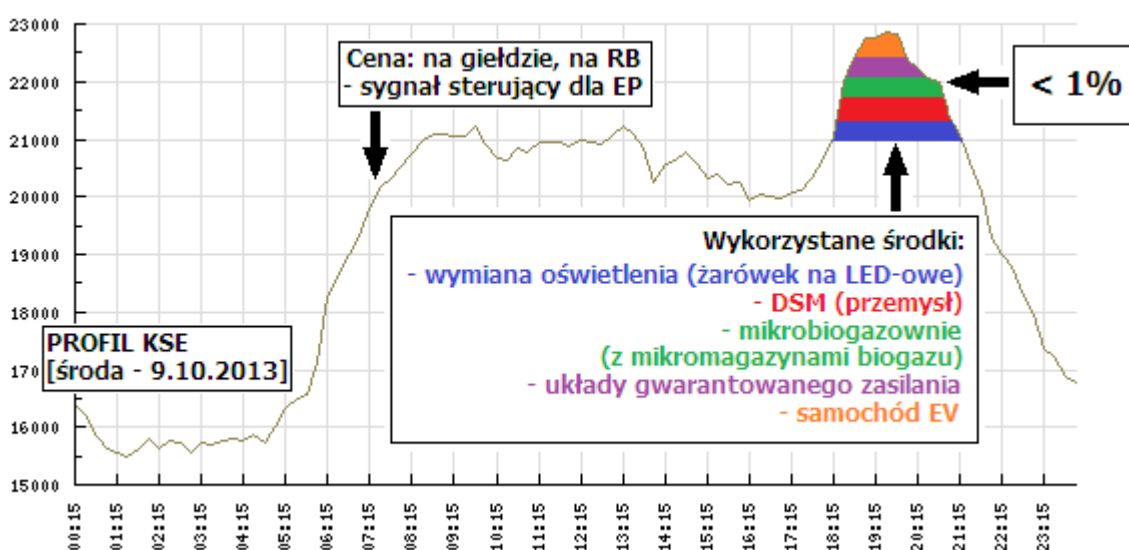


## PROSUMENCKI POTENCJAŁ DSM/DSR W KSZTAŁTOWANIU PROFILU KSE FICE Marcin

**Streszczenie:** Raport pokazuje potencjał wpływu na profil KSE przez odbiorców przemysłowych. Profil KSE pokazano jako sposób określenia potencjału usług DSM/DSR w Polsce. Przedstawiono metody wpływu na profil zapotrzebowania KSE w celu zmniejszenia szczytów zapotrzebowania na moc oraz oszacowania potencjału przenoszenia mocy.

**Wprowadzenie.** Dzienny przebieg zapotrzebowania KSE (rys. 1) charakteryzuje się szerokim zakresem zmian mocy. Wyróżnia się jeden lub dwa szczyty w okresie letnim (południowy i wieczorny) i najczęściej jeden szczyt w okresie zimowym (popołudniowy), oraz dolinę nocną. Zwiększające się dzienne wahania zapotrzebowania na moc oraz coraz wyższy szczyt popołudniowy/wieczorny spowodują po 2015r. deficyt energetyczny. Niekorzystnym tego efektem jest konieczność budowy źródeł dodatkowych, których efektywność wykorzystania energetycznego jest niewielka (głównie bloków węglowych pracujących poniżej mocy nominalnej oraz w krótkich przedziałach czasowych), spowodują podniesienie cen energii. Budowa nowych elektrowni korporacyjnych spowoduje pogłębianie się nadmiaru mocy w systemie (konieczność zapewnienia mocy tylko przez kilka godzin dziennie). Powodem jest fakt, że kogeneracja w całej energetyce prosumenckiej będzie wypierać na rynku w dolinie nocnej (podstawowe) bloki korporacyjne (będzie to wypieranie poprzez zaniżanie ich mocy, albo nawet poprzez wyłączenia). Na skutek tego ekonomika bloków korporacyjnych będzie się gwałtownie pogarszać (będzie następować obniżka sprawności bloków, pojawią się koszty odstawiania bloków). Po 2015 roku konieczne będzie wyłączenie starych bloków węglowych o mocy łącznej prawie 4000 MW. Wyłączenia te wynikają z założeń traktatu akcesyjnego oraz technicznych warunków eksploatacyjnych, duża część elektrowni (40%) przekroczyła 30 lat funkcjonowania.

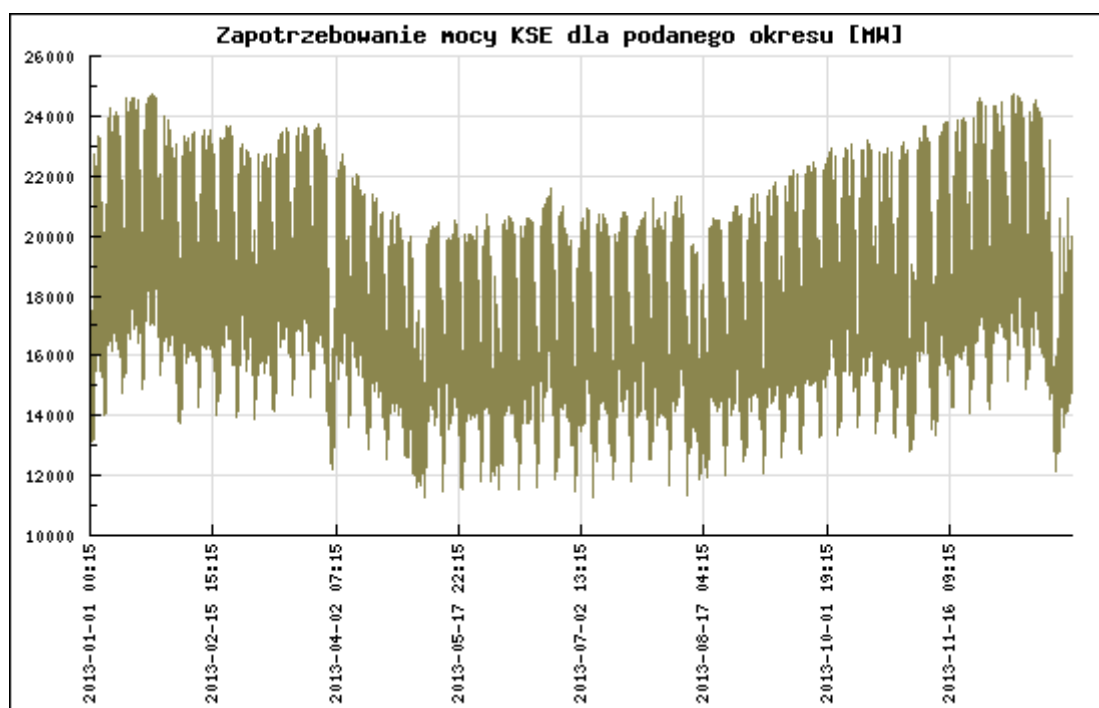


Rys. 1. Przykładowe możliwości prosumenckiej „odpowiedzi” na antycypowany deficyt mocy po 2015 roku (spowodowany dyrektywą 2010/75). [2]

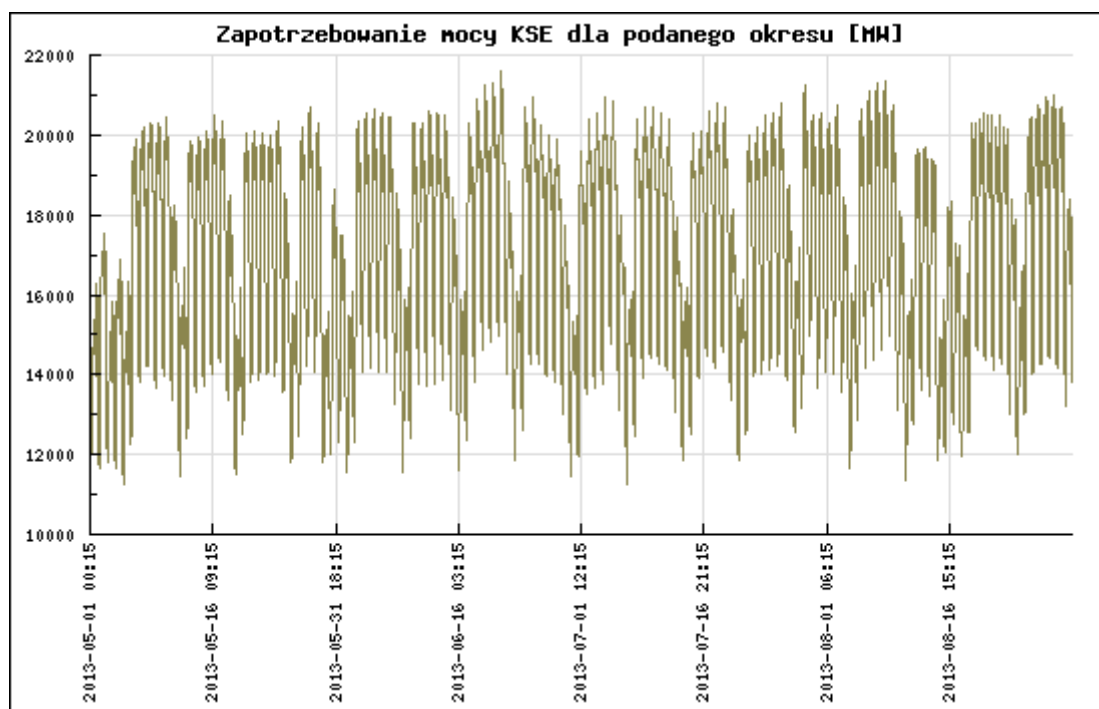
Energetyka prosumencka posiada ogromny zasób możliwości (technik) obniżania szczytów zapotrzebowania na moc, m.in. wymiana oświetlenia na energooszczędne (LED), zarządzanie stroną popytowa (DSM/DSR), mikrobiogazownie z mikrozasobnikami biogazu, agregaty w układach gwarantowanego zasilania i zasobniki samochodów elektrycznych. Obniżenie mocy odbiorców głównie zapotrzebowania skutkuje zmniejszeniem wymaganych wielkości rezerw mocy w regulacji pierwotnej i wtórnej. [10] Oczywiście, w pewnych sytuacjach potrzebne jest wsparcie i regulacje prawne, w pewnych tylko regulacje prawne, w innych aktywność operatorów (przede wszystkim OSP). [2]

### Profil obciążenia KSE.

W celu przeprowadzenia analizy ilościowej możliwości efektywnego sterowania popytem przygotowano dane o zapotrzebowaniu mocy KSE w 2013r. [8] Na rysunku 2 pokazano roczny przebieg zapotrzebowania mocy KSE. Zużyta przez odbiorców energia wyniosła 158 TWh. Maksymalna moc w systemie wyniosła 24 761 MW, a najmniejsza 11 242 MW. Średnia moc roczna wyniosła 18 115 MW. Różnice zapotrzebowania na moc w ciągu dnia wahają się w zakresie ok. 4 000 – 10 000 MW. Zauważalne są duże różnice w poziomach mocy zależne od pory roku. Pora letnia (od 1.05 do 31.08) wyróżnia się stałymi dziennymi wartościami maksymalnymi i minimalnymi (rys. 3). Charakterystyczną cechą profili letnich są dwa szczyty – południowy i wieczorny, zimowych natomiast jeden szczyt popołudniowy (profile dzienne zostały przedstawione w kolejnych rozdziałach).



Rys. 2. Przebieg zapotrzebowania mocy KSE w 2013r. [8]



Rys. 3. Przebieg zapotrzebowania mocy KSE od 1 maja do 31 sierpnia 2013r. [8]

### Metody likwidacji szczytów zapotrzebowania, sterowanie popytem, reakcja strony popytowej.

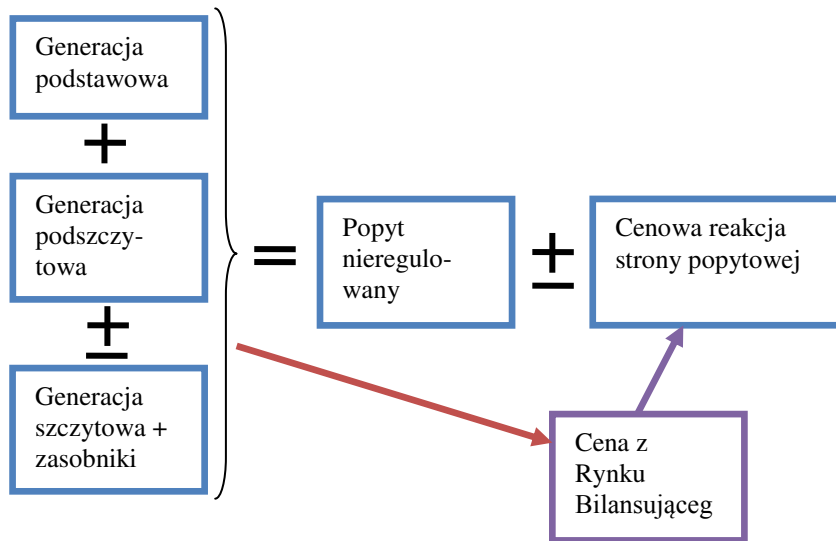
**DSM** (ang. demand side management). - zarządzanie lub sterowanie popytem (na energię elektryczną). [4] Jest to jedna z możliwości realizacji zintegrowanego planowania zasobów energetycznych w systemie elektroenergetycznym w celu bilansowania energii. Realizowana jest najczęściej na podstawie identyfikacji, oceny i wykorzystania zasobów (odbiorów) po stronie popytowej na energię elektryczną (końcowi użytkownicy). Z punktu widzenia odbiorcy energii elektrycznej jest to stosowanie mechanizmów pozwalających na dostosowanie się do aktualnych warunków energetycznych systemu (możliwości wytwórcze, dostęp do mocy w systemie elektroenergetycznym). [5]

Zarządzanie stroną popytową może odbywać się na dwa sposoby:

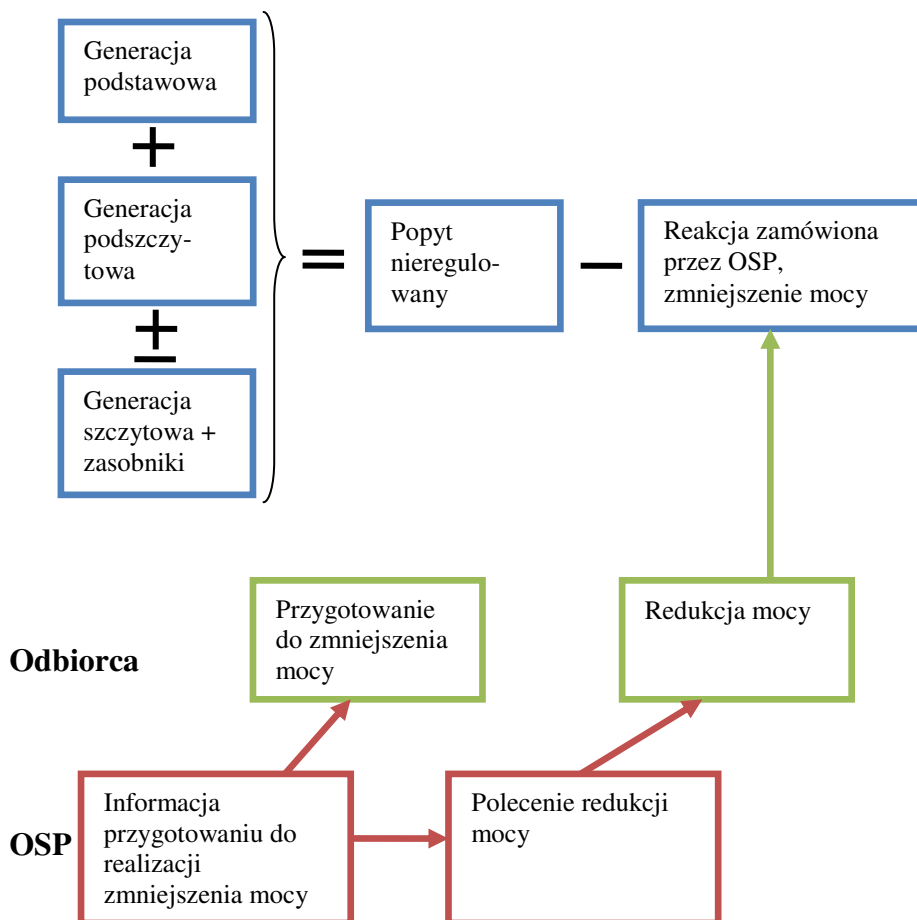
- poprzez efektywne wykorzystanie energii, zwiększenie efektywności procesu technologicznego (w przypadku obszaru przemysłowego)- czyli poprzez zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Działanie takie nie pozwala na sterowanie zużyciem energii,
- kształtowanie czasowe zapotrzebowania na energię (moc) elektryczną. Działanie to realizowane jest poprzez sterowanie cenami energii elektrycznej (taryfy) i odbiorami w celu zmniejszenia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną lub nawet przez przesuwanie obciążeń poza szczyt zapotrzebowania. Działania takie nazywane są **DSR** (ang. demand side response)- reakcja strony popytowej.

Reakcja strony popytowej jest dobrowolnym tymczasowym dostosowaniem zapotrzebowania na moc, realizowana przez użytkownika końcowego w odpowiedzi na np. sygnał cenowy (odpowiednik w prawie wyboru: kupić teraz, powstrzymać się od zakupu, kupić więcej/mniej, kupić w innym okresie, rys. 4). Sygnały cenowe inicjujące reakcję mogą pochodzić z rynku energii, rynku dnia bieżącego, rynku mocy regulacyjnej, rynku bilansującego, rynku usług systemowych lub też z taryf energii elektrycznej. Reakcja strony popytowej może również być wymuszona przez odpowiednie umowy podpisane przez odbiorcę końcowego z operatorem (i ustalenie ceny za usługę oraz energię, rys. 5). Jednak

podpisanie umowy nadal jest dobrowolne (wyłonienie odbiorcy w przetargu na usługę systemową). Reakcja strony popytowej może mieć istotny wpływ na zmniejszenie zapotrzebowania, a tym samym na możliwość zbilansowania mocy generowanej i pobieranej.



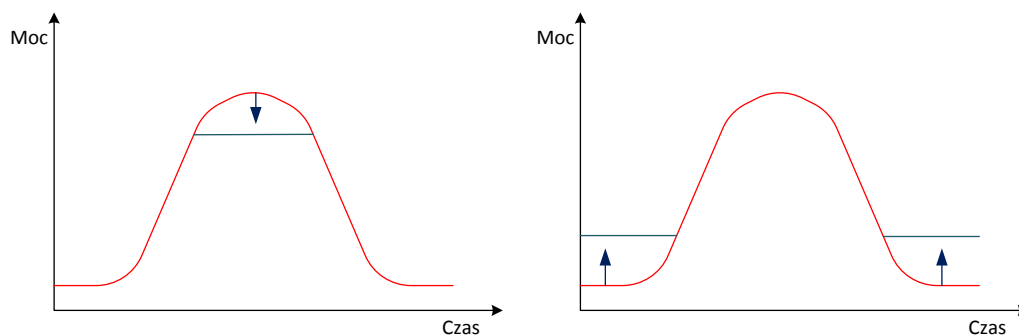
Rys. 4. Bilansowanie mocy w systemie z uwzględnieniem reakcji strony popytowej na chwilową cenę energii (działanie spontaniczne).



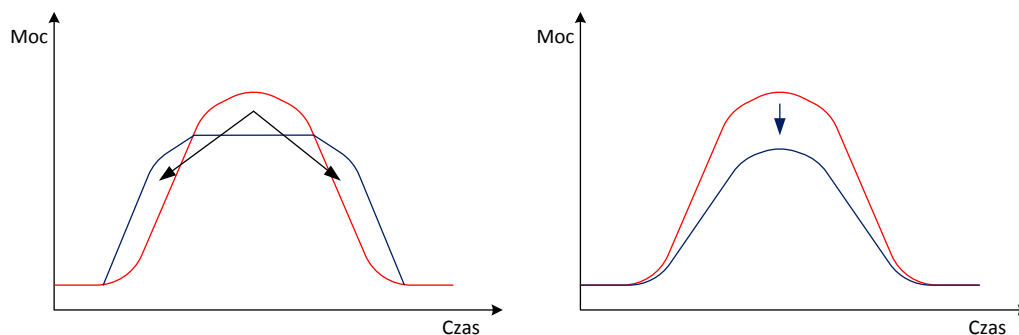
Rys. 5. Bilansowanie mocy w systemie z uwzględnieniem reakcji strony popytowej na polecenie redukcji mocy (działanie zaplanowane).

Zmiany w przebiegach obciążenia systemu, w wyniku zastosowania sterowania popytem, podzielić na kilka kategorii:

- obcięcie szczytu – obniżenie zapotrzebowania na moc w okresach szczytowego obciążenia (rys. 6),
- wypełnianie dolin – podstawowym celem jest zwiększenie zużycia energii w okresach pozaszczytowych (rys. 6),
- przesunięcie obciążenia – łączy cechy dwóch poprzednich kategorii (rys. 7),
- strategiczne oszczędzanie – ma na celu obniżenie całkowitego zużycia energii (rys. 7),
- strategiczne zwiększenie obciążenia – dążenie do zwiększenia sprzedaży energii elektrycznej,
- elastyczne kształtowanie krzywej obciążenia – jest opcją, która bierze pod uwagę niezawodność dostaw energii i dostosowanie obciążenia do bieżącej sytuacji systemowej.



Rys. 6. Obniżanie szczytów zapotrzebowania poprzez wyłączenie odbiorników, wypełnianie dolin zapotrzebowania poprzez załączenie odbiorników.



Rys. 7. Przesuwanie zapotrzebowania na moc poprzez sterowanie odbiorami, zmniejszenie mocy odbiorów lub zastosowanie efektywniejszego procesu przemysłowego.

Konieczność (i potencjał) stosowania mechanizmów DSM/DSR wynika ze zmienności zapotrzebowania na moc elektryczną w ciągu doby. Sterowanie popytem wpływa korzystnie na układ regulacji systemu elektroenergetycznego i jednocześnie na obniżenie ceny energii (uśrednienie w okresie doby). Obniżenie kosztów jest możliwe ze względu na niższe koszty wprowadzenia zaawansowanych technik DSM/DSR niż działania naprawcze po stronie podażowej (modernizacje i budowa nowych elektrowni w celu zabezpieczenia minimalnego poziomu mocy). Inwestycje w systemy sterowania popytem to wydatki rozproszone, niewymagające dużych jednostkowych nakładów. Czas zwrotu takich inwestycji jest stosunkowo krótki, koszty mogą zostać rozłożone pomiędzy wytwórcę i odbiorcę (podobne korzyści finansowe). Działanie to można finansować ze środków obrotowych i rozwiązać w miarę zwrotu poprzednich inwestycji. Uwidacznia się tutaj dynamiczny efekt zwrotu

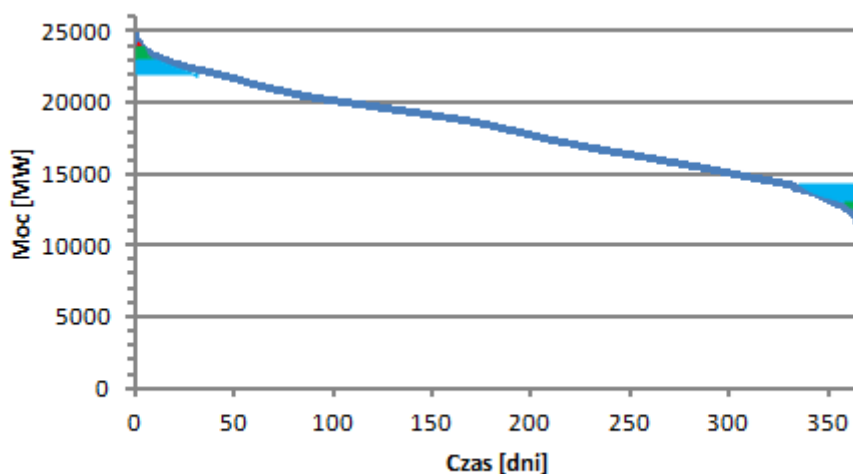
inwestycji. Przemysł i budownictwo to niemal 40% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Jest to ogromny bufor regulacyjny dla systemów sterowania popytem.

Najbardziej efektywnym działaniem jest reakcja cenowa – zróżnicowanie cen za energię elektryczną w zależności od zapotrzebowania na rynku. W tym przypadku podział doby na 3 taryfy to zbyt mało, konieczne jest wprowadzenie rozliczania godzinowego, albo jeszcze lepiej- 15-to minutowego. Oczywiście nie jest możliwe sterowanie odbiorami kluczowymi procesu przemysłowego co 15 minut, dlatego też bardzo ważne jest opracowanie grafików dla dób referencyjnych. Od czasu reakcji, lub też wyprzedzenia dyspozycji wyłączenia lub włączenia odbiorów zależać powinna cena za świadczoną usługę. Czyli efekt ekonomiczny dla przedsiębiorcy może być dwojaki: zróżnicowana cena energii, cena za usługę uniknięcia lub zwiększenia zapotrzebowania. W płatnościach mogą występować składniki naliczane za gotowość pełnienia usługi oraz rozliczenia za energię niepobrąną z systemu w wyniku obniżenia zapotrzebowania (energia ta jest traktowana jako dostarczona energia regulacyjna). Stawka w rozliczeniach za energię najczęściej jest odnoszona do stawek za dostawę energii regulacyjnej przez wytwórców.

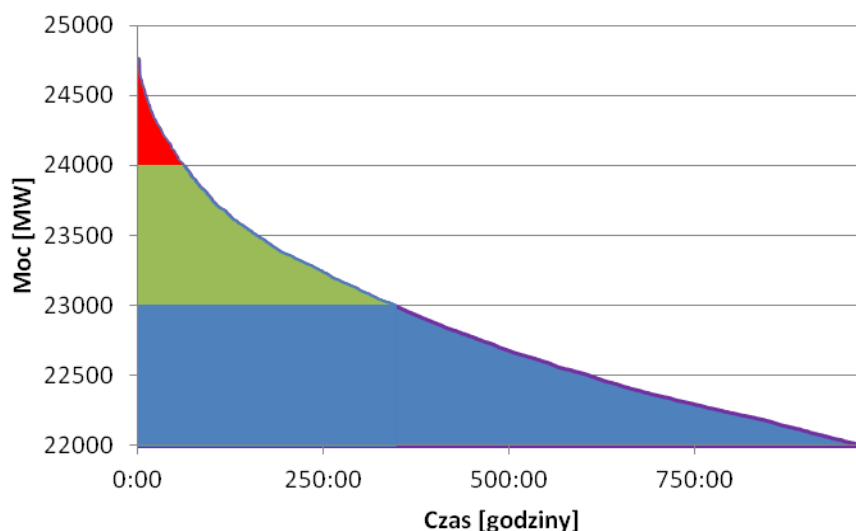
### **Analiza ilościowa rzeczywistych profili mocy KSE.**

Analiza ilościowa dotyczy zmniejszenia szczytów zapotrzebowania na moc i przeniesienia energii ze szczytów zapotrzebowania w doliny. Przesunięcie obciążenia w inne godziny doby (w tym przypadku nocy) pozwoliło na wypełnienie doliny nocnej, kiedy to zapotrzebowanie na energię elektryczną było najmniejsze.

Analizę ilościową w pierwszej kolejności przeprowadzono dla zapotrzebowania rocznego. Na rysunku 8 pokazano uszeregowany przebieg mocy KSE w 2013r. (na rysunku 9 pokazano powiększenie obszaru redukcji mocy). Różnica największego i najmniejszego zapotrzebowania w skali roku wynosi 13 519 MW. Bilans przeprowadzono dla trzech poziomów redukcji mocy w systemie: 1) 24 000 MW, 2) 23 000 MW, 3) 22 000 MW.



Rys. 8. Uszeregowany przebieg mocy KSE w 2013r. z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc.



Rys. 9. Uszeregowany przebieg mocy KSE w 2013r. z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc. Powiększenie zakresu powyżej 22000 MW.

Tab. 1. Wpływ poziomów redukcji mocy na minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc. Energia przeniesiona.

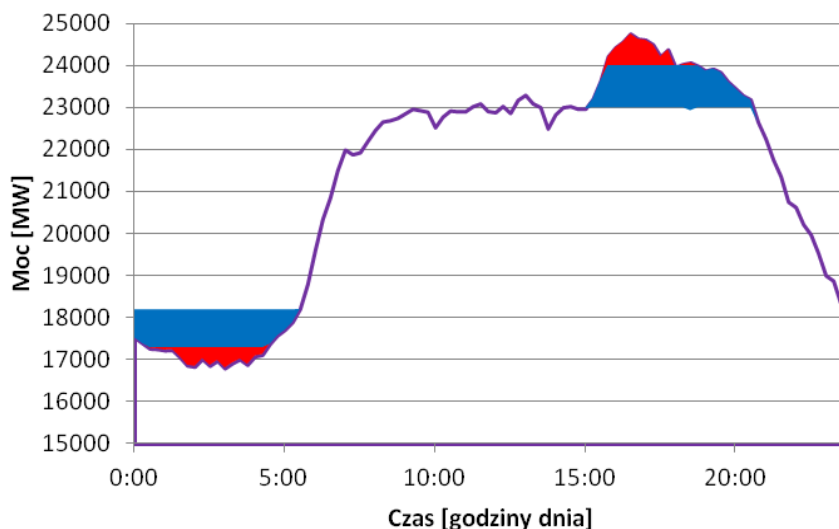
1.01.2013 – 31.12.2013				
Okres doby	Wariant	Zmiana mocy [MW]	Różnica mocy po zmianie [MW]	Energia przeniesiona [GWh]
Szczyt	1	-760	11850	16
	2	-1760	9850	190
	3	-2760	7700	819
Dolina	1	+900		
	2	+1900		
	3	+3000		

Tab. 2. Procentowy udział zmian mocy i przeniesionej energii szczytu w mocy i energii całkowitej.

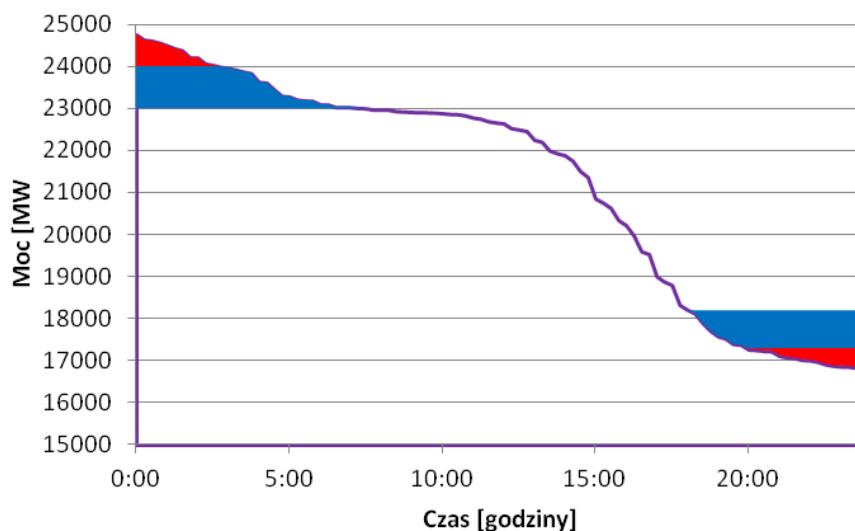
1.01.2013 – 31.12.2013		
Wariant	Energia	Moc
1	0,01 %	3,1 %
2	0,1 %	7,1 %
3	0,5 %	11,2 %

Ze względu na znaczne różnice pomiędzy dziennym zapotrzebowaniem na moc w różnych porach roku wybrano trzy reprezentatywne dni w oparciu o które przeprowadzono analizę ilościową dobową: dwie doby zimowe (23.01.2013, 10.12.2013) i jedna letnia (7.07.2013) o największym zapotrzebowaniu na moc.

Na rysunku 10 pokazano profil obciążenia KSE, a na rysunku 11 uszeregowany przebieg mocy KSE w dniu 10.12.2013. Energia dzienna wynosi 510 GWh. Różnica największego i najmniejszego zapotrzebowania wynosi 7 960 MW. Bilans przeprowadzono dla dwóch poziomów redukcji mocy w systemie: 1) 24 000 MW, 2) 23 000 MW.



Rys. 10. Zapotrzebowanie mocy KSE w dniu 10.12.2013r. z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc (dzień 1).



Rys. 11. Uszeregowany przebieg mocy KSE w dniu 10.12.2013 z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc.

Tab. 3. Wpływ poziomów redukcji mocy na minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc. Energia przeniesiona.

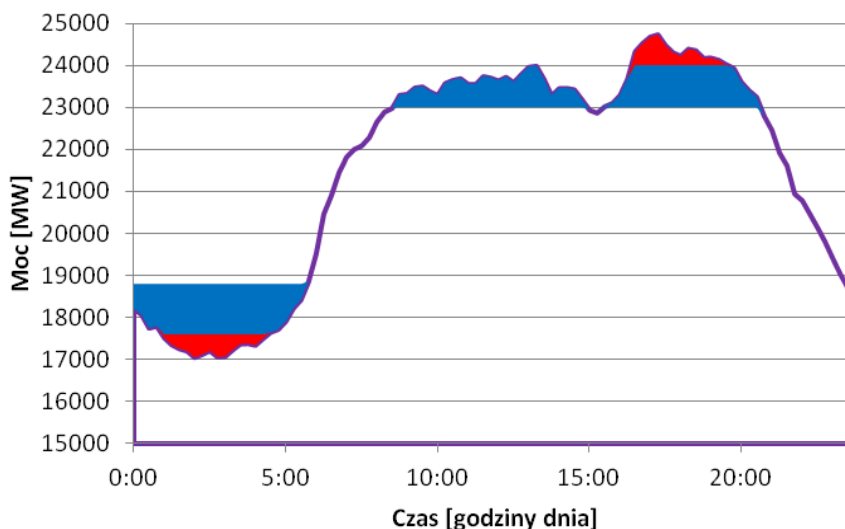
10.12.2013				
Okres doby	Wariant	Zmiana mocy [MW]	Różnica mocy po zmianie [MW]	Energia przeniesiona [GWh]
Szczyt	1	-760	6700	1,1
	2	-1761	4800	5,8
Dolina	1	+500		
	2	+1400		

Tab. 4. Procentowy udział zmian mocy i przeniesionej energii szczytu w mocy i energii całkowitej.

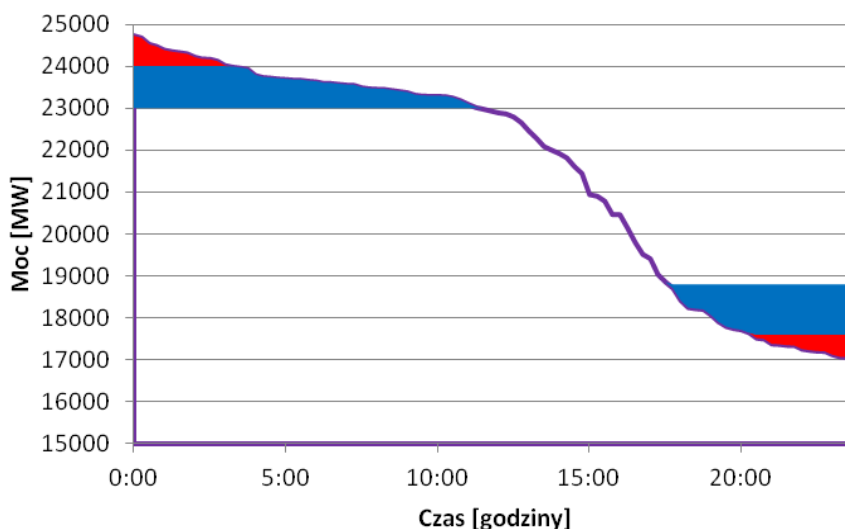


10.12.2013		
Wariant	Energia	Moc
1	0,2 %	3,1 %
2	1,1 %	10,1 %

Na rysunku 12 pokazano profil obciążenia KSE, a na rysunku 13 uszeregowany przebieg mocy KSE w dniu 23.01.2013. Energia dzienna wynosi 516 GWh. Różnica największego i najmniejszego zapotrzebowania wynosi 7 690 MW. Bilans przeprowadzono dla dwóch poziomów redukcji mocy w systemie: 1) 24 000 MW, 2) 23 000 MW.



Rys. 12. Zapotrzebowanie mocy KSE w dniu 23.01.2013r. z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc.



Rys. 13. Uszeregowany przebieg mocy KSE w dniu 23.01.2013 z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc.

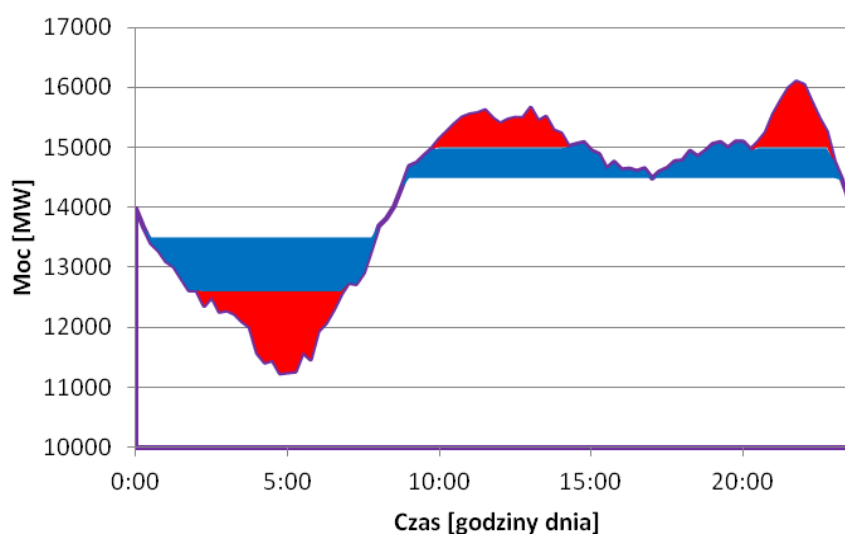
Tab. 5. Wpływ poziomów redukcji mocy na minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc.  
Energia przeniesiona.

23.01.2013				
Okres doby	Wariant	Zmiana mocy [MW]	Różnica mocy po zmianie [MW]	Energia przeniesiona [GWh]
Szczyt	1	-740	6700	1,1
	2	-1740	4800	7,6
Dolina	1	+550		
	2	+1750		

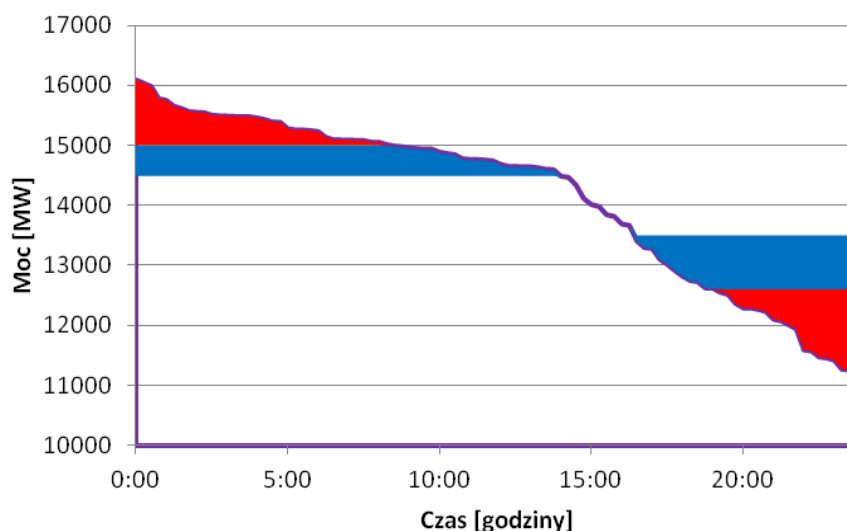
Tab. 6. Procentowy udział zmian mocy i przeniesionej energii szczytu w mocy i energii całkowitej.

23.01.2013		
Wariant	Energia	Moc
1	0,2 %	3 %
2	1,5 %	9,6 %

Na rysunku 14 pokazano profil obciążenia KSE, a na rysunku 15 uszeregowany przebieg mocy KSE w dniu 7.07.2013. Energia dzienna wynosi 339 GWh. Różnica największego i najmniejszego zapotrzebowania wynosi 4 840 MW. Bilans przeprowadzono dla dwóch poziomów redukcji mocy w systemie: 1) 15 000 MW, 2) 14 500 MW.



Rys. 14. Zapotrzebowanie mocy KSE w dniu 7.07.2013r. z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc.



Rys. 15. Uszeregowany przebieg mocy KSE w dniu 7.07.2013 z naniesionymi obszarami przesunięcia zapotrzebowania na moc.

Tab. 7. Wpływ poziomów redukcji mocy na minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc. Energia przeniesiona.

7.07.2013				
Okres doby	Wariant	Zmiana mocy [MW]	Różnica mocy po zmianie [MW]	Energia przeniesiona [GWh]
Szczyt	1	-1080	3480	3,5
	2	-1580	2580	9,2
Dolina	1	+1360		
	2	+2260		

Tab. 6. Procentowy udział zmian mocy i przeniesionej energii szczytu w mocy i energii całkowitej.

23.01.2013		
Wariant	Energia	Moc
1	0,2 %	3 %
2	1,5 %	9,6 %

#### 4. Podsumowanie

Możliwości sterowania obciążeniem pozwala skutecznie obniżyć szczytowe zapotrzebowanie na moc. Jak widać na przedstawionych wykresach sterowanie popytem na energię elektryczną może pozwolić na skuteczne obniżenie zapotrzebowania na moc w okresach szczytowego obciążenia oraz pozwalałaby na zwiększenie zużycia energii w okresach pozaszczytowych.

W grafiku dobowym z dnia 23.01.2013 moc potrzebna na bilansowanie systemu elektroenergetycznego w szczycie wieczornym była bliska 25000 MW natomiast moc potrzebna na bilansowanie w dolinie nocnej wynosiła około 17000 MW. Daje to różnicę dobową na mocy potrzebną do bilansowania systemu elektroenergetycznego na poziomie 8000 MW co wiąże się z koniecznością odstawiania bloków wytwórczych. Przeniesienie zapotrzebowania na energię elektryczną (na poziomie 3500 MWh) ze szczytu wieczornego do doliny nocnej pozwoliłoby na zmniejszenie różnicy dobowej zapotrzebowania na moc potrzebną do bilansowania systemu elektroenergetycznego do poziomu 4800 MW.

Porównanie udziału mocy i energii szczytów zapotrzebowania w maksymalnej mocy i całkowitej energii dziennej wskazuje na duże dysproporcje. Takie wartości sugerują, że obecnie cena na rachunku za energię elektryczną nie dotyczy samej energii, a dyspozycji mocy systemu.

Działania DSM powinny prowadzić do powstania korzyści zarówno po stronie odbiorców, jak i dostawców energii. W oparciu o przeprowadzone analizy można uznać, że potencjał DSR w Polsce jest bardzo duży. Jednakże działania w kierunku sterowania popytem, a zwłaszcza reakcją strony popytowej na sygnał cenowy będą zależały głównie od korzyści finansowych. Operator systemu przesyłowego (OSP) należący do Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. podpisał w 2013r. pierwszą umowę z przedsiębiorstwem z obszaru energetyki WEK (z elektrownią na węgiel brunatny w Bełchatowie) na usługę Praca Interwencyjna: Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP. [8] Usługa polega na interwencyjnym zmniejszeniu mocy przez 4 kolejne godziny w ciągu doby w cenie 750 PLN za każdą MWh. Usługa ta parametryzuje również ilość wyłączeń w roku oraz proces zamawiania usługi.

Zespół ds. usług systemowych świadczonych przez odbiorców przemysłowych stowarzyszenia Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) oszacował, że w Polsce realny potencjał na usługę DSM/DSR przekracza 2000 MW, przy cenie sięgającej 0,5 mln PLN/(MW·rok).

## Literatura

- [1] [Popczyk J. Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa](#). BŻEP (Nr katalogowy 1.4.04), [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl), Politechnika Śląska, Gliwice 2014
- [2] [Popczyk J. Energetyka prosumencka. Od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie](#). BŻEP (Nr katalogowy 1.1.06), [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl), Politechnika Śląska, Gliwice 2013  
<http://www.klaster3x20.pl/>
- [3] Strużek M. DSM/DSR w przemyśle w kontekście antycypowanego deficytu mocy w KSE, w związku z dyrektywą 2010/75. Raport w Repozytorium iLab-EPRO, Gliwice 2013  
<http://ilabepro.polsl.pl>
- [4] Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce. PSE Operator S.A. Konstancin-Jeziorna, 2009
- [5] Instytut Energetyki <http://www.ien.com.pl>
- [6] Chuang A.S, Gellings C.W.: Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry. CIGRE 2008
- [7] Ryś M.: Wybrane narzędzia sterowania popytem na energię elektryczną. Rynek Energii, nr 4/2005.
- [8] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., strona internetowa: <http://www.pse-operator.pl/>
- [9] Bućko P. Usługi bilansowania systemu dystrybucyjnego. ActaEnergetica, nr 2/2010
- [10] Bućko P. Konkurencja w dostawie regulacyjnych usług systemowych. Rynek Energii, nr 2/2008

*Datowanie (wersja oryginalna opracowana we współpracy z Parkiem Naukowo-Technologicznym Euro-Centrum) – 17.05.2014 r.*