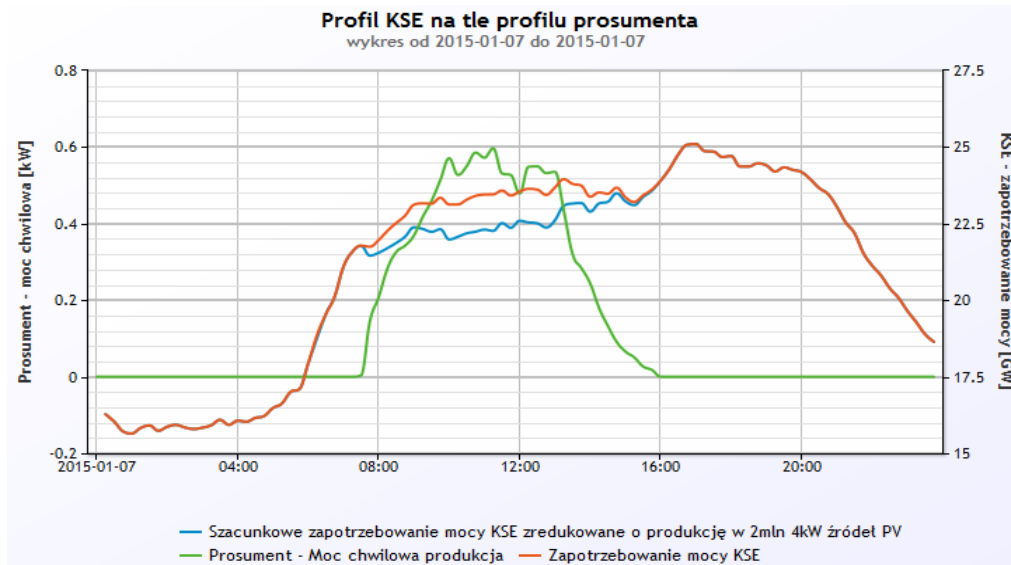
**Sezon zimowy.** Sezon zimowy charakteryzuje się zupełnie innym kształtem profilu zapotrzebowania mocy KSE. W tym okresie wzrasta całkowite zapotrzebowanie kraju na energię elektryczną, co jest związane z intensywnym wykorzystaniem sztucznego oświetlenia oraz zwiększeniem zapotrzebowania energii elektrycznej do celów grzewczych. Dodatkowo, wraz ze skracającymi się dniami, znacząco uwypukla się szczyt wieczorny, który osiąga w skali roku najwyższe wartości. W sezonie zimowym instalacje fotowoltaiczne działają najslabiej, a w przypadku pokrycia ich śniegiem, generacja energii elektrycznej całkowicie lub prawie całkowicie zanika, więc wpływ fotowoltaiki na profil KSE przez większość sezonu zimowego jest na bardzo niewielkim poziomie. Pojawiają się jednak dni, w których produkcja energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych w sezonie zimowym znacząco wzrasta, lecz takich dni nie ma w ciągu zimy zbyt wiele.



**Rys. 6. Styczniowy profil KSE z instalacjami prosumenckimi:  
3 kW – 100 tys. i 10 kW – 50 tys.**

Na rys. 6 czerwonym kolorem zaznaczono zapotrzebowanie mocy KSE w dniu 2015-01-07. Zielonym kolorem zaznaczono uśrednioną przeskalowaną moc chwilową 45 niekomercyjnych instalacji prosumenckich o mocy do 10 kW objętych monitoringiem prowadzonym przez portal <http://pvmonitor.pl>, pracujących dnia 2015-01-07. Ich średnia nominalna moc wynosiła 2,9 kW, lecz została przeskalowana do 5,33 kW. Kolorem niebieskim oznaczono skorygowane zapotrzebowanie mocy KSE o prognozowaną moc dostarczaną przez

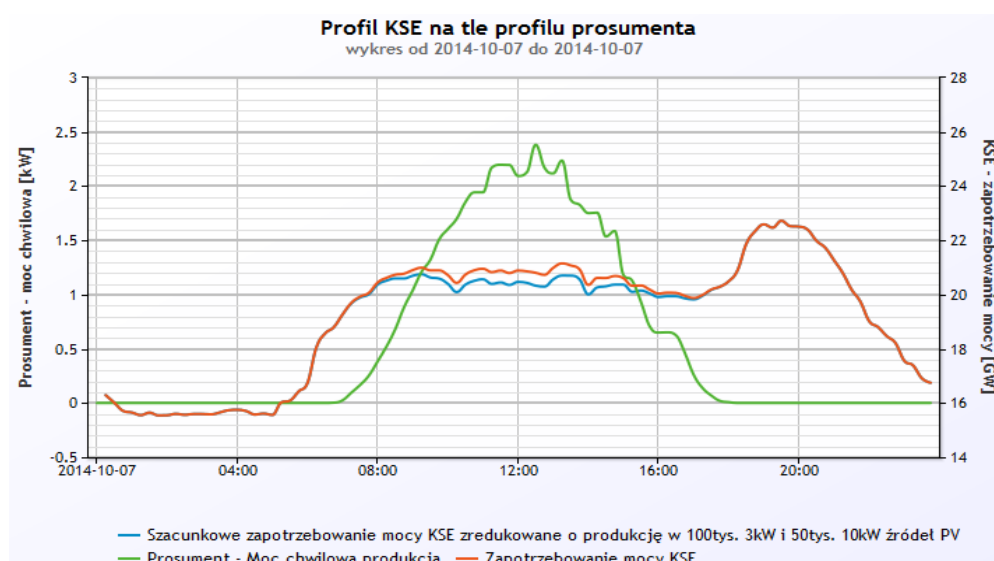
prosumenckie instalacje fotowoltaiczne o sumarycznej mocy 800 MW, których wpływ na kształtowanie profilu KSE jest w tym okresie marginalny.



**Rys. 7. Styczniowy profil KSE z instalacjami prosumenckimi: 4kW - 2 mln**

W sezonie zimowym wpływ 2 mln prosumenckich instalacji fotowoltaicznych (rys. 7) o mocy 4 kW każda, zaczyna być już zauważalny i spowodowałaby zmniejszenie zapotrzebowania na moc KSE w szczycie przedpołudniowym o godzinie 12<sup>00</sup> dnia 2015-01-07 o około 0,7 GW.

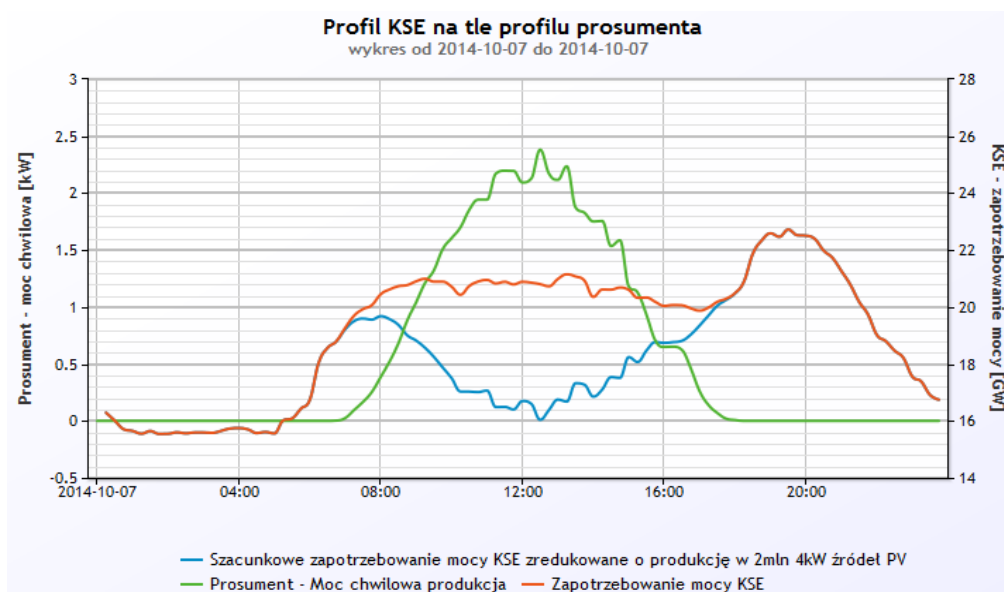
**Sezon przejściowy.** Sezon przejściowy charakteryzuje się cechami zarówno sezonu zimowego jak i letniego. Wraz ze skracającymi się dniami profil zapotrzebowania na moc KSE upodabnia się do profilu zimowego ze znaczącym uwypukleniem szczytu wieczornego.



**Rys. 8. Październikowy profil KSE z instalacjami prosumenckimi: 3 kW – 100 tys. i 10 kW – 50 tys.**

W tym okresie, pojawiające się dni w miarę słonecznej pogody, pozwalają na pracę instalacji prosumenckich z dosyć dużą wydajnością, choć ich miesięczne uzyski mogą spaść nawet do połowy miesięcznych maksymalnych uzysków z okresu letniego. Mimo coraz bardziej niekorzystnych warunków nasłonecznienia można zauważyć dosyć duży wpływ kształtowania przedpołudniowego szczytu zapotrzebowania na moc KSE przez źródła PV. Rysunek 8 przedstawia prognozowany wpływ fotowoltaicznych mikroinstalacji prosumenckich o sumarycznej mocy 800 MW na profil mocy KSE w dniu 2014-10-07.

Moc chwilowa fotowoltaicznych instalacji prosumenckich została wyliczona jako średnia z 38 niekomercyjnych instalacji objętych monitoringiem na portalu <http://pvmonitor.pl> o mocy znamionowej mniejszej niż 10kW i pracujących dnia 2014-11-07. Na rzeczywistym profilu KSE z dnia 2014-11-07 (linia czerwona wraz z niebieską) wyraźnie odciska się szczyt wieczorny trwający od godziny 17-30 do godziny 21-30, natomiast niewielki szczyt przedpołudniowy zostałby nieco wygładzony przez prosumenckie instalacje fotowoltaiczne (dolna linia niebieska). Analogiczną symulację wykonano z uwzględnieniem 2 mln mikroinstalacji fotowoltaicznych, gdzie na wyżej zamieszczonym wykresie (rys. 9) widać całkowite zniesienie szczytu przedpołudniowego. W zamian za to, w okolicach godziny 8, uwidacznia się szczyt poranny, który powstaje w wyniku skracania się dnia i późniejszego startu instalacji fotowoltaicznych.

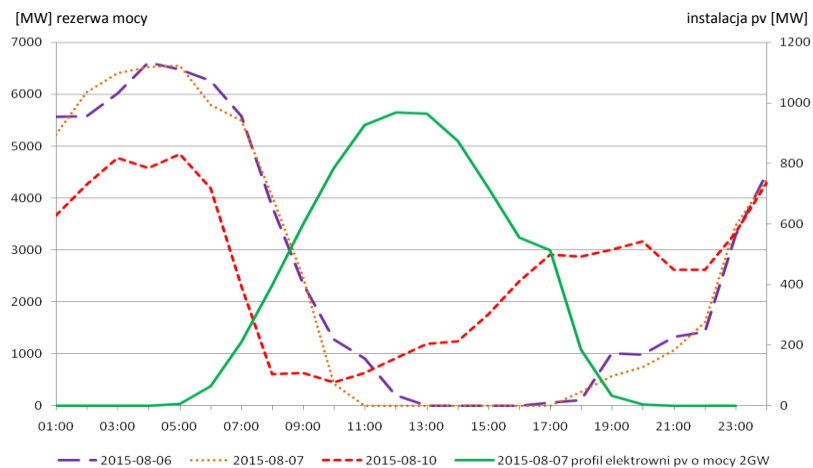


**Rys. 9. Październikowy profil KSE z instalacjami prosumenckimi: 4kW - 2 mln**

### Wpływ instalacji fotowoltaicznych na bezpieczeństwo systemu KSE

Dnia 2015-08-10, w związku z utrzymującą się falą upałów i sytuacją hydrologiczną w kraju wystąpiło obniżenie poniżej poziomu wymaganego minimum dostępnych rezerw zdolności wytwórczych, a tym samym nastąpiło zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Spowodowało to wprowadzenie po raz pierwszy od wielu lat dwudziestego stopnia zasilania. Zdarzenie to świadczy o tym, że bezpieczeństwo systemu KSE zostało w ostatnim czasie zachwiane.

**Rezerwa mocy.** Prognozowane zapotrzebowanie na moc 2015-08-10 i w następnym dniu szacowane było na poziomie 22 000 – 22 200 MW. Moc osiągalna JWCD (jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych) wynosiła tylko 25 099 MW, przy czym stwierdzone ubytki mocy w JWCD sięgały powyżej 4 000 MW. Spadki rezerwy mocy obserwowane były również w poprzednie dni (2015-08-06, 2015-08-07), gdzie w godzinach około-południowych wielkości średnie godzinowe rezerw mocy ponad zapotrzebowanie osiągały wartości równe zero (rys. 10, linie przerywane i linia kropkowana).



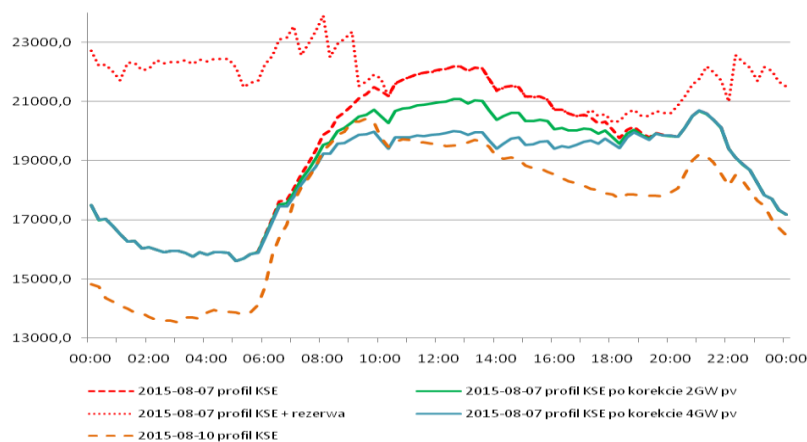
**Rys. 10. Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy - rezerwa mocy ponad zapotrzebowanie na tle profilu rozproszonych elektrowni fotowoltaicznych**

Na wykresie można zauważyć, że utrzymujące się wysokie wartości rezerw mocy w tych dniach szybko spadały, aby już w okolicach godziny 10-00 osiągnąć bardzo niskie wartości. W tym samym czasie można zaobserwować wzrost mocy elektrowni fotowoltaicznych (rys. 10, linia ciągła), których moc szczytowa była osiągana w godzinach południowych, wykazując wysoką ujemną korelację z wartościami rezerw mocy KSE. Współczynnik korelacji profilu rezerwy mocy krajowego systemu elektroenergetycznego z profilem mocy rozproszonych instalacji fotowoltaicznych wyniósł w dniach 2015-08-06, 2015-08-07 oraz 2015-08-10 odpowiednio -0,64, -0,65 oraz -0,83.

**Wpływ rozproszonych źródeł fotowoltaicznych na profil KSE.** Na rys. 11 przedstawiono profile zapotrzebowania mocy KSE (linie przerywane) w dniu roboczym poprzedzającym dzień wprowadzenia 20-tego stopnia zasilania (piątek 2015-08-07) oraz w dniu, w którym wprowadzono 20-ty stopień zasilania (poniedziałek 2015-08-10). Jeśli nie wprowadzono by ograniczeń, to ze względu na podobne warunki pogodowe i hydrologiczne w kraju, można prognozować, że w dniu 2015-08-10 profil zapotrzebowania na moc KSE byłby zbliżony do profilu z dnia 2015-08-07.

Na **rys. 11** zaznaczono również poziom rezerwy mocy (linia kropkowana) ponad bieżące zapotrzebowanie z dnia 2015-08-07. Można na nim zaobserwować, że rezerwa mocy spadła do wartości zerowych w okresie od godziny 10-00 do godziny 17-00. Profil zapotrzebowania na moc KSE z dnia 2015-08-07 skorygowano o produkcję pochodzącą

z rozproszonych systemów fotowoltaicznych o mocy 2GW oraz 4GW (rys. 11 linia ciągła, odpowiednio zielona i niebieska) i porównano z profilem zapotrzebowania na moc z dnia wprowadzenia ograniczeń zasilania (2015-08-10). Profil mocy rozproszonych instalacji fotowoltaicznych w Polsce obliczono na podstawie danych z systemu pvmonitor.pl. Na podstawie wyliczeń (rys. 11) można zauważyć, że wpływ rozproszonych fotowoltaicznych źródeł OZE o mocy 2 GW znacząco złagodziłby szczyt dopołudniowy, a zastosowanie źródeł fotowoltaicznych o mocy 4GW spowodowałoby efekty porównywalne z drastycznym ograniczeniem poboru związanym z wprowadzeniem 20-tego stopnia zasilania. Dodatkowym pozytywnym efektem byłoby prawie całkowite spłaszczenie profilu KSE w godzinach od 10-00 do 18-00, pozytywnie wpływające na pracę całego systemu elektroenergetycznego kraju.



**Rys. 11. Profil KSE skorygowany o generację w źródłach PV**

W miksie energetycznym Niemiec źródła fotowoltaiczne zajmują znaczącą pozycję, przekraczając w roku 2015 moc 39GW. Już 2-4GW rozproszonych źródeł fotowoltaicznych zainstalowanych w Polsce poprawiłoby znacząco bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego w okresach letnich, powodując wyraźne spłaszczenie szczytów przedpołudniowych w okresach najtrudniejszych dla tradycyjnej energetyki ciepłej. Ustawa o OZE przewiduje wsparcie tylko dla 800MW rozproszonych instalacji prosumenckich, która to wielkość już w dniu dzisiejszym wydaje się znacząca zbyt mała.

### **Koszt energii elektrycznej i usług sieciowych**

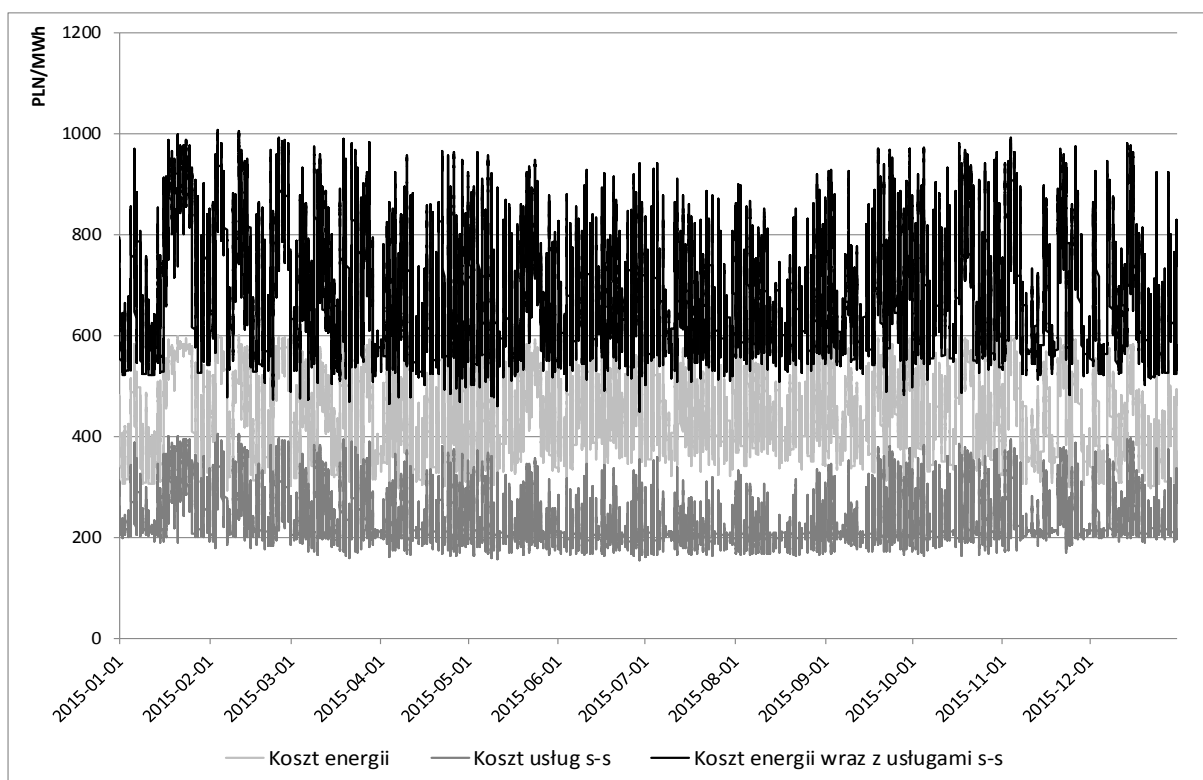
Uwzględniając jednoskładnikowe koszty energii elektrycznej w osłonach kontrolnych oraz strukturę bilansu wytwórczego można określić koszt wytworzenia energii elektrycznej w osłonie. Wraz ze zmieniającą się strukturą wykorzystania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, w perspektywie roku 2030 należy również uwzględnić zmieniające się koszty usług systemowo-sieciowych uzależnionych od lokalizacji źródeł wytwórczych, co jest spowodowane zmianami (w stosunku do stanu obecnego) wolumenów energii przesyłanych przez różne rodzaje sieci. Wg. Stanu obecnego, koszty usług sieciowych szacowane są na 40, 60 i 100 PLN/MWh dla sieci NN i WN, SN oraz nN odpowiednio. Wraz z rozwojem generacji rozproszonej ulegnie zmianie wykorzystanie sieci NN i WN, przez które obecnie

przepływa cały wolumen dostarczanej do odbiorców energii, gdyż znaczna część generacji energii elektrycznej zostanie przeniesiona do źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci SN i nN, tj. bezpośrednio w pobliżu odbiorców. W perspektywie roku 2050 proporcje kosztów usług sieciowych ulegną drastycznym zmianom i w przypadku, gdy zasoby sieciowe nie zostaną zredukowane, szacuje się, że osiągną wtedy 270, 85 i 140 PLN/MWh dla sieci NN i WN, SN oraz nN odpowiednio. Rysunek 12 przedstawia roczny profil cenowy energii elektrycznej i usług systemowo-sieciowych w perspektywie roku 2050 natomiast w tab. 2 przedstawiono wartości minimalne, maksymalne i średnie dla klastra referencyjnego.

**Tab. 2. Koszty energii i usług systemowo sieciowych (perspektywa 2050).**

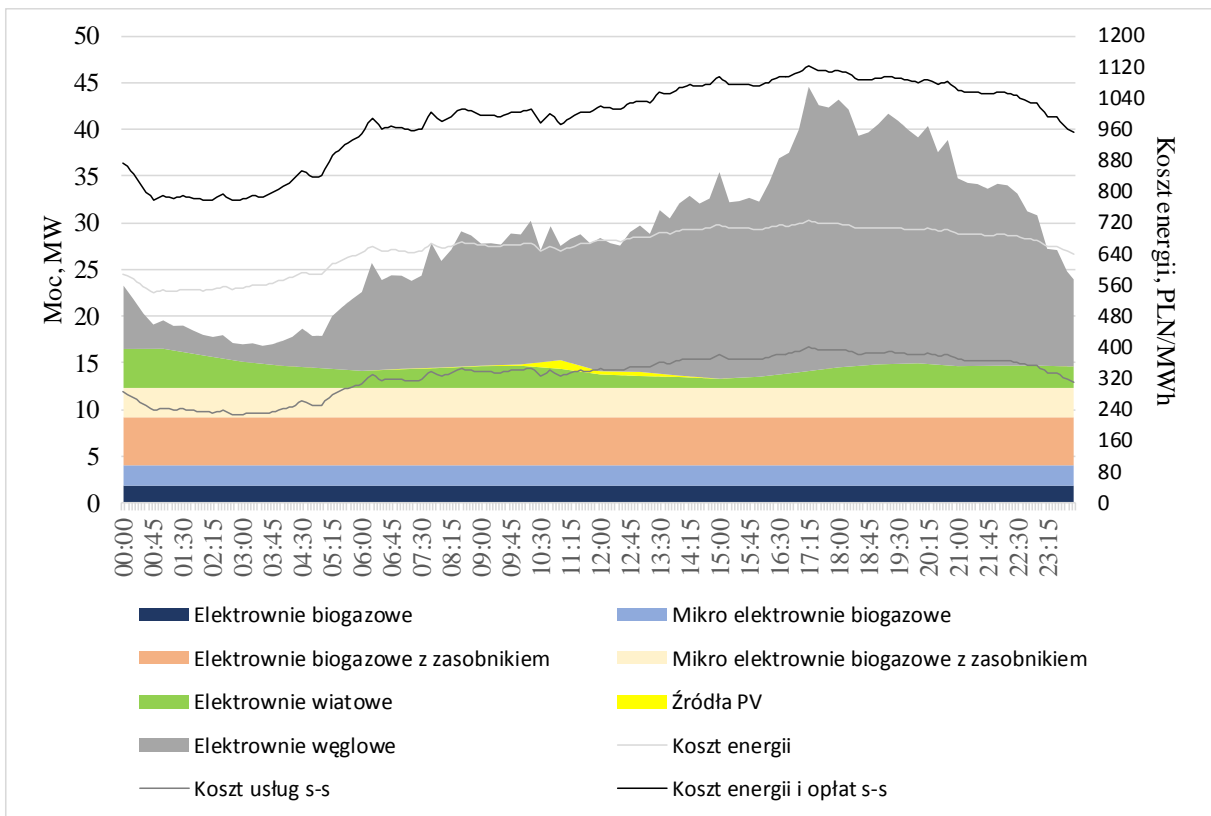
Koszt PLN/MWh	Energia elektryczna	Usługi systemowo-sieciowe	Energia elektryczna + usługi systemowo-sieciowe
Minimalny	286	154	448
Maksymalny	601	405	685
Średni	455	231	1007

Rysunki od 13 do 15 przedstawiają dla wybranych, charakterystycznych ze względu na strukturę bilansu wytwórczego, dni miks energetyczny oraz wynikające z nich koszty wytworzenia energii elektrycznej i struktury opłat systemowo-sieciowych uwzględniające umiejscowienie źródeł. Na wykresach można zauważyć, że w przypadku wykorzystania źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci NN (elektrownie węglowe WEK) oprócz wysokich kosztów pozyskania energii elektrycznej koszty usług systemowo-sieciowych również ulegają znaczącej podwyżce. Wykorzystanie lokalnie zainstalowanych prosumenckich źródeł pv przyczynia się do obniżenia kosztów usług systemowo-sieciowych.

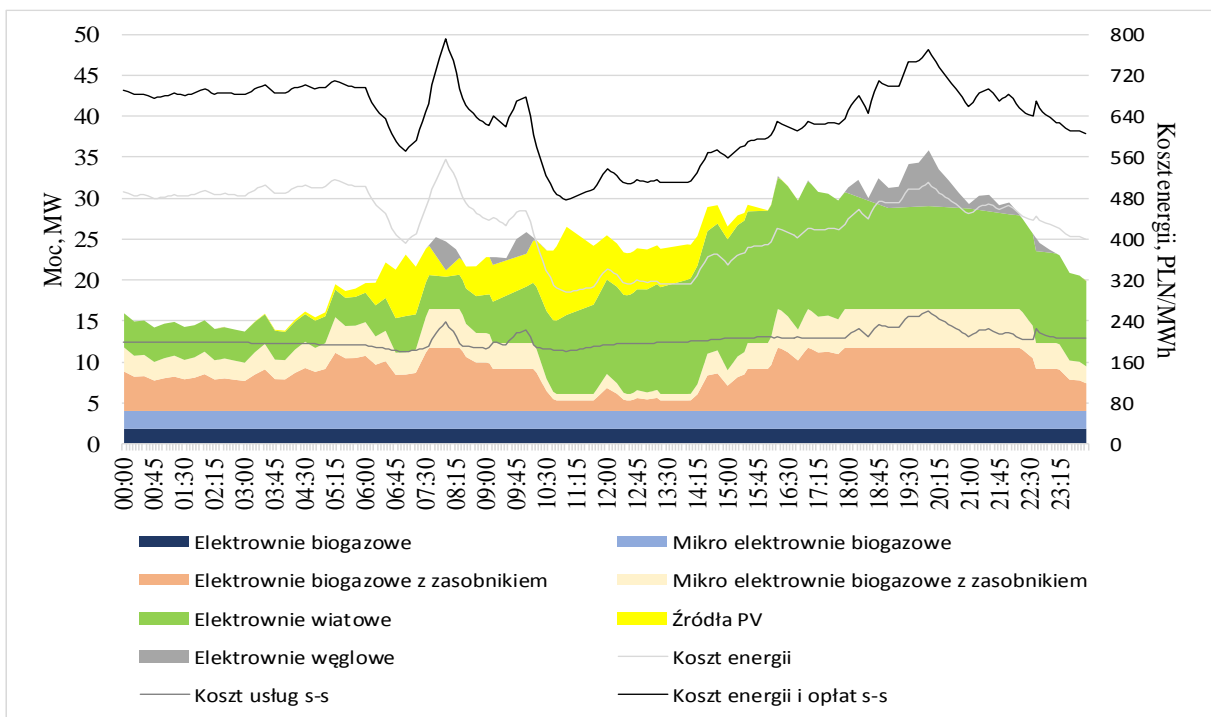


**Rys. 12. Koszt energii i usług systemowo sieciowych w ciągu roku w klastrze referencyjnym (horyzont 2050)**

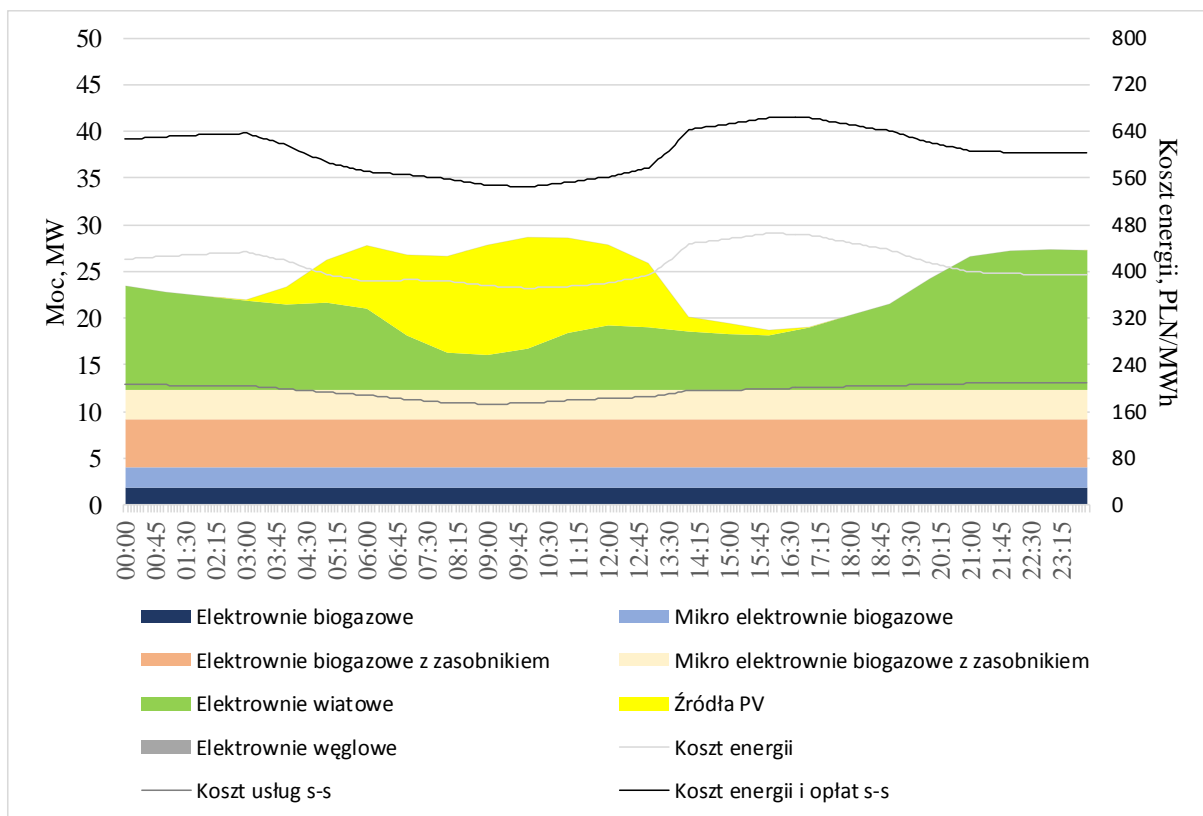




**Rys. 13. Koszt energii i usług systemowo-sieciowych w klastrze referencyjnym, dzień 18.01 (horyzont 2050)**



**Rys. 14. Koszt energii i usług systemowo-sieciowych w klastrze referencyjnym, dzień 7.04 (horyzont 2050)**

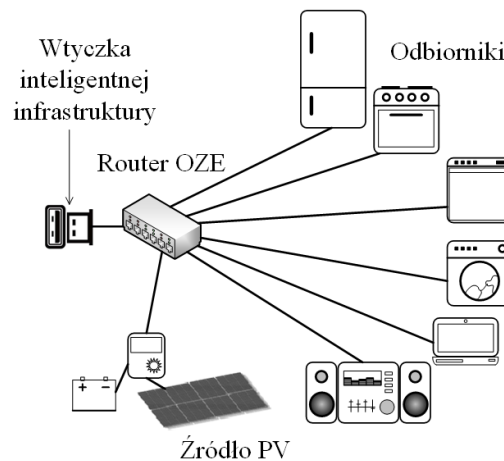


**Rys. 15. Koszt energii i usług systemowo-sieciowych w klastrze referencyjnym, dzień 14.08 (horyzont 2050)**

## **DYFUZJA MECHANIZMÓW CENOTWÓRCZYCH DO INTELIGENTNYCH ODBIORÓW (ODBIORNIKÓW) ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Istniejące obecnie taryfy energii, w szczególności taryfa G12 czy G13 pozwalają na obniżenie kosztów energii elektrycznej, wykorzystując nawet bardzo proste urządzenia do załączenia i wyłączenia odbiorników (programatory czasowe). Niestety, aktualne taryfy nie są w żaden sposób powiązane z kosztami energii, a jedynie z czasem, w którym przewiduje się zmniejszenie jej zużycia. Nie ma więc potrzeby wyposażania urządzeń w bardziej skomplikowane rozwiązania, mogące reagować na sygnał cenowy. Jednak wprowadzenie mechanizmów cenotwórczych, przyczyni się do powstania popytu na rozwiązania (odbiorcy), które będą na ten sygnał reagować. Zaproponowano trzy grupy takich odbiorników domowych: grupa 1 – są to urządzenia, które można załączyć i wyłączyć w reakcji na sygnał cenowy; grupa 2 – urządzenia wyposażone w możliwość chwilowego zatrzymania pracy oraz grupy 3 – wyposażonych w mały, dostosowany do własnego zużycia akumulator. Należy podkreślić, że już istnieją rozwiązania techniczne pozwalające wykorzystać sygnał cenowy, ale dopiero rozpowszechnienie cenotwórcstwa pozwoli na wykorzystanie efektu fabrycznego, do rozpowszechnienia, ale i obniżenia ceny inteligentnych odbiorów. Opisane w rozdziale istniejące technologie potwierdzają gotowość zarówno odbiorów, ale i producentów na wprowadzanie cenotwórcstwa.

**Inteligentna infrastruktury w cenotwórstwie czasu rzeczywistego.** Podłączenie urządzeń grupy 1 wymaga zastosowania routera OZE, którym mogą być zarówno gotowe rozwiązania, takie jak Victron Quatro, zapewniający praktycznie bezprzerwową pracę i integrujący potencjalnie wiele różnych technologii wytwórczych, ale także sterowniki PLC, czy mikrokomputery o różnym stopniu złożoności i możliwościach sterowania. Przykład takiego sterownia zamieszczono na rys. 16, gdzie każde z urządzeń może zostać załączone i wyłączone na podstawie sygnału cenowego. Zaletą takiego rozwiązanie jest możliwość wykorzystania już dostępnych w sprzedaży urządzeń, wadą natomiast konieczność poprowadzenia dodatkowych obwodów elektrycznych do urządzeń. Wada ta jest mniej istotna, jeżeli wyposaży się urządzenie w moduły komunikacyjne, które pozwolą, na podstawie sygnałów z routera, sterować odbiornikami. Router OZE kontroluje produkcję energii (dla prosumentów), a jeżeli instalacja jest wyposażona w magazyn energii, również jej magazynowanie.

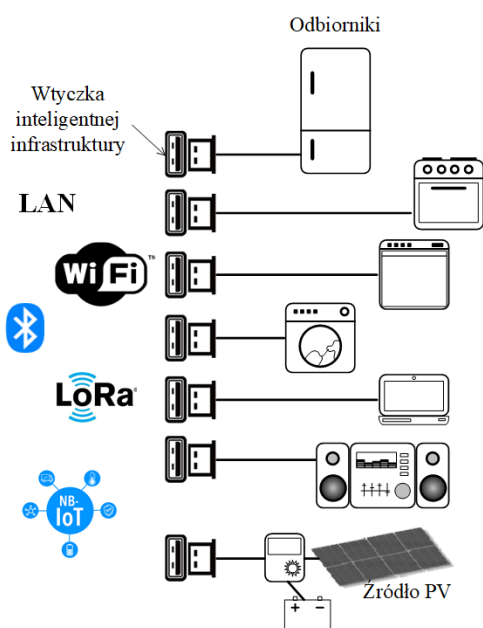


**Rys. 16. Sterownie odbiornikami z wykorzystaniem routera OZE**

W sytuacji, gdy zacznie powstawać coraz więcej urządzeń grupy 2 i 3 wyposażonych dodatkowo w moduły komunikacyjne, mogą one być indywidualnie sterowane na podstawie wbudowanych algorytmów. Przy czym w pierwszej kolejności, pojawiają się urządzenia grupy 2 i 3, charakteryzujące się stosunkowo dużym zużyciem energii (pralka, zmywarka itp.), a następnie takie, do których można zabudować akumulator, pozwalający na pracę urządzenia bez pobierania energii z sieci w sytuacji, gdy jest jej cena jest wysoka.

Do przesyłania informacji o cenie może wykorzystywać już istniejące ogólne standardy transmisji zarówno przewodowej (np. LAN) jak i bezprzewodowej (WiFi, Bluetooth), czy rozwiązania dedykowane dla urządzeń IoT takie jak LoRa (w szczególności na obszarach wiejskich) czy NB-IoT (na obszarach o dużej liczbie odbiorników a co za tym idzie przekazywanej dużej ilości danych). Każde z urządzeń jest więc wyposażone we wtyczkę inteligentnej infrastruktury, która umożliwi odbiór informacji o aktualnej cenie energii, na podstawie której podjęta decyzja o uruchomieniu, lub zatrzymaniu (o ile jest to możliwe) danego odbiornika. Algorytmy sterowania mogą, ale nie muszą uwzględniać pozostałych urządzeń w sieci odbiorcy (np. OK1), przy czym zdecydowanie większe możliwości pojawiają się, jeżeli pozostałe odbiorniki, ale również źródła (np. PV) czy magazyny energii

będą wpływały na pracę każdego z urządzeń. Koncepcja takiego rozwiązania została pokazany na rys. 17.



Rys. 17. Koncepcja indywidualnej reakcji na cenę energii przez odbiorniki

### Dyfuzja dwuskładnikowej taryfy dynamicznej (HT - wysoka cena, LT – niska cena) w obszar sterowanie odbiornikami (odbiorami) energii elektrycznej

Wyjściowa hipoteza robocza do rozważań dotyczy możliwości wprowadzenie taryf dynamicznych w gospodarstwach domowych o możliwych kilkuminutowych cyklach rozliczeniowych wykorzystujących aktualnie dostępne odbiorniki. Hipoteza ta wprowadza wiele obaw. Dla każdego inżyniera zajmującego się energetyką prosumenką, założenie to jest właściwie koniecznością i niebawem stanie się w Polsce faktem. Szeroka informatyzacja, mobilne urządzenia oraz zainstalowane w nich aplikacje, stale pracujące on-line, pozwalają na informowanie odbiorców o zmianach w taryfach w bardzo krótkich interwałach czasowych. Informowanie to musi w przyszłości wywoływać natychmiastową reakcję odbiorcy, przynoszącą efekt w postaci obniżenia lub zwiększenia zapotrzebowania gospodarstwa domowego na energię elektryczną. Reakcja ta musi być automatyczna i długofalowo niezależna od domowników.

Podejście takie wywołuje szereg pytań, najczęściej o wygodę, oraz o zmianę przyzwyczajeń osób korzystających z obecnych taryf za energię elektryczną. Skuteczna namowa do odpowiedniej reakcji na taryfy dynamiczne bazuje na motywacjach negatywnych, opartych na zbyt wysokich rachunkach za energię elektryczną oraz na motywacjach pozytywnych, opartych na obietnicy obniżenia kosztów energii elektrycznej w stosunku do obecnych taryf płaskich.

**Odbiorniki domowe – grupa 1.** Taryfy dynamiczne bazują na sygnale niskiej taryfy LT oraz wysokiej taryfy HT. Współcześnie istnieje na rynku wiele rozwiązań pozwalających na wyłączenie urządzenia po otrzymaniu sygnału HT i ponownym jego załączeniu przy wystąpieniu sygnału LT. Urządzenia takie można instalować w rozdzielnicach, puszkach

instalacyjnych, a nawet w gniazdach wtykowych, są nieduże, wykorzystują komunikację bezprzewodową, a ich obciążalność sięga nawet 3600 W (16 A dla obciążeń rezystancyjnych). Do tej grupy należą odbiorniki, których moc może być regulowana, a praca bezpiecznie w każdej chwili przerywana. Odbiorniki te należą do grupy, gdzie profil mocy może być modyfikowany.



**Rys. 18. Gniazdo wtykowe jednofazowe, sterowane m.in. sygnałem wifi**

Problemem wykorzystywania takich urządzeń jest w taryfach dynamicznych częstotliwość wyłączeń i załączeń przez krótkie czasy trwania taryf LT oraz HT. Uderza to w wygodę domowników. Zaletą jest stosunkowo niska cena i łatwość aplikacji. Stosowanie tych najprostszyc rozwiązań w taryfach dynamicznych ogranicza się właściwie do urządzeń grzewczych (grzejniki, podgrzewacze pojemnościowe wody) i klimatyzacyjnych, a także dla lodówek i zamrażarek. Dla urządzeń tego typu nie ma właściwie znaczenia czy zostaną włączone w danym momencie, czy też za kilka minut. Nie ma także znaczenia to, w którym momencie doby pracują.

**Odbiorniki domowe – grupa 2.** Niektóre z urządzeń AGD mogłoby zostać zaprojektowane w sposób taki, aby wydłużyć pracę urządzenia o cykle wyłączeń w trakcie trwania taryfy HT. Przeciętny cykl prania to ok. 60 min., natomiast cykl suszenia 120 min. Zastosowanie odpowiednio zaprojektowanej pralko-suszarki pozwoliłoby na wykonanie prania i jego wysuszenie w dłuższym czasie (np. nocą) stosując przerwy na czas trwania taryfy HT. Podobne rozwiązania można zastosować np. w zmywarkach do naczyń. Konstrukcja takich urządzeń AGD nie jest trudna, lecz obecnie urządzenia takie nie są dostępne. Można spodziewać się jednak, że wprowadzenie taryf dynamicznych wywoła popyt i odpowiednią niszę zapotrzebowania, na którą szybko zareagują producenci sprzętu AGD. Do tej grupy odbiorników należą te, które realizują zadany cykl pracy, który z kolei można opisać predefiniowanym profilem mocy. Profil mocy tych urządzeń nie może być modyfikowany, natomiast mogą być sterowane przez zaplanowanie czasu załączenia.

**Odbiorniki domowe – grupa 3.** W gospodarstwie domowym występuje jednak wiele urządzeń, których domownicy nie zechcą wyłączać w odstępach kilkuminutowych. Poczynając od oświetlenia, poprzez domową elektronikę, taką jak komputer PC, radio lub telewizor, a skończywszy na odbiornikach o mocach stosunkowo wyższych takich jak

odkurzacz. Najlepszym rozwiązaniem byłoby wyposażenie tych urządzeń, poza interfejsem komunikacyjnym (w celu analizy taryfy), w niewielki zasobnik akumulatorowy, pozwalający na ciągłą pracę w okresach wyłączeń spowodowanych taryfą HT. Urządzenia takie byłyby odpowiedzią producentów na realne potrzeby rynku, po wprowadzeniu taryfy dynamicznej. Popyt na urządzenia byłby tym wyższy im większa byłaby motywacja (bez względu na to czy negatywna, czy pozytywna) klientów korzystających z taryfy dynamicznej. Odbiorniki te generują sumaryczny profil mocy niemodyfikowalny, na który składa się często składowa o stałej wartości mocy (najczęściej zasilacze małej mocy) oraz składowa zmiennej wartości mocy (np. załączanie agregatu lodówki lub oświetlenie). Średnie zapotrzebowanie na energię odbiorników domowych grupy 3 można przyjąć na poziomie zaledwie 150 Wh.

Wiele z takich urządzeń nie wymaga dużego zasobnika energii. Zastosowane małe akumulatory, często jednoogniowe, nie muszą zasilać falowników. Napięcie zasilające urządzenia elektroniczne, oświetlenie, a nawet urządzenia silnikowe, może być napięciem stałym, a pobór prądu z ogniwa jest raczej niewielki. Rozwiązania te są proste i już bardzo często spotykane w gospodarstwach domowych. Począwszy od urządzeń z bardzo małym zapotrzebowaniem na energię (ok. 15 Wh) jak elektryczne, akumulatorowe szczoteczki do zębów, golarki, poprzez urządzenia o poborze średnim (ok. 150 Wh) jak sprzęt audio, komputery osobiste, a kończąc na akumulatorowych odkurzaczach autonomicznych lub ręcznych (ok. 300-500 Wh). Urządzenia takie już są dostępne na rynku i dla efektywnego korzystania z taryfy dynamicznej wystarczy jedynie zmodyfikować ładowarki, albo wręcz skorzystać dla tych ładowarek ze sterowanych gniazd wtyczkowych, zasilających odbiorniki domowe grupy 1.

Do czasu pojawienia się takich urządzeń na rynku sprzętu AGD/RTV można korzystać ze znanych z systemów komputerowych układów gwarantowanego zasilania UPS.

**Stan obecny.** Na dzień dzisiejszy w gospodarstwach domowych możemy skutecznie wykorzystać przy taryfie dynamicznej jedynie odbiorniki grupy 1. Producenci domowego sprzętu AGD nie wprowadzili do obrotu ani odbiorników wydłużających cykl pracy (grupy 2) ani odbiorników zaopatrzonych w akumulatorowe zasobniki energii (grupy 3). Wprowadzenie do sprzedaży odbiorników grupy 2 i 3 nie spowoduje także masowej wymiany starszego sprzętu na nowy, gdyż zarówno motywacja pozytywna jak i negatywna nie będzie wystarczająca przy uwzględnieniu kosztów takiej wymiany. Proces wymiany sprzętu AGD będzie się jednak odbywał, urządzenia uszkodzone lub starsze będą wymieniane na nowe, znacznie bardziej energooszczędne w obecności nowych taryf dynamicznych.

Nie oznacza to wcale długiej drogi do atrakcyjności taryf dynamicznych. Już obecnie istnieją stosunkowo proste metody inżynierskie na atrakcyjne wykorzystanie taryf dynamicznych w przeciętnym gospodarstwie domowym. Metody te polegają na zastosowaniu urządzeń sterowanych sygnałem taryf LT i HT oraz na szybkim odłączaniu całych posesji od zasilania z sieci elektroenergetycznej i przełączanie na inne, w założeniu znacznie tańsze od taryfy HT, źródło energii elektrycznej. Przełączanie takie odbywa się w obecnych urządzeniach w czasie krótszym niż 20 ms i nie powoduje wyłączenia żadnego urządzenia domowego.

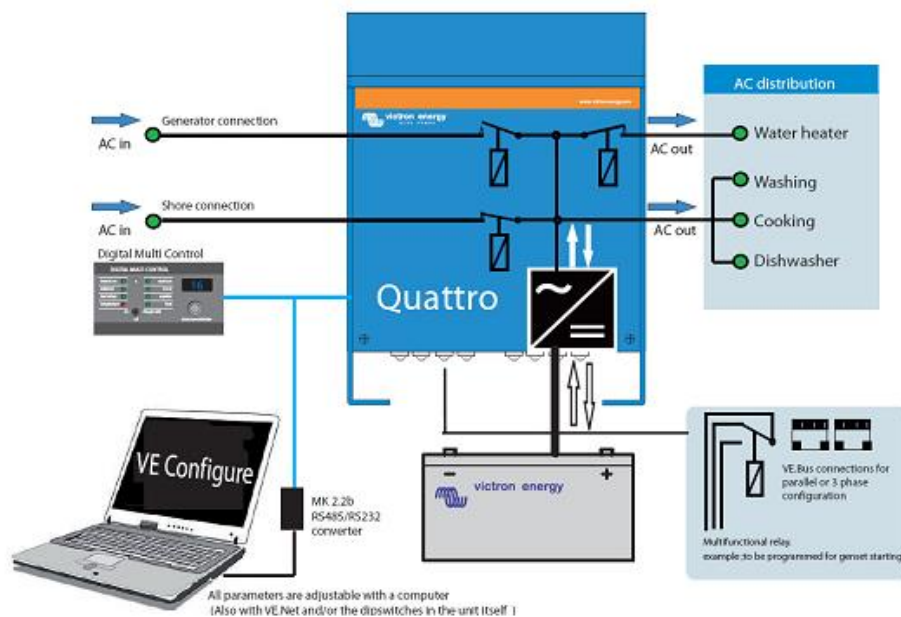
Alternatywnym źródłem zasilania najczęściej są falowniki zasilane z akumulatorów ołowiowych (AGM lub GEL), lub zamiennie z akumulatorów typu LiFePO<sub>4</sub>. Akumulatory te

mogą być ładowane w trakcie trwania taryfy LH. Oczywiście akumulatory te mogą być także doładowywane z innych źródeł niż sieć elektroenergetyczna, poprzez odpowiednie ładowarki panele fotowoltaiczne lub mikro elektrownie wiatrowe, a nawet metanolowe ogniwa paliwowe. Wszystkie te rozwiązania są skomercjalizowane, dostępne i coraz tańsze.



**Rys. 19. Alternatywne źródła ładowania przydomowych zasobników energii**

Ponieważ pojemność akumulatorów ogranicza czas działania tego typu urządzeń, a co za tym idzie okresy wykorzystania w trakcie trwania taryfy HT, możliwa jest współpraca z dodatkowymi elektrowniami *dieslowskimi* lub z mikro blokami *combi*. Przykładem takiego urządzenia jest obecny już od kilku lat Victron Quattro (rys. 20).



**Rys. 20. Victron Quattro, urządzenie pozwalające na bezprzerwową pracę z czterema niezależnymi źródłami energii elektrycznej w odłączeniu od sieci EE**

Urządzenie to pozwala na podłączenie nawet czterech niezależnych od siebie źródeł do zasilanego obiektu. Czasy przełączeń pracy między źródłami są krótsze od 20 ms i nie wywołują wyłączeń pracujących odbiorników domowych. Urządzenia tego typu produkują się zarówno jedno jak i trójfazowe o mocach od 800 VA do kilkudziesięciu kVA. Automatycznie synchronizują się z siecią elektroenergetyczną. Wadą wskazywaną przez użytkowników takich rozwiązań jest konieczność wpinania urządzeń w szereg z siecią elektroenergetyczną. Sieć ta musi być odłączana w trakcie trwania taryfy HT. Wymaga to przeróbki domowej rozdzielnicy elektrycznej. Dodatkowo należy zapewnić odpowiednią ilość miejsca pod zabudowę urządzenia oraz pod dość kosztowny akumulatorowy zasobnik energii, który ze względu na duże prądy po stronie źródła niskiego napięcia DC, musi być jak najbliżej urządzenia. Jest to przeszkoda wpływająca m.in. obecnie na dużą popularność instalacji typu on-grid, które dopinane są do domowej instalacji elektrycznej równolegle, bez istotnych przeróbek i które nie wymagają akumulatorowych zasobników energii. Przeszkoda ta staje się błaha na etapie projektu i realizacji nowej instalacji nowego obiektu budowlanego, nie zwiększając nawet znacząco kosztów inwestycji.

Najmniejszy możliwy w zastosowaniu zasobnik akumulatorowy to ok. 2,5 kWh (rys. 21). Pojemność ta jest uwarunkowana nie tylko koniecznym czasem pracy w obciążeniu, ale także dużym prądem ciągłym (praca na falownik) sięgającym 100 A i więcej.



**Rys. 21. Akumulator LiFePO4 o nominalnej pojemności energii 2,5 kWh**

Niewątpliwą zaletą dodatkową takich urządzeń jest układ gwarantowanego zasilania (UPS) dla całego gospodarstwa domowego.

**Dyfuzja akumulatorów do odbiorników (instalacji odbiorczych).** Przewiduje się, że wprowadzenie taryf dynamicznych zaowocuje w następstwie pojawieniem się urządzeń grupy 2 i 3, ale pierwotnie szerszymi usługami przejmującymi niewygodę związaną z przełączeniami taryf LT i HT. Usługodawca może zabudować znacznie większy zasobnik energii elektrycznej oraz zapewnić dostatecznie szybkie przełączanie na źródła alternatywne lecz większej mocy, pozwalające na podłączenie kilkunastu domów, a nawet całych miejscowości. Mogłaby to być usługa abonamentowa, nie wymagająca od mieszkańców kosztownych inwestycji początkowych. Wszystkie elementy takiego systemu są produkowane, inżynierowie potrafią sprostać takim projektom, a realizacje są możliwe już dziś. Inwestycje takie są bardzo drogie i muszą operatorowi zapewnić odpowiednio szybką



stopę zwrotu. Kontenerowy zasobnik energii pokazany na rys. 22 to inwestycja która kosztowała 8,2 mln. złotych.

Dokonując analizy cen zasobników energii, najatrakcyjniejsze wydaje się autonomiczne wyposażenie urządzeń w akumulatory jednoogniowe (tab. 3). Inwestycja w kontenerowy zasobnik energii jest ponad 8 krotnie droższa, niż szerokie zastosowanie akumulatorów jednoogniowych. Dodatkowym atutem jest brak konieczności przeróbek domowej instalacji elektrycznej. Akumulatory jednoogniowe są tanie (i stale tanieją) produkowane są standardowych typoszeregach i w razie konieczności domownicy gospodarstw domowych mogą wymieniać je samodzielnie, na wzór klasycznych baterii. Duże, a nawet jedynie średnie systemy akumulatorowe, wymagają obsługi inżynierskiej, a samodzielny serwis przez mieszkańców gospodarstw domowych jest niemożliwy.

**Tab. 3. Porównanie cen akumulatorowych zasobników energii**

	Akumulator 15 Wh (Panasonic 18650 LiION 3400 mAh)	Akumulator 2,5 kWh (Victron Lithium 24 V 100 Ah)	Zasobnik kontenerowy 1,5 MWh
Cena	10 PLN	8500 PLN	8,2 mln PLN
<b>Cena jednostkowa</b>	<b>0,67 PLN/Wh</b>	<b>3,40 PLN/Wh</b>	<b>5,46 PLN/Wh</b>

Inwestycja w kontenerowy zasobnik energii jest ponad 8 krotnie droższa, niż szerokie zastosowanie akumulatorów jednoogniowych (tab. 3). Dodatkowym atutem jest brak konieczności przeróbek domowej instalacji elektrycznej. Akumulatory jednoogniowe są tanie (i stale tanieją) produkowane są w standardowych typoszeregach i w razie konieczności domownicy gospodarstw domowych mogą wymieniać je samodzielnie, na wzór klasycznych baterii. Duże, a nawet jedynie średnie systemy akumulatorowe, wymagają obsługi inżynierskiej, a samodzielny serwis przez mieszkańców gospodarstw domowych jest niemożliwy.



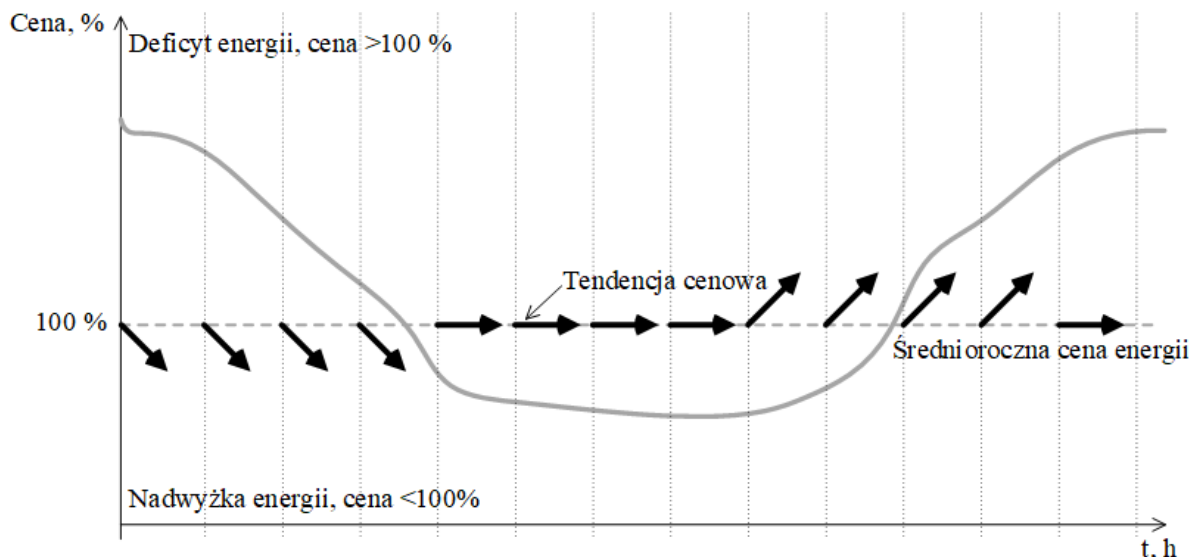
**Rys. 22. Pierwszy w Polsce modułowy magazyn energii elektrycznej o mocy 0,75 MW i pojemności energii 1,5 MWh**

## **WPROWADZENIE DO ALGORYTMIZACJI STEROWANIA ODBIORNIKAMI (ODBIORAMI) Z WYKORZYSTANIEM PROGNOZ CENOWYCH SYGNAŁÓW STEROWNICZYCH**

Jak zaznaczono wcześniej sterowanie profilem odbiorów energii elektrycznej może być realizowane na wiele sposobów, zależnie od grupy odbiorów. Może to być sterowanie mocą odbiornika, czasu jego załączenia, a także możliwe jest wykorzystanie małego zasobnika energii. Wymaga to jednak opracowania algorytmów sterowania urządzeniami. Wydaje się, patrząc z perspektywy wcześniejszych badań i uzyskanych wyników [1], [2], że najważniejsze jest zdefiniowanie sygnałów sterujących funkcjonujących na poziomie WME i łatwo interpretowalnych przez lokalne urządzenia sterujące (np. sterowniki PLC). Muszą to być sygnały jednoznaczne, a ich liczba powinna być ograniczona. Takim sygnałem jest chwilowa (okresowa) cena, a właściwie profil prognozy ceny wynikający z chwilowego przewidywanego bilansu zapotrzebowania i optymalnego miks energetycznego.

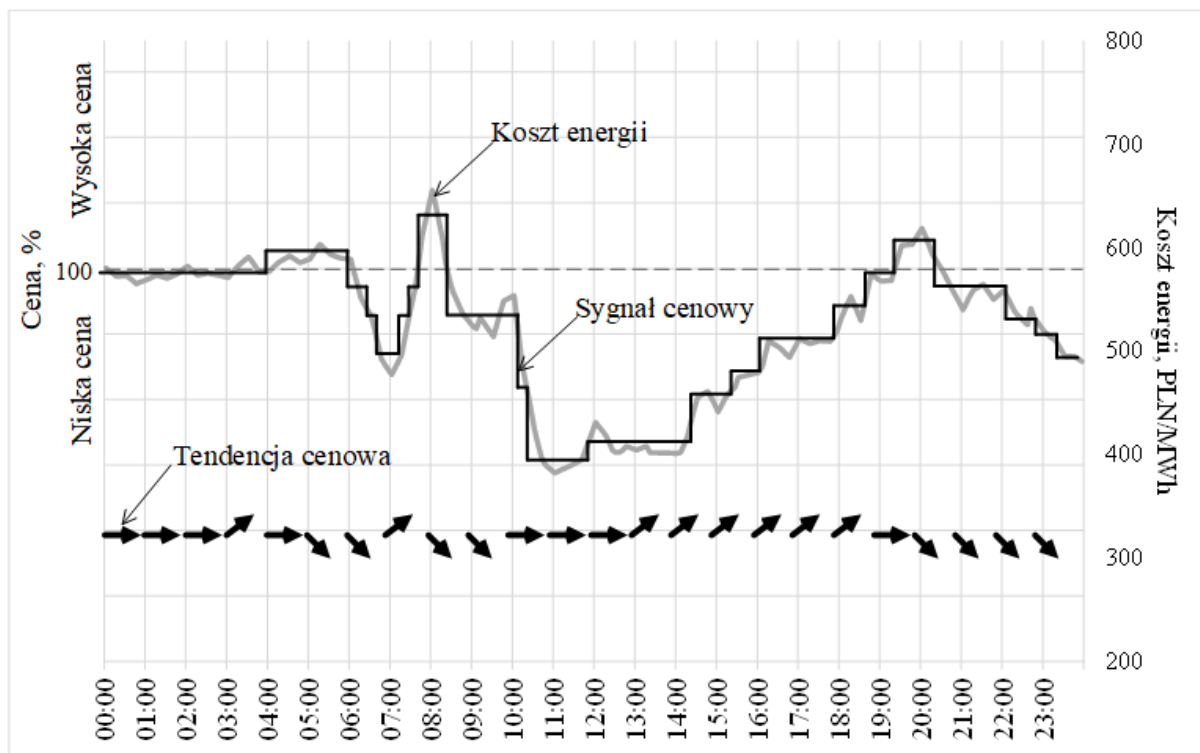
**Standardyzacja cenowego sygnału sterującego.** Nie ma najmniejszych przeciwwskazań, do wprowadzenia taryf dynamicznych nawet z najkrótszymi, kilkuminutowymi cyklami trwania taryfy wysokiej HT jak i niskiej LT. Wiele z urządzeń domowych może z taryfami takimi pracować już dzisiaj i to bez żadnej zmiany konstrukcyjnej. Urządzenia, które na to nie pozwalają można wzbogacać o systemy gwarantowanego zasilania typu UPS i odłączać na czas trwania wysokiej taryfy. W zależności od zaangażowania mieszkańców gospodarstwa domowego, w oczekiwaniu na powstanie nowych urządzeń AGD/RTV, można korzystać z rozwiązań znanych z systemów off-grid, z jednym średnim zasobnikiem akumulatorowym na cały dom. Najmniej korzystne rozwiązania będą jednak systemowe, z dużym zasobnikiem energii i obejmą te gospodarstwa domowe, w których mieszkańcy kosztem wyższej ceny za energię elektryczną nie chcą dokonywać żadnej inwestycji początkowej. Rozwiązania takie mogą bazować na kontenerowych zasobnikach energii i mogą obejmować nawet całe osiedla domów.

Wiele domowych odbiorników dużej mocy, takich jak pralka czy zmywarka, charakteryzujących się pewnym czasem działania (cyklem pracy), potrzebuje informację o cenie, która będzie obowiązywała aż do zakończenia pracy (cyklu). Dlatego, oprócz aktualnej ceny, dodatkową istotną informacją byłaby tendencja cenowa, która pozwoliłaby lepiej zaprognozować pracę odbiorników. Wyznaczenie tendencji cenowej należałoby do koordynatorów klastra, którzy na podstawie prognozy pogody, profilu zapotrzebowania odbiorców ale również szacowanego wykorzystania sieci, prognozowałiby możliwą zmianę ceny w pewnym okresie. Ponieważ cykl pracy typowych urządzeń trwa około 2 godzin, proponuje się podanie tendencji cenowej obejmującej dwie najbliższe godziny. Przykładowy profil ceny, wraz z zaznaczoną tendencją cenową zamieszczono na rys. 23.



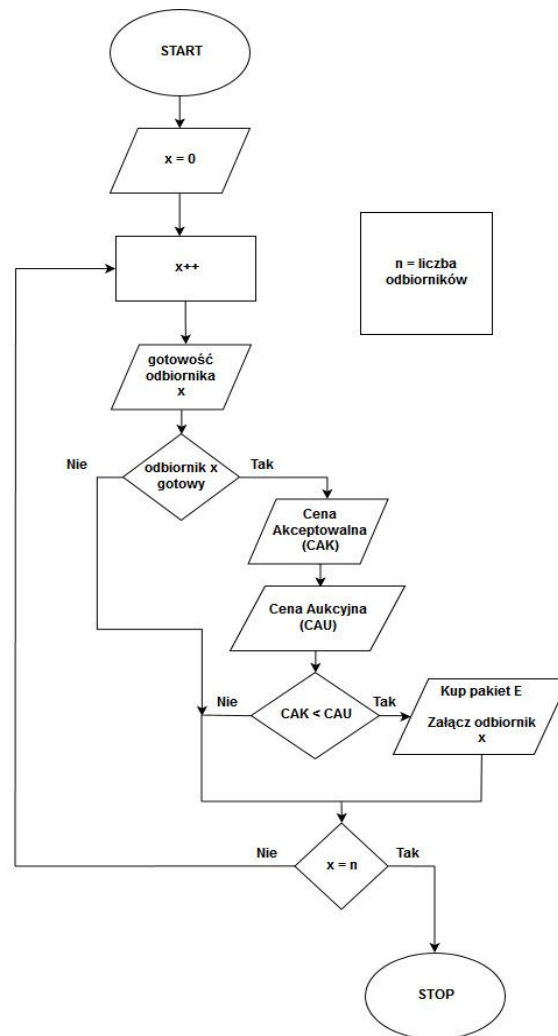
Rys. 23. Przykładowy profil ceny z zaznaczoną tendencją cenową w okresie 2 godzin

Przedstawiona na rys. 23 koncepcja sygnału cenowego oraz tendencji cenowej została wykorzystana do obliczenia tychże sygnałów dla wybranego okresu (dzień 07.04). Na rys. 24 zamieszczono 15-minutowy profil sygnału cenowego, który uwzględnia aktualny, jednostkowy koszt wytwarzania oraz koszt sieci. Tendencja cenowa wynika z prognozy produkcji.



Rys. 24. 15 minutowy profil sygnału cenowego oraz prognozowana tendencja cenowa, dzień 07.04 (horyzont 2030), obliczone na podstawie struktury bilansu wytwórczego dla powiatu referencyjnego

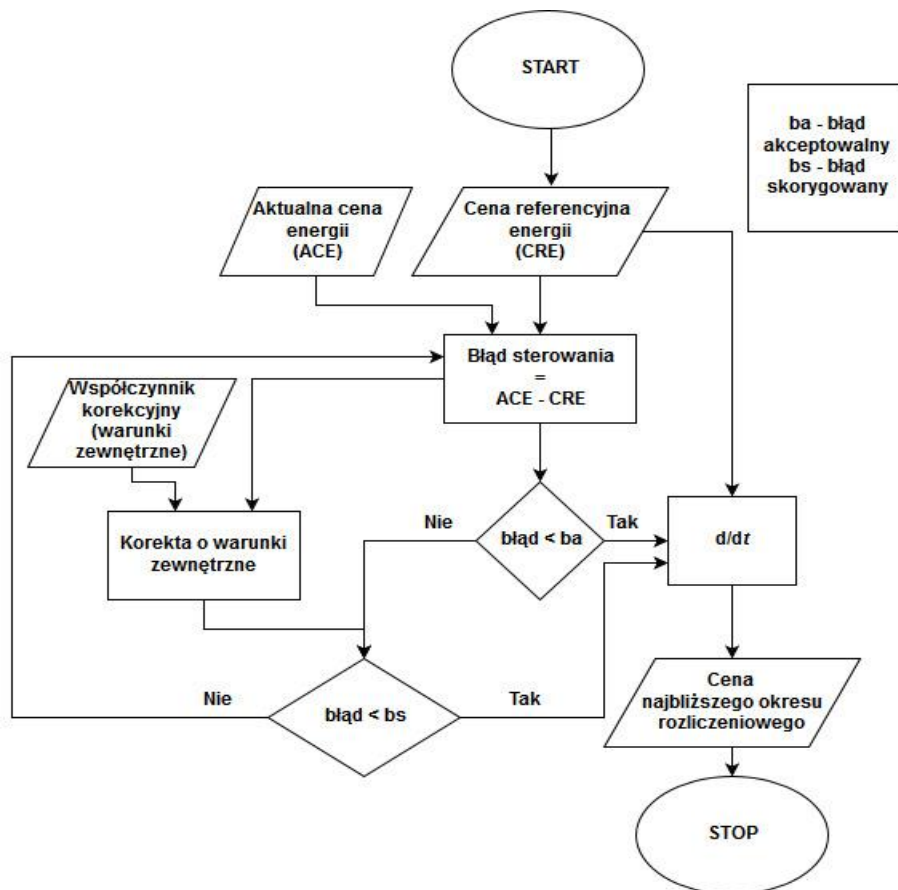
**Algorytmizacji sterowania odbiorników (odbiorów).** Głównym założeniem algorytmu sterowania odbiornikami (AGD) gospodarstwa domowego jest uzyskanie najefektywniejszego wykorzystania energii elektrycznej, przy jak najniższej cenie. Efektywność w tym względzie określana jest nie, jako niski pobór energii, lecz skorzystanie z określonego pakietu energii, potrzebnego do konsumpcji, przez określone odbiorniki, przy jego najniższym koszcie. W najprostszej formie, algorytm sterowania można przedstawić, jak na rys. 25. Określona została w nim liczba urządzeń podlegających sterowaniu ( $x$ ) oraz ich priorytety (kolejność załączania). Gotowość do pracy każdego z nich weryfikowana jest w głównej pętli programu. Gdy nie ma potrzeby załączenia odbiornika, następuje weryfikacja kolejnego urządzenia. W przeciwnym razie pobierane są informacje na temat cen: akceptowalnej (CAK) oraz aukcyjnej (CAU) i porównanie ich wartości. Gdy  $CAK < CAU$  następuje zakup energii w najbliższej jednostce rozliczeniowej oraz ustawienie odbiornika w stan załączenia. W tym algorytmie brana jest tylko chwilowa wartość ceny, nieanalizowana jest natomiast prognoza profilu cenowego.



**Rys. 25. Algorytm sterowania załączeniem grupą odbiorników w zależności od ceny energii elektrycznej**

Punktem odniesienia algorytmu jest cena aukcyjna. Przedstawione rozwiązanie jest jak najbardziej prawidłowe i przy pewnych modyfikacjach może być wykorzystane jako

ostateczna forma. Słabym punktem algorytmu jest opieranie się na aktualnych cenach, co może spowodować brak spełnienia warunku cenowego, czyli pozostanie niektórych lub wszystkich urządzeń w stanie gotowości. Będzie to skutkowało niezadowolaniem użytkownika/prosumenta. Należy zastanowić się nad możliwościami zmiany warunku cenowego tak, aby był dopasowany do zaistniałej sytuacji. Struktura algorytmu musi w takim wypadku zostać przekształcona ze statycznej w dynamiczną. Będzie polegało to na zmianie warunku cenowego – cena graniczna zostanie zastąpiona przewidywaną ceną graniczną dla przyjętego okresu pracy odbioru, która będzie obliczona zgodnie z równoległe działającym algorytmem predykcji cenowej (rys. 26).



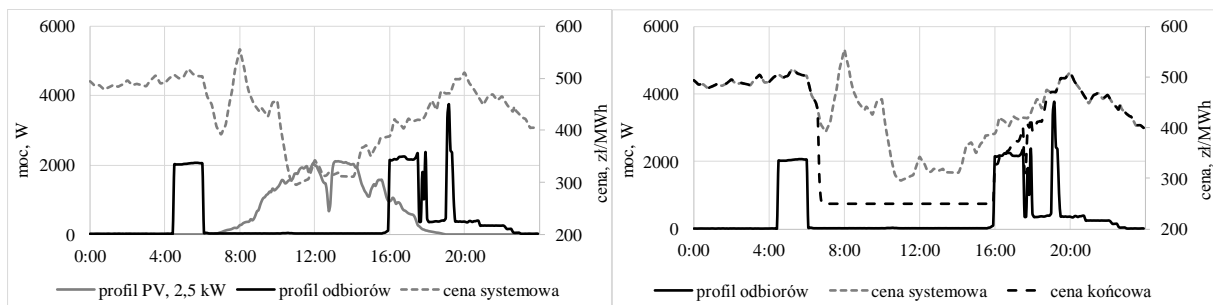
**Rys. 26. Algorytm predykcji cenowej**

Do wyznaczenia ceny energii elektrycznej w najbliższym okresie rozliczeniowym niezbędne są profile ceny referencyjnej. Można z pewnym przybliżeniem określić następstwo zmian ceny (rys. 23). Ważnym współczynnikiem jest różnica pomiędzy aktualną i referencyjną ceną w określonym punkcie czasu  $t = 0$ . Jest to błąd sterowania, którego wartość określa trafność prognozy w danym momencie. W algorytmie przedstawiono warunek ostry, sterujący dwustanowo. W rozwiązaniach bardziej skomplikowanych może być zastąpiony pętlą ujemnego sprzężenia zwrotnego, podobnie jak ma to miejsce we wzmacniaczach błędu.

W przypadku, gdy błąd cenowy jest akceptowalnie mały, następuje określenie trendu zmian ceny, poprzez wyznaczenie pochodnej (w domenie dyskretnej) w danym punkcie. Takie działanie umożliwia określenie ceny, przy najbliższym okresie rozliczeniowym. To

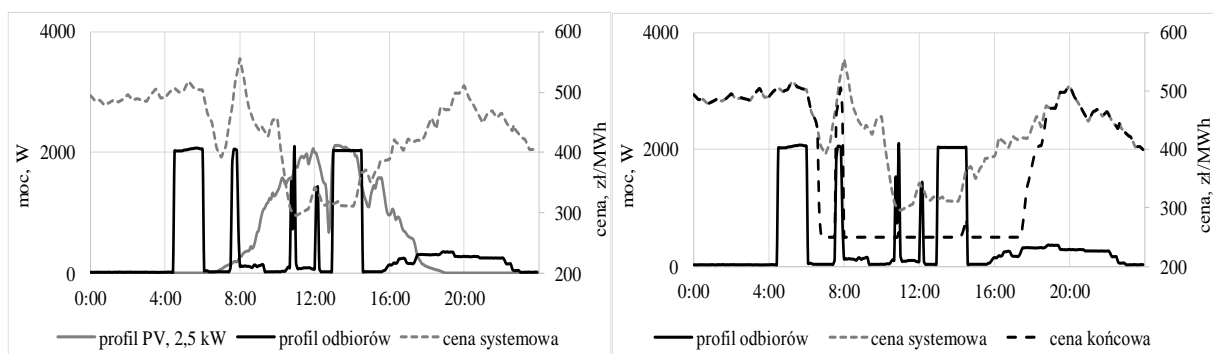
rozwiązanie umożliwi również określenie cen energii w kolejnych przyszłych okresach rozliczeniowych, jednak z większą niepewnością. Dokładność predykcji uzależniona jest również od dynamiki zmian profilu cenowego.

Na cenę energii ma wpływ szereg czynników, tj. warunki pogodowe, kursy walut, cena paliw kopalnych, itp. Zostały one przedstawione na diagramie (rys. 26), jako warunki zewnętrzne. Na dzień dzisiejszy takie uogólnienie jest konieczne. Przedstawiony sygnał nie musi wpływać na cenę energii elektrycznej, z tego powodu jest on uwzględniony dopiero w przypadku zwiększenia błędu powyżej dopuszczalnego. Następuje wówczas korekcja sygnału cenowego i ponowna iteracja. Po dojściu błędu do wartości akceptowalnej, wyliczany jest trend zmian cen z wcześniej skorygowanych, historycznych wartości.



**Rys. 27. Profile mocy oraz sygnału cenowego i ceny końcowej (wypadkowej) u prosumenta wyposażonego w instalację PV o mocy 2,5 kW. Profile wygenerowane bez algorytmu zarządzania odbiorami**

Analizę funkcjonowania wstępnych algorytmów przeprowadzono dla profili cenowych (cena systemowa) wygenerowanych w symulatorze WME dla 7 kwietnia. Na rys. 27 pokazano profile mocy wygenerowane dla PME niewyposażonej w algorytm sterujący. Profil odbiorów wynika z typowego zachowania mieszkańców. Profil ceny końcowej jest wypadkową profilu ceny systemowej (sygnału cenowego) oraz profilu wykorzystania energii z lokalnego źródła PV. Dla tego typu źródła cena jest najniższa i wynosi 250 zł/MWh (Raport 3 w cyklu [2]).

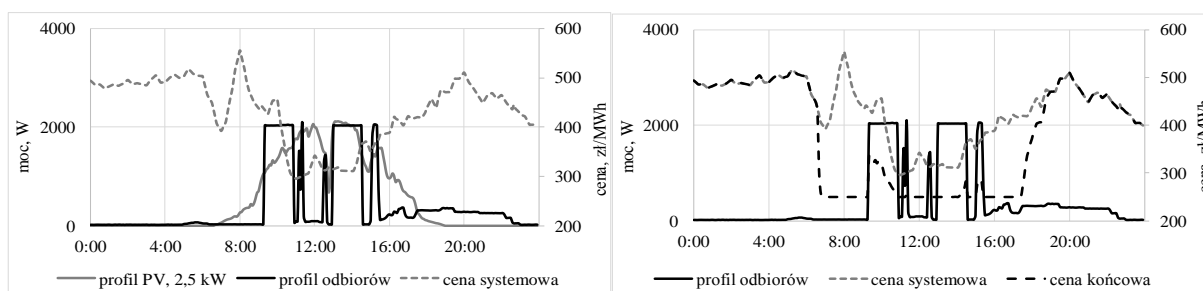


**Rys. 28. Profile mocy oraz sygnału cenowego i ceny końcowej (wypadkowej) u prosumenta wyposażonego w instalację PV o mocy 2,5 kW. Profile wygenerowane z algorytmem zarządzania odbiorami bez predykcji ceny**

Aby wyznaczyć cenę końcową u prosumenta należy uwzględnić proporcje wykorzystania energii z sieci oraz lokalnego źródła. Określenie udziału energii pobieranej bezpośrednio ze źródła PV (w przedziałach 5 min) można opisać zależnością:

$$E_{\%PV\_5min} = \frac{E_{PV\_5min}}{E_{odb\_5min}} 100\%, \quad (1)$$

gdzie:  $E_{PV\_5min}$  – energia 5 min. wyprodukowana w źródle PV,  $E_{odb\_5min}$  – energia 5 min. pobrana przez odbiory.



**Rys. 29. Profile mocy oraz sygnału cenowego i ceny końcowej (wypadkowej) u prosumenta wyposażonego w instalację PV o mocy 2,5 kW. Profile wygenerowane z algorytmem zarządzania odbiorami z predykcją ceny**

Nie analizuje się tutaj sposobu zagospodarowania energii oddanej do sieci w przypadku nadwyżki produkcji. Oczywiście finalnie energia ta, skorygowana o współczynnik WNM obniży sumaryczny koszt zakupu energii.

Wskaźnik poboru energii z sieci, w przypadku niedoboru produkcji w PV, wynosi:

$$E_{\%s\_5min} = 100\% - E_{\%PV\_5min}. \quad (2)$$

Wynika z tego, że suma obu wskaźników, wykorzystania energii z PV oraz poboru z sieci wynosi 100%. Cena końcowa u prosumenta wobec tego jest średnią ważoną z ceny systemowej oraz stałej ceny źródła PV:

$$C_j = \frac{E_{\%PV\_5min} \cdot C_{PV} + E_{\%s\_5min} \cdot C_{s5min}}{100\%}. \quad (3)$$

Na rys. 28 i 29 pokazano profile wygenerowane w symulatorze WME odpowiednio dla algorytmów bez i z predykcją ceny. Porównanie wyników dla sterowania profilem odbiorów w prosumenckiej mikroinfrastrukturze energetycznej dla wybranej doby przedstawiono w tab. 4.

**Tab. 4. Wyniki symulacji sterowania profilem odbiorów wg opracowanego algorytmu**

Dobowe zapotrzebowanie	8,3 kWh		
Dobowa produkcja PV	13 kWh		
	<b>Wariant 1</b>	<b>Wariant 2</b>	<b>Wariant 3</b>
Koszt energii dobowej dla profilu ceny systemowej	4,60 zł	4,24 zł	3,78 zł
Koszt energii dobowej dla profilu ceny końcowej	4,35 zł (-5%)	3,83 zł (-10%)	3,04 zł (-20%)

## NOWA KONCEPCJA – WSPÓLDZIELENIE ZASOBÓW SIECIOWYCH NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W elektroenergetyce przychodzi już czas, na wschodzącym rynku energii elektrycznej OZE i zintegrowanych potrzeb prosumenckich, na koncepcję współdzielenia sieci. W tym kontekście zapewne będzie przydatne nawiązanie do początków dzielenia pracy komputerów (60 lat temu, prace nad sztuczną inteligencją) i powiązanie z koncepcją technologii transakcyjnej blockchain (handlowanie asynchronicznymi niezestandaryzowanymi minivolumentami energii elektrycznej). Rosnący poziom wyposażenia odbiorników (odbiorów, instalacji prosumenckich) w inteligentną infrastrukturę i w indywidualne akumulatory jest czynnikiem sprzyjającym.

**Odwolanie się do systemów informatycznych i teleinformatycznych.** System elektroenergetyczny staje obecnie przed podobnymi zmianami, jakie miały miejsce kilkadziesiąt lat temu na rynku usług telekomunikacyjnych, gdzie tradycyjne łącza komutowane wykorzystywane do rozmów głosowych zostały zastąpione przez połączenia cyfrowe. Rewolucja cyfrowa objęła w pierwszej kolejności usługi telekomunikacyjne, lecz dziś wpływa na wszystkie dziedziny naszego życia, zaczyna też wpływać na energetykę, która poprzez wiele analogii może czerpać z doświadczeń zdobytych na etapach rozwoju systemów komputerowych i teleinformatycznych (np. systemów operacyjnych, sieci komputerowych). Do analogii tych można zaliczyć potrzeby współdzielenia łącza, zapewnienia odpowiedniej jakości usług, zdalnego zarządzania urządzeniami i poborem, pakietyzowania energii umożliwiającego uelastycznienie obrotu energią. Inspiracją dla rozwoju energetyki mogą być: systemy operacyjne – jako wielozadaniowe systemy operacyjne z możliwością wywłaszczania procesów oraz sieci komputerowe wykorzystujące następujące mechanizmy: 1° - multipleksowanie z podziałem czasu, 2°- komutację kanałów (rezerwacja części łącza), 3°- komutację pakietów (podział strumienia danych na kawałki/pakiety, a następnie wysyłanie ich za pomocą łącza komunikacyjnych pomiędzy węzłami sieci). Mechanizmy te można zdefiniować jako:

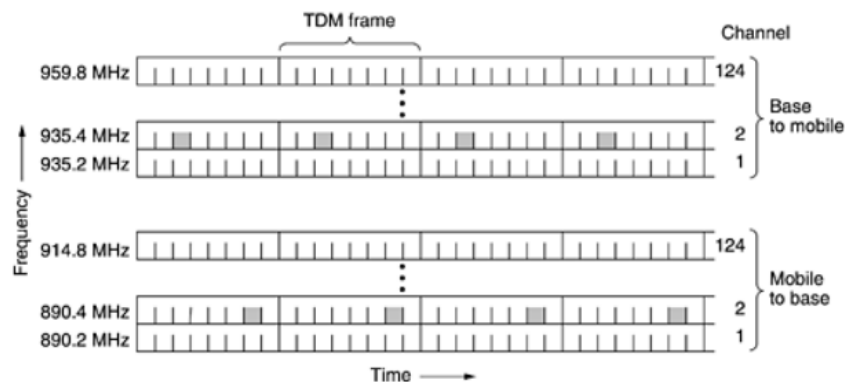
**1. Wywłaszczenie** – technika używana w środowiskach wielozadaniowych, w której algorytm szeregujący (*scheduler*) może wstrzymać aktualnie wykonywane zadanie (np. proces lub wątek), aby umożliwić działanie innemu. Dzięki temu rozwiązaniu zawieszenie jednego procesu nie powoduje blokady całego systemu operacyjnego.

**2. Multipleksowanie z podziałem czasu - TDM** (z ang. Time Division Multiplexing). Przesyłane sygnały dzielone są na części, którym później przypisywane są czasy transmisji tzw. szczeliny czasowe. Najpierw przesyłana jest pierwsza część pierwszego sygnału, potem pierwsza część drugiego sygnału itd. Gdy zostaną przesłane wszystkie pierwsze części, do głosu dochodzą drugie części sygnału.

**3. Komutacja kanałów**, także komutacja łącza lub komutacja obwodów – działanie polegające na przydzieleniu wybranemu połączeniu wybranej sekwencji połączonych kanałów od terminala źródłowego do terminala docelowego. W sieciach z komutacją kanałów przesyłanie danych następuje dopiero po ustanowieniu połączenia, czyli uzyskaniu specjalnej trasy pomiędzy systemem nadawcy a systemem odbiorcy. Trasa jest sekwencją kolejno



połączonych kanałów. Kanały te zostają zajęte przez cały czas, w którym trwa połączenie. Zarezerwowane kanały nie mogą być używane przez inne połączenia. Samo przesyłanie informacji odbywa się w 3 fazach: 1° - ustanowienie połączenia, 2° - transfer danych, 3° - rozłączenie połączenia.



**Rys. 30. Multipleksacja jednego kanału z podziałem czasu na przykładzie telefonii GSM**

Analogicznie do systemów teleinformatycznych, w sieciach elektroenergetycznych mogą zostać wykorzystane następujące mechanizmy:

- 1. Wywłaszczanie procesów (poboru)** – realizowane poprzez odłączenie poboru terminala sieciowego przez sterownik zewnętrzny.
- 2. Multipleksowanie łącza z podziałem czasu** – kolejkowanie poboru dla transakcji pakietowych.
- 3. Komutacja łączy** – rezerwacje zasobów sieciowych dla wybranych połączeń pomiędzy odbiorcą, a źródłem wytwórczym dla stałych kontraktów pomiędzy odbiorcą a źródłem wytwórczym oraz dla transakcji pakietowych.

**Dzielenie zasobów sieciowych na wschodzącym rynku energii elektrycznej.** Na wschodzącym rynku energii elektrycznej miks energetyczny źródeł wytwórczych jest bardziej zróżnicowany od miksu obserwowanego w dzisiejszym systemie elektroenergetycznym. Obecnie praca źródeł dostosowana jest do poboru, natomiast cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w obowiązujących dziś taryfach, nie uwzględnia bieżącego miksu energetycznego. W perspektywie roku 2030 obecnie obserwowany miks energetyczny będzie musiał ulec znaczącym zmianom, gdzie zdecydowanie większą rolę przejmą źródła o profilu wymuszonym, generujące najtańszą energię elektryczną. Aby zapewnić ciągłość zasilania w okresach, w których zapotrzebowanie na energię przewyższać będzie możliwości wytwórcze źródeł wymuszonych, niezbędne będzie wykorzystanie innego rodzaju źródeł wytwórczych, jak np. biogazowych, gazowych itp. Koszt wytworzenia energii elektrycznej w takich źródłach jest zdecydowanie wyższy od kosztu wygenerowania energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych i wiatrowych, co powinno zostać uwzględnione w systemie taryfowym.

System taryfowy powinien również uwzględniać różne charakterystyki oraz wymaganą jakość usług dla różnego rodzaju odbiorców. Jednym z parametrów określających jakość usług może stać się pewność zasilania na żądanie, a odbiorcy mogą zostać podzieleni w szczególności na trzy kategorie:

1. Odbiorcy o najwyższym priorytecie, wymagający najwyższej pewności zasilania.
2. Odbiorcy o niższym priorytecie, lecz nadal wymagający zagwarantowania ciągłości zasilania na określonym poziomie.
3. Odbiorcy, którzy nie wymagają ciągłości zasilania, lecz kupują energię elektryczną w transakcjach pakietowych. Transakcje pakietowe umożliwiają odbiorcom zakup energii elektrycznej na szybkim rynku online w celu wykonania określonych procesów, np. naładowania zasobnika akumulatorowego, czy wykonania cyklu pracy danego urządzenia.

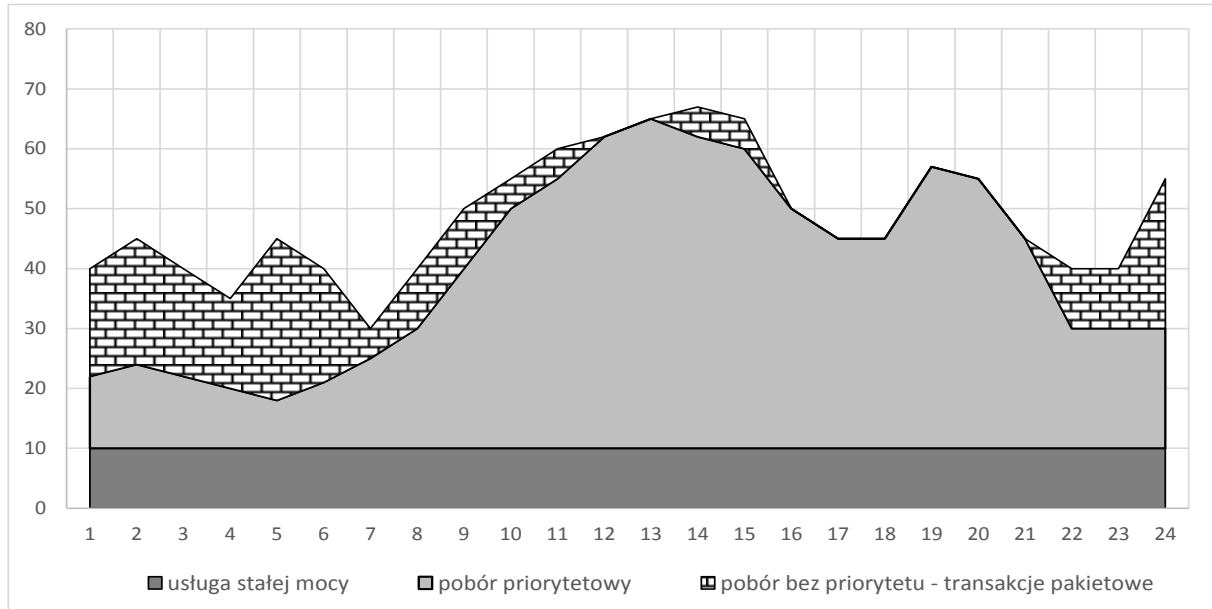
Podział na kategorie usług może być prowadzony ze względu na przepustowość sieci, jak i dostępne moce wytwórcze. Niżej przedstawiono propozycję wyodrębnienia 3 kategorii usług sieciowych przy następujących założeniach:

1. **Stacja transformatorowa** wyposażona jest w urządzenie monitorująco-zarządcze tj. sterownik stacji transformatorowej (sterownik ST) skomunikowany z terminalami dostępowymi odbiorców, prosumentów i wytwórców przyłączonych do sieci w obrębie stacji.
2. **Sterownik ST** w czasie rzeczywistym prowadzi odczyty poboru mocy terminali odbiorczych, prosumenckich i przepływu energii w obrębie transformatora oraz zarządza przepływami mocy w sieci. W przypadkach przekroczenia dopuszczalnych poziomów mocy wysyła do terminali dostępowych żądania zmniejszenia lub zaprzestania poboru.
3. **Terminale dostępowe** dostosowują moc poboru do ograniczeń narzuconych przez sterownik ST.

**Kategorie usług sieciowych.** Kategorie usług sieciowych pozwalają na dostosowanie potrzeb odbiorców do możliwości źródeł wytwórczych oraz przepustowości sieci. Najbardziej wymagający odbiorcy mogą zarezerwować potrzebne dla nich zasoby wytwórcze i sieciowe, co wiąże się z poniesieniem kosztów rezerwacji. Najmniej wymagający użytkownicy mogą korzystać z tańszej opcji – tj. pakietowego poboru energii elektrycznej w okresach obfitości, gdy generacja i możliwości sieci przewyższają pobór odbiorców o wyższym priorytecie. Pobór pakietowy może mieć gwarancje dostarczenia pakietu (opcja droższa) lub w tańszym wariantcie jeśli pojawi się deficyt, to może być przerwany w dowolnym momencie. Proponuje się 3 główne kategorie usług (rys. 31):

1. **Moc stała.** (wysoki koszt usługi, wysokie ceny energii) – najwyższy priorytet, rezerwacja stałego poziomu dopuszczalnej mocy pobieranej mniejszej lub równej mocy przyłączeniowej. Możliwość rezerwacji na określony okres czasu. Odbiorcy uiszczają opłatę abonamentowo-rezerwacyjną zależną od mocy zarezerwowanej. Zastosowania – np. przemysł ze stałym poborem mocy i wymaganymi gwarancjami.
2. **Moc zmienna.** (średni koszt usługi, średnie ceny energii) – zarezerwowana i gwarantowana minimalna dostępna moc (np. 10% mocy przyłączeniowej), dla nieprzeciążonej sieci moc maksymalna ograniczona do mocy przyłączeniowej. W przypadku wystąpienia przeciążeń sieci lub deficytów mocy wytwórczych, dopuszczalna moc maksymalna płynnie zredukowana do poziomu rezerwacji. Odbiorcy uiszczają opłatę abonamentowo-rezerwacyjną zależną od minimalnej gwarantowanej mocy oraz mocy przyłączeniowej. Zastosowanie – odbiorcy wymagający braku przerw w zasilaniu.
3. **Moc dostępna.** (niski koszt usługi, niskie ceny energii) – niski priorytet, brak gwarancji mocy minimalnej, dla nieprzeciążonej sieci moc maksymalna ograniczona do mocy

przyłączeniowej odbiorcy. W przypadku wystąpienia przeciążeń sieci, dopuszczalna moc maksymalna płynnie zredukowana do zera - możliwość wyłączenia poboru przez sterownik ST. Zakup energii poprzez transakcje pakietowe z gwarancją dostarczenia pakietu lub bez. Zastosowanie – ładowanie zasobników, samochodów elektrycznych, pozostali odbiorcy.



**Rys. 31. Podział profilu poboru na kategorie usług**

#### Wykorzystane źródła

Dwa Cykle Raportów nt. *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE – perspektywa 2050*. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] Cykl Raportów BŻEP: Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Kiluk S., Michalak J., Wójcicki R. Dwanaście Raportów Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, datowanych: październik 2017 – styczeń 2018.
- [2] Cykl Raportów BPEP: Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Dębowski K., Wójcicki R. Zaplanowanych dwanaście Raportów Biblioteki Powszechnej Energetyki Prosumenckiej, pierwsze trzy datowane: luty 2018 – marzec 2018.

#### Pozostałe źródła

- [3] [http://www.piio.pl/dok/DSR\\_Etap\\_I\\_przeglad\\_mechanizmow\\_DSR.pdf](http://www.piio.pl/dok/DSR_Etap_I_przeglad_mechanizmow_DSR.pdf)
- [4] US Department of Energy. Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them. Report to the United States Congress, February 2006, (<http://eetd.lbl.gov>); 2006.
- [5] F. Shariatzadeh, P. Mandal, and A. K. Srivastava, “Demand Response for Sustainable Energy Systems: A Review, Application and Implementation Strategy,” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Vol. 45, pp. 343-350, 2015.
- [6] <https://www.tauron.pl/dla-domu/prad/taryfa-sprzedawcy>

Datowanie Raportu: wersja beta 29 marca 2018 r.