



FLEX – E

Jak rozwinąć potencjał DSR
w Polsce i obniżyć koszty
systemu energetycznego

Spis treści

Autorzy

Edith Bayer i dr Jan Rączka,
Regulatory Assistance Project

Współpraca

Barbara Rososińska

Redakcja tekstu

Justyna Piszczatowska

Opieka merytoryczna

Andrzej Rubczyński

Opieka edytorska

Paweł Mikusek



Regulatory Assistance Project

1. Wprowadzenie.....	6
2. Definicje i pojęcia.....	7
3. Krajowe doświadczenia w zarządzaniu popytem.....	9
4. Kontekst europejski	12
5. DSR jako wartościowy zasób systemu	13
6. Jaki jest potencjał odpowiedzi popytu w Polsce?	16
7. Podsumowanie	18

Wstęp – Forum Energii

Zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej trwa intensywna debata na temat transformacji energetycznej. Z jakich źródeł będzie wytwarzana energia elektryczna w przyszłości? Jak dbać o rozsądny poziom kosztów energii?

Rosnie udział źródeł odnawialnych – największy potencjał rozwoju mają źródła o zmiennym poziomie produkcji – wykorzystujące wiatr i słońce. Koszty elektrowni wiatrowych i paneli słonecznych spadają, lecz nie gwarantują stabilności dostaw bez zmiany paradygmatu funkcjonowania całego systemu energetycznego. Dlatego ważna jest reforma rynku energii, aby stworzyć bodźce ekonomiczne do bilansowania zmiennych źródeł OZE. Poprawiająca się dostępność danych on-line o zużyciu energii zwiększa możliwość szybkiego reagowania odbiorców na zmiany popytu i podaży.

Coraz częściej pojawia się temat rosnącej potrzeby zwiększania elastyczności systemów energetycznych. Elastyczności postrzeganej z perspektywy całego łańcucha wartości, poczynając od źródeł wytwórczych, poprzez przesył i dystrybucję, kończąc na odbiorcach energii.

Dyskutujemy w Polsce o wielkiej przebudowie systemu energetycznego. Według zapowiedzi, w kolejnych latach może zostać wyłączonych nawet 4,4 GW mocy wytwórczych. Nawet jeżeli uda się część brakujących mocy sfinansować z mechanizmu

rynku mocy – pytanie, czy właśnie tych mocy będziemy potrzebować za 10 - 30 lat. Działaniem sensownym bez względu na przyszłe wybory energetyczne jest rozwój usług Demand Side Response, czyli DSR. Jest wiele dobrych przykładów międzynarodowych, które pokazują, że zasoby tzw. strony popytowej mogą być tańsze od nowych jednostek wytwórczych i stabilne, o ile zapewni się trwałe ramy ich funkcjonowania i umożliwi uczestnictwo w rynku energii na równi z zasobami wytwórczymi. Z naszych wyliczeń wynika, że potencjał polskiego DSR przekracza 1 GW – to oznacza, że zamiast budowy jednostek konwencjonalnych do pokrycia szczytowego zapotrzebowania przez krótki czas w roku, można taniej zakontraktować usługę redukcji zapotrzebowania na moc po stronie odbiorców. Potencjał DSR istnieje zarówno po stronie gospodarstw domowych, jak i przemysłu, choć w przemyśle – przynajmniej na obecnym etapie – zasoby te są łatwiej dostępne.

Przedstawiamy niniejsze opracowanie jako część projektu Forum Energii FLEX-E – ukierunkowanego na poprawę elastyczności, zmniejszenie emisyjności i kosztów systemu energetycznego. Jesteśmy otwarci na dialog oraz krytyczne uwagi. Zapraszamy do debaty.

*Z poważaniem
Joanna Maćkowiak-Pandera*

Podsumowanie i wnioski

Niniejsze opracowanie omawia rolę, jaką zarządzanie popytem na energię, czyli inaczej reakcja strony popytowej (Demand Side Response - DSR), może odegrać w bilansowaniu polskiego systemu energetycznego. Omawia istniejące mechanizmy wsparcia, potencjał rozwoju DSR oraz międzynarodowe doświadczenia. Z dyskusji wynika szereg wniosków:

- Polski system energetyczny stoi w obliczu pilnych wyzwań. Coraz bardziej brakuje zasobów odpowiedniej jakości, które są w stanie zapewnić wymagany poziom niezawodności, szczególnie w czasie szczytów letnich. Odpowiedź strony popytowej może zwiększyć efektywność pracy systemu elektroenergetycznego, a zatem ograniczyć koszty przenoszone na odbiorców energii.
- Dotychczas DSR był uważany jedynie za mechanizm awaryjny, mający zastosowanie w okresach szczytowych lub krytycznych. Planowane zwiększenie zakontraktowania DSR przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) i objęcie jednostek zdolnych do fizycznej redukcji zapotrzebowania mechanizmami rynku mocy to istotne kroki rozszerzające rolę DSR.
- Analizy wykorzystania DSR na wielu rozwiniętych rynkach energii wskazują, że jego ekonomiczny potencjał może osiągać nawet **10%** mocy systemu w szczycie zapotrzebowania. Analizy autorów opracowania wskazują, iż w Polsce ekonomiczny potencjał DSR można szacować na około **1200 MW**, czyli **5%** szczytowego zapotrzebowania, co znacznie przekracza jego obecny stopień wykorzystania, utrzymujący się na poziomie mniejszym niż **1%**.
- Międzynarodowe doświadczenia pokazują, że DSR jest opłacalnym i niezawodnym mechanizmem na wielu rynkach energii i mocy. Operatorzy systemów przesyłowych, którzy wykorzystują zarządzanie popytem, mogą ograniczyć lub uniknąć inwestycji w infrastrukturę po stronie podaży, co będzie skutkowało korzyściami ekonomicznymi dla konsumentów.
- Komisja Europejska w zbiorze propozycji aktów prawnych pn. „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, zwanym również Pakietem zimowym, przypisuje nową, aktywną rolę odbiorcom energii, przykładając dużą wagę do efektywności energetycznej i DSR. Należy oczekiwać pojawienia się nowych, wiążących projektów legislacyjnych wspierających dalszy rozwój DSR.
- Podejmując szereg przedstawionych poniżej działań, można wzmocnić rolę DSR i wykorzystać jego potencjał w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Kluczowe rekomendacje dotyczących zwiększenia udziału DSR w rynku energii elektrycznej w Polsce

DSR może odegrać w systemie elektroenergetycznym ważną rolę, jednak dotychczas rozwój tego rynku hamowały bariery regulacyjne. Poniższe rekomendacje przedstawiają najważniejsze kroki, jakie należy podjąć dla szerszego wykorzystania DSR w Polsce.

1. **Wzmocnienie mechanizmu interwencyjnego programów DSR.** Dotychczas zakontraktowano 201 MW zasobów DSR w okresie zimowym i 185 MW w okresie letnim. W ostatnim czasie (marzec 2017) zapowiedziano zakontraktowanie do lata kolejnych gwarantowanych 500 MW, co znacząco rozszerzy rynek DSR. Autorzy szacują, że rynek zarządzania popytem powinien dysponować potencjałem przynajmniej 1200 MW mocy. Mechanizm interwencyjny programów DSR można wzmocnić także poprzez obniżenie progu minimalnej oferty oraz wsparcie roli agregatorów w obszarze tego mechanizmu.
2. **Umożliwienie uczestnictwa agregatorów w rynku bilansującym.** Według Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), uczestnikiem rynku bilansującego mogą być odbiorcy końcowi energii elektrycznej, jednak nie dopuszczono udziału agregatorów, czyli podmiotów pośredniczących między OSP a odbiorcami świadczącymi usługę redukcji popytu. Pozwolenie na to, by agregatorzy uczestniczyli w rynku bilansującym to istotny warunek, który umożliwiłby świadczenie usług DSR szerszej grupie mniejszych odbiorców energii.
3. **Usunięcie barier i wprowadzenie zachęt do inwestycji w DSR przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnej (OSD) i OSP.** Prawo energetyczne dopuszcza odzyskanie nakładów inwestycyjnych poniesionych przez OSD i OSP w celu zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, jednak dotychczas jest to zapis martwy. Ważne jest usunięcie ryzyka, że OSD i OSP poniosą straty ze względu na zmniejszenie wolumenu sprzedaży. Byłoby to możliwe dzięki wprowadzeniu metody pułapu przychodów (ang. „revenue cap regulation”). Dalszym krokiem byłoby wprowadzenie do systemu regulacji jakościowej wskaźników powiązanych z postępowaniem w obszarze DSR, co łączyłoby się z premiami za inwestycje w mechanizmy strony popytowej.
4. **Wprowadzenie taryf dynamicznych.** Dla poprawy bezpieczeństwa systemu energetycznego istotne jest zaprojektowanie taryf w taki sposób, by motywowały odbiorców do zmian w poziomie zużycia energii w zależności od obciążenia systemu. Stanie się tak, gdy taryfy będą odzwierciedlać ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. Rozwiązaniem jest wprowadzenie dynamicznych taryf detalicznych, które umożliwią przeniesienie sygnału cenowego z rynku hurtowego na odbiorców końcowych.

1. Wprowadzenie

Polski system energetyczny przechodzi transformację. Rosnący udział energii z niesterowalnych – czyli zależnych od pogody – źródeł OZE zmienia profil zużycia energii w systemie. Wzrasta znaczenie zasobów elastycznych, które mogą korygować wolumen produkcji energii w zależności od zmieniających się warunków atmosferycznych. Jednocześnie pojawia się i powoli rośnie zdolność konsumentów do wychodzenia naprzeciw potrzebom systemu, ze względu na coraz powszechniejsze wykorzystanie technologii takich jak dwukierunkowe mierniki energii elektrycznej (informacja, kontrola), panele fotowoltaiczne (wytworzenie), pojazdy elektryczne (magazynowanie). Na przestrzeni ostatnich 10 lat Polska zwiększyła o 97% moce farm wiatrowych¹. W 2016 roku termin „prosument” został wprowadzony do Prawa energetycznego, co podkreśliło znaczenie definicji konsumenta-producenta w polskim systemie prawnym. Rozwój energetyki obywatelskiej odzwierciedla zmieniający się paradygmat rynku energetycznego.

Polski system elektroenergetyczny stoi przed szeregiem wyzwań. Coraz bardziej, szczególnie w czasie szczytów letnich, brakuje zasobów odpowiedniej jakości, czyli o wymaganym poziomie niezawodności. Przewiduje się, że do końca przyszłej dekady z powodu wieku i wymogów środowiskowych wycofane zostaną jednostki wytwórcze o łącznej mocy około 4,4 GW.² Wzrost elastyczności całego systemu energetycznego staje się zagadnieniem kluczowym z perspektywy doboru nowych jednostek wytwórczych włączanych do KSE oraz optymalizacji ich parametrów operacyjnych.

Niniejsze opracowanie omawia rolę, jaką reakcja strony popytowej (DSR) może odegrać w bilansowaniu polskiego systemu elektroenergetycznego. Doświadczenia Polski w wykorzystaniu DSR są jak dotąd niewielkie. Mechanizm ten jest wykorzystywany tylko w sytuacjach krytycznego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Wydany w ostatnim czasie projekt ustawy o rynku mocy i postanowienie dotyczące mechanizmu interwencyjnych programów redukcji zapotrzebowania zwiększą możliwości rozwoju DSR w Polsce. Zaprezentowany przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r. Pakiet zimowy (*Clean Energy for All Europeans*) zawiera szereg propozycji legislacyjnych, które powinny się przyczynić do zwiększenia roli DSR i wykorzystania go na rynku energii.

Opracowanie podejmuje dyskusję pojęcia „odpowiedzi strony popytowej”, rozpatrując przy tym dotychczasowe doświadczenia krajowe oraz ramy prawne. Dalej omawia kwestie zarządzania popytem w kontekście europejskim, czyli w ujęciu zaproponowanym w Pakiecie Zimowym. Zwraca także uwagę na wartość DSR jako mechanizmu pozwalającego na obniżenie kosztów energii dla konsumentów oraz poprawę niezawodności systemu elektroenergetycznego. Końcowa część raportu odnosi się do potencjału zwiększenia udziału DSR w Polsce i przedstawia rekomendacje pozwalające na zrealizowanie tego celu.

¹ Urząd Regulacji Energetyki, Potencjał krajowy OZE w liczbach, <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html> [dostęp: 07.03.2017].

² ENTSO-E, Mid-term Adequacy Forecast, 2016 edition. https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf

2. Definicje i pojęcia

Rodzaje mechanizmów zarządzania stroną popytową

Odpowiedź strony popytowej jest najczęściej rozumiana jako sterowanie obciążeniem systemu energetycznego przez odbiorców. Oznacza to obniżanie zużycia w godzinach wysokich cen energii, czyli w okresach gdy margines bezpieczeństwa się zmniejsza. Zwiększanie zużycia następuje za to w godzinach, w których ceny energii są niskie. Warto jednak spojrzeć na DSR z szerszej perspektywy i rozpatrzyć pełen zakres usług systemowych, jakie odbiorcy końcowi mogą dostarczyć systemowi energetycznemu. Usługi mogą być świadczone bezpośrednio, w wyniku bezpośrednich bodźców cenowych, lub poprzez komercyjnych pośredników, zwanych agregatorami.

Usługi te obejmują:

- **trwałe ograniczenie ilości energii niezbędnej do zaspokojenia tych samych potrzeb** – jako skutek polityki poprawy efektywności energetycznej u odbiorców końcowych,
- **dynamiczne zarządzanie popytem (DSR)** – zwiększenie lub zmniejszenie popytu bądź przesuwanie obciążenia systemu energetycznego w czasie,
- **autogenerację** – wytwarzanie energii we własnym zakresie (każdy rodzaj generowania energii elektrycznej, który pochodzi od konsumenta).

Istnieją dwa rodzaje zasobów po stronie odbiorców końcowych:

Dysponowalne	Niedysponowalne
Mogą być przywoływane przez operatora systemu energetycznego.	Nie mogą być przywoływane przez operatora systemu energetycznego.
Zasoby te mogą konkurować na rynkach hurtowych, w tym na rynku bilansującym, jak również mogą być kontraktowane jako usługi systemowe. Przykładem są duzi odbiorcy komercyjni i przemysłowi, którzy składają oferty na rynku dnia następnego i na rynku dnia bieżącego. Z chwilą przyjęcia ich ofert, operator systemu ma prawo przywołać je do realizacji przyjętego zobowiązania. Rozwój inteligentnych sieci energetycznych umożliwia również agregację w pakiety odpowiedzi mniejszych odbiorców końcowych, które także mogą być oferowane na rynkach lub przywoływane przez operatora systemu.	Niedysponowalnym zasobem strony popytowej jest np. poprawa efektywności energetycznej, dzięki której trwale zmniejsza się obciążenie i pobór energii, również i w godzinach szczytu ³ . Zasoby o których mowa, odpowiadają na sygnały cenowe takie jak taryfy wielostrefowe, taryfy ze stawkami przewidzianymi na okresy krytycznego obciążenia, taryfy dynamiczne i programy behawioralne ⁴ . Jest coraz więcej dowodów w Polsce i wielu innych reżimach regulacyjnych w Europie i USA, które potwierdzają, że taryfy zmienne w czasie są w stanie stymulować reakcję popytu i prowadzić do redukcji obciążenia szczytowego i zwiększać konsumpcję w okresach niskich cen ⁵ .

7

³ Yingqui Liu, Seasonal relationship of peak demand and energy impacts of energy efficiency measures—a review of evidence in the electric energy efficiency programmes, Energy Efficiency, 2016.

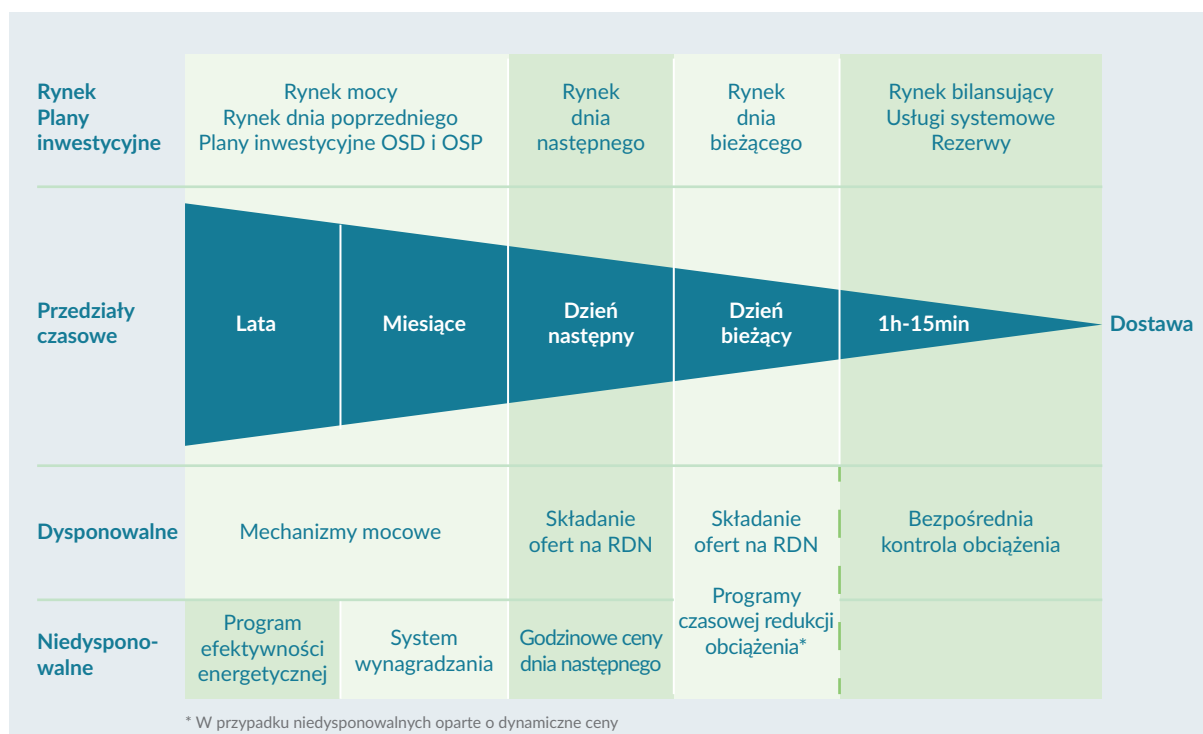
⁴ Inne programy behawioralne skupiające się na nauce zachowań, jak ten wprowadzony przez OPower, <https://opower.com/oracle>

⁵ Faruqui A., Price-enabled demand response (prezentacja), The Brattle Group, 2014. http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/048/original/Price-Enabled_Demand_Response.pdf?1406065753

Rys. 1 przedstawia poszczególne rodzaje usług systemowych oferowanych przez dysponowalne i niedysponowalne zasoby DSR w zależności od przedziałów czasowych w jakich te usługi mogą zostać powołane. Górna linia przedstawia rynki i horyzonty planistyczne dla regulowanej infrastruktury sieciowej

(przesyłowej i dystrybucyjnej). Dwa najniższe wiersze zawierają rodzaje dysponowalnych oraz niedysponowalnych usług, które mogą być oferowane w ramach tych rynków. Natomiast klin pośrodku odzwierciedla czas, w jakim poszczególne rynki i zasoby działają, oraz wolumen energii.

Rys. 1 DSR w różnych przedziałach czasowych



Źródło: opracowanie własne⁶

Energia jest kupowana i sprzedawana w różnym wyprzedzeniu, sięgającym od kilku lat do kilku minut. Większość energii jest przedmiotem obrotu na rynkach terminowych – rocznych, miesięcznych, dnia następnego – dlatego podstawa klina umieszczona jest z lewej strony.

Kiedy docieramy do momentu dostawy energii, wykorzystywane zasoby służą jedynie do korygowania chwilowej nierównowagi w systemie. Jednocześnie cena za MWh energii wzrasta i razem z nią na wartości zyskują zasoby zdolne do dostarczania usług energetycznych w danym momencie.

Jak widać z rysunku, dysponowalne zasoby DSR mogą oferować usługi we wszystkich przedziałach czasowych, od tych kontraktowanych z wyprzedzeniem wieloletnim, do minutowych, w ciągu danego dnia. Jednak również niedysponowalne DSR są zdolne do uczestnictwa w usługach RDN - w wyniku bodźców cenowych wpływających na reakcje behawioralne oraz w wyniku działań agregatorów.

⁶ Na podstawie U.S. Department of Energy, Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them, 2006. http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf

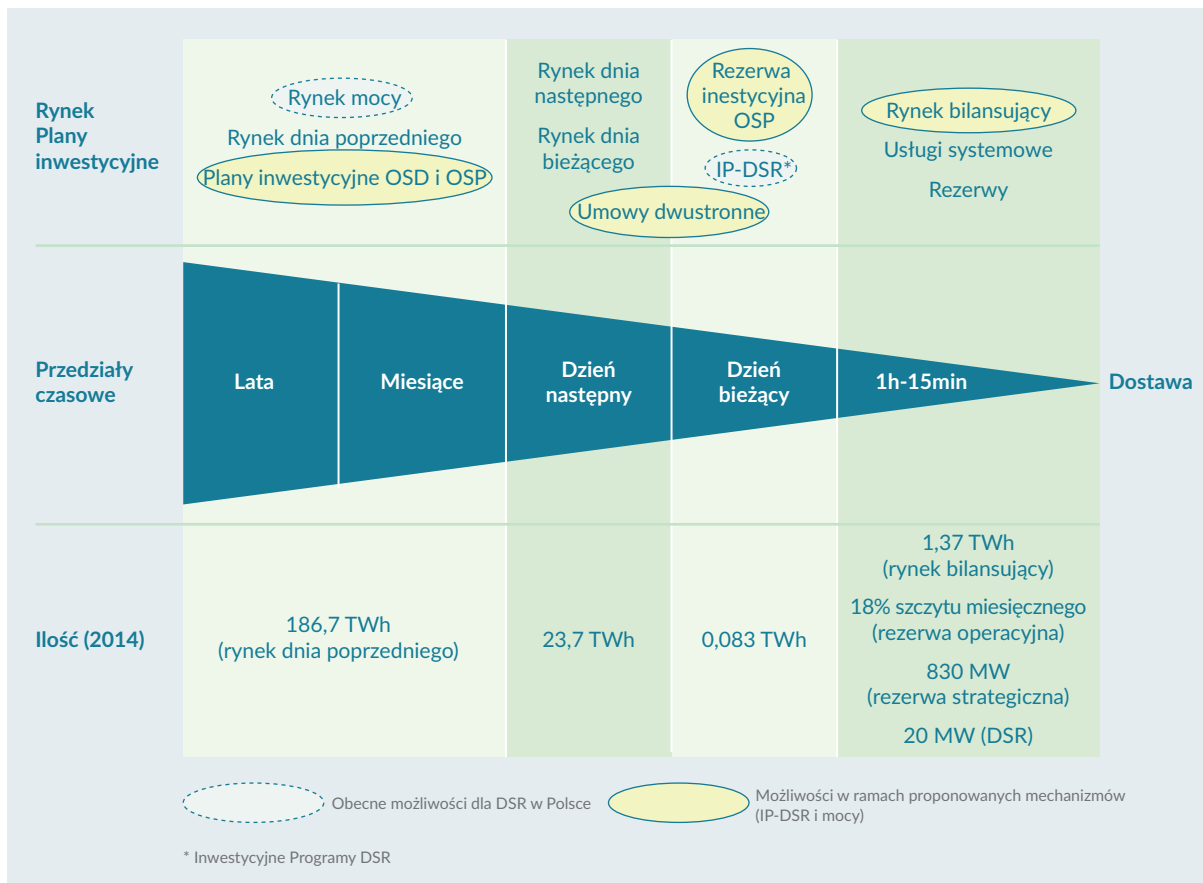
3. Krajowe doświadczenia w zarządzaniu popytem

Obecnie DSR odgrywa niedużą rolę w polskim systemie elektroenergetycznym. Rys. 2 ilustruje potencjał zarządzania stroną popytową w Polsce, w zależności od stosownych ram czasowych i działań rynkowych KSE.

Jak widać, większość energii (186,7 TWh) jest kontraktowana na rynkach terminowych. Znacząca część (23,7 TWh) pochodzi z rynków dnia następnego, a najmniejsza z dnia bieżącego i usług

systemowych. Jak dotąd kontraktowanie usług DSR jest bardzo ograniczone we wszystkich przedziałach czasowych. OSP zakontraktował 201 MW DSR w ramach tzw. interwencyjnej redukcji zapotrzebowania. Jeden z końcowych odbiorców dostarcza usługi DSR w niewielkim stopniu na rynku bilansującym (niestety brakuje dostępu do informacji na temat wolumenów).

Rys. 2 Możliwości wykorzystania DSR w Polsce



Źródło: opracowanie własne

Obecnie w Polsce wyróżnia się cztery główne sposoby wykorzystania DSR⁷. Warto jednak zauważyć, że projektowana ustawa o rynku mocy oraz zaproponowany przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) mechanizm interwencyjnych programów DSR, mogą przyczynić się do wzrostu wolumenu usług DSR.

⁷ Na podstawie: Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, Wersja 1.0 zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(6)/2010/KS z dnia 23 lipca 2010 r.

1. DSR jako rezerwa interwencyjna OSP

Rezerwa interwencyjna stosowana jest w sytuacji kryzysowego obciążenia systemu. Wcześniej OSP kontraktuje redukcję zapotrzebowania na moc w drodze aukcji. Dotychczas OSP ogłosił siedem przetargów na świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania. Pozwoliły one zakontraktować ok. 200 MW na okres zimowy (październik-marzec) oraz 185 MW na okres letni (kwiecień-wrzesień). W maju 2016 roku PSE ogłosiły kolejną aukcję, żeby zwiększyć te kwoty, co było następstwem obaw wywołanych narastającymi obciążeniami latem. Kontrakty zostały zawarte z trzema dużymi odbiorcami oraz jednym agregatorem [1]. PSE ogłosiły aukcję na 500 MW DSR w obszarze nowego mechanizmu interwencyjnych programów DSR (IP-DSR) planowaną na kwiecień 2017. Nowy mechanizm jest opisany w Załączniku 1.

2. DSR na rynku bilansującym

Według IRIESP, uczestnikiem rynku bilansującego mogą być odbiorcy końcowi energii elektrycznej⁹. W czasie publikacji tego opracowania, tylko jeden konsument uczestniczył w rynku bilansującym z możliwością redukcji popytu¹⁰.

3. DSR w umowach z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe

DSR może także służyć potrzebom bilansowania handlowego. Podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe – na przykład dostawcy energii elektrycznej – mają obowiązek prowadzenia rozliczenia z PSE różnicy między rzeczywistą ilością dostarczonej albo pobranej energii elektrycznej a wielkością zawartą w umowach. Może się opłacać zawrzeć kontrakty na DSR, aby wyrównać różnicę między zakontraktowaną a rzeczywistą ilością dostarczonej lub pobranej energii, o ile DSR jest tańszy od systemowej ceny zakupu.

Enspirion – agregator usług DSR – dostarcza usługi DSR w umowach dwustronnych spółce Energa. W 2014 r. Enspirion przeprowadził pierwszą redukcję wynoszącą 161,7 MW w paśmie czterogodzinnym na potrzeby bilansowania handlowego dla Energa Obrót¹¹.

4. DSR w wyniku inwestycji zwiększających efektywność energetyczną

Prawo energetyczne dopuszcza odzyskanie nakładów inwestycyjnych, które poniosło przedsiębiorstwo w celu zmniejszenia zużycia paliw i energii u odbiorców, stanowiących ekonomiczne uzasadnienie uniknięcia budowy nowych źródeł energii i sieci¹². Ten zapis uprawnia do odzyskania poniesionych kosztów inwestycyjnych poprzez taryfy gazowe, elektryczne i ciepłe.

Jak dotąd brakuje przykładów znaczących działań OSP lub OSD po stronie popytu, zmierzających do uniknięcia lub przesunięcia w czasie bardziej kosztownych inwestycji w infrastrukturę sieciową lub wytwórczą. Jedynymi znanymi działaniami są inwestycje wynikające z zapisów Ustawy o efektywności energetycznej.

10

Jako przykład możliwości i korzyści wynikających z wykorzystania DSR przedstawiamy studium przypadku działań inwestycyjnych OSD w Nowym Jorku.

ConEdison jest przedsiębiorstwem dystrybucji i obrotu energią. Obsługuje 3 miliony odbiorców w stanie oraz w mieście Nowy Jork. W 2014 roku otrzymało zgodę Regulatora na zainwestowanie **200 milionów** dolarów w niekonwencjonalne rozwiązania w celu odsunięcia w czasie modernizacji sieci dystrybucyjnej, szacowanej na **1,1 miliarda** dolarów. Program objął inwestycje w efektywność energetyczną u odbiorców, odpowiedź popytu oraz rozproszone źródła energii¹³.

W wyniku wielu podobnych projektów zmniejszono koszty przenoszone na odbiorców końcowych o około **75 milionów dolarów**, dzięki oszczędnościom kapitałowym oraz większej efektywności energetycznej¹⁴.

Powyższe działania są częścią szerszego procesu reform regulacyjnych, które toczą się w Nowym Jorku w związku z wzrostem poparcia dla zasobów strony popytowej jako rezerwy systemowej¹⁵.

⁸ Prezentacja PSE, Mechanizm Interwencyjnych Programów DSR (IP-DSR), 30.11.2016. <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=3215>

⁹ Instrukcja ruchu i ..., op. cit.

¹⁰ Prezentacja PSE, op. cit.

¹¹ Prezentacja PSE, op. cit.

¹² Prawo Energetyczne, Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348, Artykuł 45, paragraf 2.

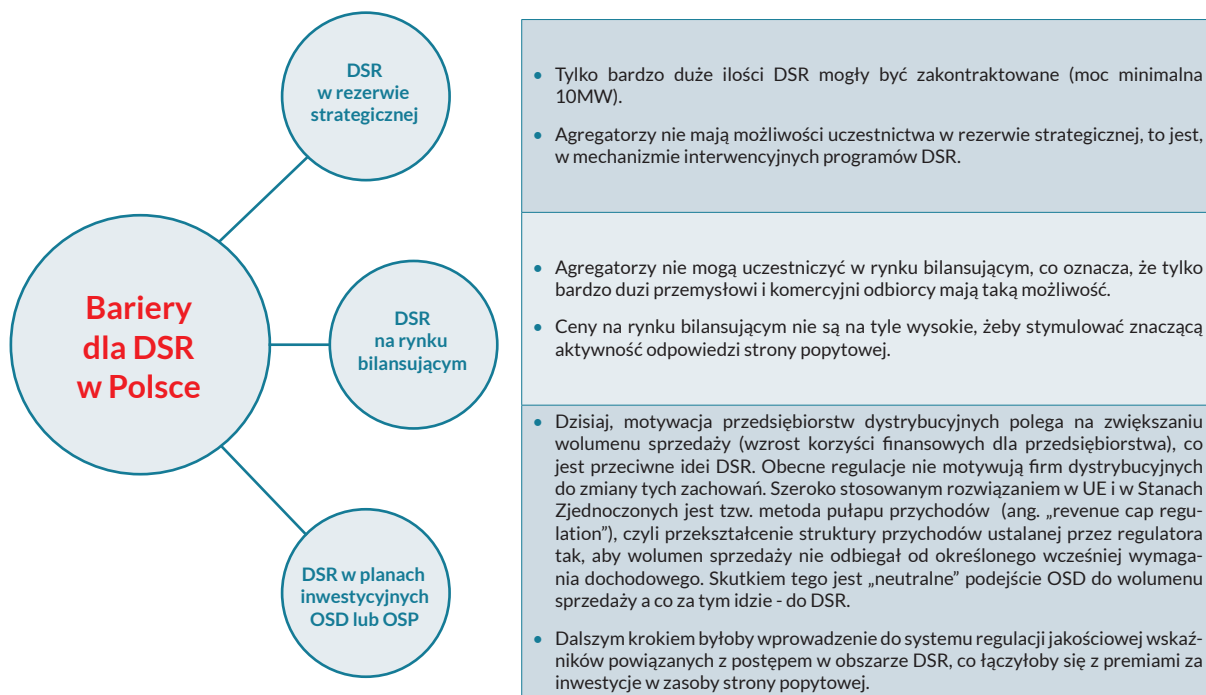
¹³ State of New York Public Service Commission, Order Establishing Brooklyn/Queens Demand Management Program, 2014, Case 14-E-0302. <http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterSeq=45800>

¹⁴ Neme, C., and Grevatt, J., Energy Efficiency as a T&D Re-source, Northeast Energy Efficiency Partnerships, 2015. <http://www.neep.org/file/2414/download?token=bNV2vVea>

¹⁵ New York State, Reforming the energy vision, <http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/CC4F2EFA3A23551585257DEA007DCFE2?OpenDocument> [dostęp: 07.03.2017].

Istnieje szereg barier, które ograniczają rozwój DSR w Polsce. Poniżej przedstawiono główne ograniczenia występujące w trzech obszarach jego wykorzystania. Nie zostały przeanalizowane trudności związane z dwustronnymi umowami, na temat których informacje nie są publicznie dostępne.

Rys. 3 Bariery dla DSR w Polsce



4. Kontekst europejski

30 listopada 2016 r. Komisja Europejska opublikowała tzw. Pakiet zimowy, czyli zbiór propozycji legislacyjnych pod wspólną nazwą „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” („Clean Energy for All Europeans”). Pakiet w istotnej części mówi o zmieniającej się roli konsumenta, efektywności energetycznej oraz DSR.

Najważniejsze zmiany odnoszące się do reakcji strony popytowej zawarte są w nowelizacji dyrektywy i w rozporządzeniu, które dotyczy wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Nowe regulacje podkreślają wagę DSR jako zasobu do integracji zmieniających OZE w systemie energetycznym przy jak najniższym kosz-

cie. Propozycje Komisji mówią również o narzędziach niezbędnych do upodmiotowienia konsumenta na rynku energii i zmiany jego roli z biernego konsumenta na aktywnego uczestnika rynku. Identyfikują także bariery utrudniające rozwój reakcji strony popytowej, takie jak regulacje uniemożliwiające konkurencję DSR ze stroną wytwórczą oraz zakłócenia rynkowe tłumiące sygnały cenowe - zwłaszcza na rynkach krótkoterminowych.

W celu przezwyciężenia części tych barier dyrektywa i rozporządzenie wprowadzają szereg nowych zapisów. Poniżej przedstawiono najważniejsze z nich:

Nowe regulacje UE dot. DSR proponowane w ramach tzw. Pakietu Zimowego	
Udział w rynkach	Wymóg zapewnienia przez państwa członkowskie dostępu i wspierania udziału DSR we wszystkich rynkach. Zachęcanie regulatorów krajowych do aktywizacji konsumentów, w tym poprzez DSR, na równi z wytwórcami (Dyrektywa*, Artykuł 17)
Brak dyskryminacji	Wymóg, by OSP i OSD traktowali w sposób niedyskryminujący dostawców DSR, w tym agregatorów, w trakcie pozyskiwania usług systemowych (Dyrektywa, Artykuł 17)
Taryfy dynamiczne	Konsument ma prawo do korzystania z taryf dynamicznych w zakresie dostaw energii elektrycznej (Dyrektywa, Artykuł 11)
Konsument i agregatorzy	Konsument ma prawo do zawarcia umowy z agregatorem bez konieczności uzyskania zgody dostawcy (Dyrektywa, Artykuł 13)
Agregatorzy	Zakaz, z wyjątkiem szczególnych okoliczności, wymogu płacenia przez agregatorów odszkodowań dla wytwórców lub dostawców (Dyrektywa, Artykuł 17)
Brak limitów cenowych	Zakaz wprowadzania limitów cenowych na rynkach energetycznych, chyba że są ustawione na poziomie VOLL (ang. value of lost load) (Rozporządzenie**, Artykuł 9)
Harmonogram działań	Wymóg opracowywania przez państwa członkowskie harmonogramu wprowadzania reform rynkowych, które będą obejmować usunięcie zakłóceń regulacyjnych, wycenę energii w okresie niedoborów, rozwój połączeń transgranicznych, magazynowanie, zasoby po stronie popytu i efektywność energetyczną (Rozporządzenie, Artykuł 18)

* Projekt nowelizacji Dyrektywy dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, COM(2016) 864 final.

** Projekt Rozporządzenia dotyczącego wewnętrznego rynku energii elektrycznej, COM(2016) 861 final.

W kolejnych miesiącach będą trwały negocjacje aktów prawnych w ramach Pakietu zimowego. Bez wątpienia rola DSR będzie się

stopniowo zwiększać i można się spodziewać, że od 2020 r. nowe aspekty funkcjonowania DSR zaczną obowiązywać w Polsce.

5. DSR jako wartościowy zasób systemu

Doświadczenia związane z odpowiedzią popytu pokazują, że jest to efektywny kosztowo i niezawodny zasób systemu energetycznego pod warunkiem, że jest konsekwentnie stosowany. DSR niesie ze sobą następujące korzyści:

A. Obniżanie kosztów

DSR może obniżyć koszt utrzymania stabilnych dostaw energii do odbiorców. Doświadczenie międzynarodowe wskazuje, że DSR często składa oferty po znacznie niższych cenach niż tradycyjne zasoby, co oznacza, że negawaty z DSR okazują się tańsze od megawatów wytworzonej energii. Konsumenci oszczędzają na rachunkach ze względu na wejście tańszych zasobów na rynek energii (lub na rynek mocy), a także ze względu na efekt „wypychania” bardziej kosztownych zasobów z systemu, co obniża krańcową cenę, jaka jest płacona wszystkim wytwórcom na rynku¹⁶. Przekłada się to na obniżenie ceny dla wszystkich odbiorców energii a nie tylko dla tych, którzy są wynagradzani za przesunięcie swojego poboru w czasie.¹⁷

Chociaż Polska dopiero zdobywa doświadczenie związane z odpowiedzią strony popytowej, a w szczególności z DSR na rynku energii, dotychczasowa praktyka potwierdza, że jest to mechanizm opłacalny. Ceny osiągnięte w przetargu PSE na negawaty w 2014 roku wyniosły od 950 zł/MWh do 1199 zł/MWh redukcji. W tym samym roku cena na rynku spot przekroczyła 1000 zł/MWh aż szesnaście razy, a 1200 zł/MWh osiem razy, co pokazuje, że cena za DSR była konkurencyjna wobec ceny wytwórców¹⁸. W 2015 r. PSE podpisały umowę na usługi DSR z PKN Orlen, oferując cenę 1450 zł/MWh za redukcję, czyli również poniżej maksymalnej ceny zakupu na rynku bilansującym (1500 zł/MWh)¹⁹.

Cena płacona za usługi DSR polegające na interwencyjnej redukcji zapotrzebowania odbiorców na polecenie OSP świadczy o tym, że odpowiedź strony popytowej może konkurować z kosztami generacji. Należy jednak traktować te wartości jako indykatywne i nie powinno się ich wykorzystywać do oszacowania kosztów DSR w Polsce. Poszukując odpowiedzi na temat wyceny DSR warto oprzeć się na międzynarodowych doświadczeniach w tym obszarze. Wskazują one, że gdy rynki są otwarte na konkurencję z udziałem DSR, stają się bardziej aktywne, co w konsekwencji wymusza na rywalizujących oferentach stosow-

ne korekty cenowe. Koszt zasobu będzie zależał od typu dostarczanej usługi – mocy redukcji i długości bloku redukcji – jak szybko musi odpowiedzieć, a także jak użytkownicy końcowi zostaną pobudzeni.

Przykład – Rynek PJM, USA

Udział zasobów DSR i efektywności energetycznej w amerykańskim rynku PJM wzrósł znacząco od czasu wprowadzenia rynku mocy „RPM” (tzw. Reliability Pricing Model) w latach 2007-2008 (rynki USA są opisane bardziej szczegółowo w załączniku 3).

Tabela 1. przedstawia wielkość oszczędności wynikających z udziału DSR i efektywności energetycznej w 3 aukcjach rynku mocy z dostawą usług w latach 2015 – 2018. Do analizy wybrano stabilny okres, w którym nie wprowadzono istotnych zmian regulacyjnych. Aukcje są prowadzone trzy lata przed obowiązkiem dostarczania mocy (na przykład aukcja na obowiązek mocy w roku 2015/16 się odbyła w roku 2012).

Tabela 1 Oszczędności wynikające z programu DSR i EE (efektywności energetycznej)

	Łączne dochody z aukcji miliard \$ (USD)	Oszczędności odbiorców przy zastosowaniu DSR/EE, miliard \$ (USD)	Redukcja kosztu dla odbiorców
2015/2016 ²⁰	\$ 9,7	\$ 13,7	59%
2016/2017 ²¹	\$ 5,5	\$ 10,1	65%
2017/2018 ²²	\$ 7,5	\$ 9,35	55,4%

Komentarz:

Bez udziału DSR i EE, całkowity koszt rynku mocy byłby o 59%, 65%, oraz 55,4% wyższy (całkowity koszt byłby sumą kolumny pierwszej i drugiej). Wartości przedstawiają łączne dochody wszystkich zasobów, które wygrały aukcję. Oszczędności odbiorców wynikają z obniżenia ceny krańcowej na aukcji, co skutkuje niższymi cenami płaconymi wszystkim zasobom. Konsumenci płaciliby w każdym przypadku ponad dwa razy więcej za utrzymanie standardu niezawodności, który zapewnia rynek mocy.

¹⁶ Wykorzystanie efektywności energetycznej stymulowane zarówno przez program lub udział w rynkach mocy ma podobny wpływ na ceny rozliczeniowe ponieważ trwale zmniejsza szczytowe zapotrzebowanie w systemie energetycznym.

¹⁷ FERC Order 745 ustanawia, że kompensacja odpowiedzi popytu musi być oparta o cenę rozliczeniową w danym rynku energii. Wśród innych ustaleń FERC stwierdzono, że DR zapewnia korzyści netto dla wszystkich konsumentów na rynku energii poprzez obniżanie ceny rozliczeniowej, gdy ceny są powyżej pewnego progu.

¹⁸ Olkusi T. i in., Programy zarządzania popytem odbiorcy energii elektrycznej, Rynek energii, Nr 2(117), 2015.

¹⁹ PSE ogłosiły kolejny przetarg na negawaty, 2015, <http://biznesalert.pl/pse-oglosily-kolejny-przetarg-na-negawaty/> [dostęp: 07.03.2017].

²⁰ Monitoring Analytics, Analysis of the 2015/2016 RPM Base Residual Auction, 24.09.2013.

²¹ Monitoring Analytics, Analysis of the 2016/2017 RPM Base Residual Auction, 18.04.2014.

²² Monitoring Analytics, Analysis of the 2017/2018 RPM Base Residual Auction, 06.10.2014.

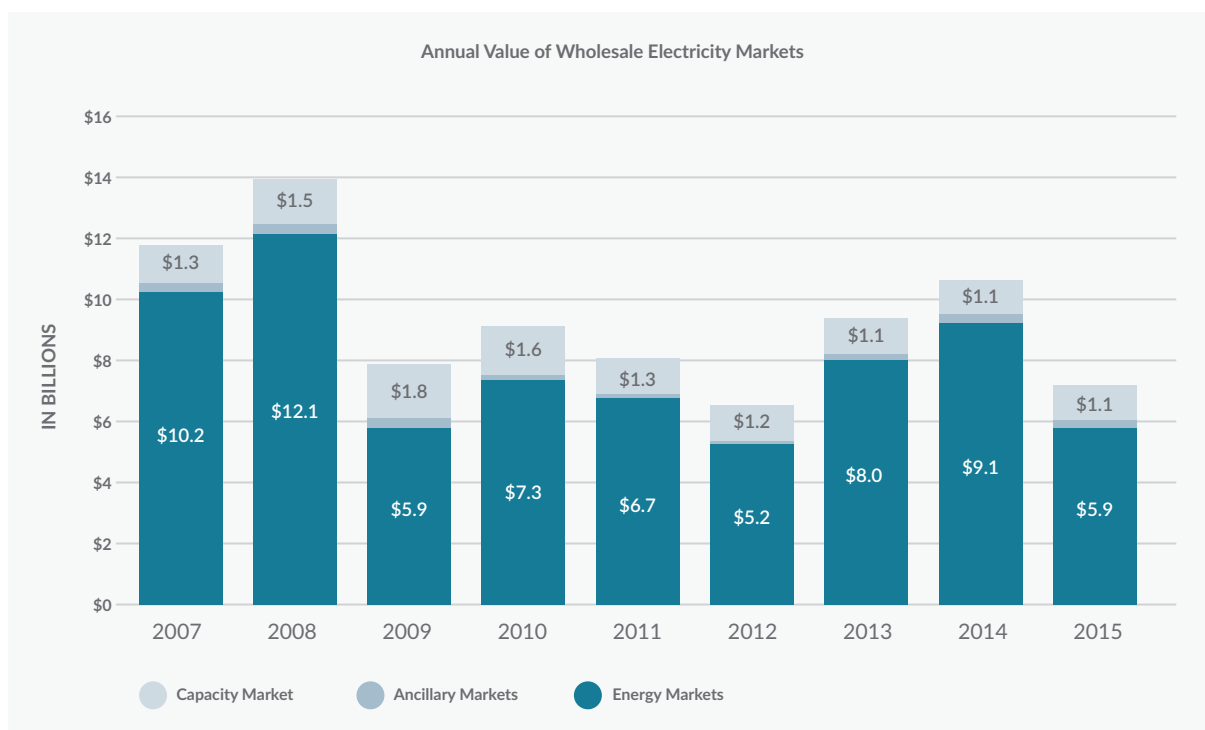
Przykład – Rynek ISO-NE, USA

Zasoby DSR przyczyniły się również do ograniczenia kosztów ponoszonych przez odbiorców na rynku mocy w Nowej Anglii. Rynek mocy dopuszcza udział efektywności energetycznej u odbiorców końcowych, odpowiedź popytu oraz rozproszoną generację. Na pierwszej aukcji na zapewnienie mocy w sezonie 2010/2011 (tzw. FCA 1), obniżenie ceny zamknięcia przyniosło oszczędności **od 290 do 435 milionów dolarów** dla odbiorców tylko na przestrzeni jednego roku. Obliczenia te są oparte na oczekiwanym wzroście ceny zamknięcia dla aukcji mocowej, gdyby oferty ze strony zasobów strony popytowej na **2279 MW**

nie zostały złożone. Oszczędności wynikające z uczestnictwa zasobów strony popytowej w rynku mocy utrzymały się w kolejnych latach. Przyniosły odbiorcom korzyści finansowe między **173 a 345 milionów dolarów** dla jednego sezonu 2015/2016 (tzn. dla okresu jednego roku)²³.

Rys. 4 przedstawia wartość rynku mocy, rynku usług systemowych oraz rynku energii. Rynek mocy odpowiada średnio za 10-25% kosztów wszystkich rynków ogółem.

Rys. 4 Udział poszczególnych segmentów rynku



Źródło²⁴

B. Niezawodność

Jedną z obaw związanych z zarządzaniem stroną popytową jest to, że może ona nie być tak niezawodna jak np. szczytowa elektrownia gazowa i dlatego nie można jej stosować do bilansowania systemu. Dowody wskazują jednak, że przy odpowiedniej organizacji odpowiedź popytu może być bardziej bezawaryjnym zasobem niż wytwórcy po stronie podażowej. Dalej przedstawiamy wyniki dyspozycyjności mocy i DSR w Stanach Zjednoczonych.

Tabela 2 ilustruje efekty działania odpowiedzi popytu i wytwarzania na rynku mocy w Nowej Anglii, dla poszczególnych stref cenowych dla roku 2012. Zarówno odpowiedź popytu jak i interwencyjne wytwarzanie energii w czasie rzeczywistym przekroczyły zakładany (80%) poziom dyspozycyjności, gdzie odpowiedź popytu uzyskała wynik 86%, a wytwórcy 90%.

²³ Cowart R., Neme Ch., Energy Efficiency Participation in Electricity Capacity Markets – the US Experience, 2014.

²⁴ ISO-NE, Key Grid and Market Stats, Markets, <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults>, [dostęp: 7.3.2017].

Tabela 2 Wyniki uzyskane przez zasoby mocowe, w tym DSR w Nowej Anglii

Nowa Anglia - wydajność zasobów mocowych				
Strefa cenowa	DSR (real time demand response)		Moce wytwórcze (real time emergency generation)	
	MW	Wydajność	MW	Wydajność
Maine	278	100%	25	100%
New Hampshire	45	93%	33	98%
Vermont	33	100%	13	98%
Connecticut	261	72%	254	86%
Rhode Island	40	90%	56	88%
Południowo-wschodni Massachusetts	136	78%	37	86%
Zachodni/Centralny Massachusetts	132	97%	577	94%
Północno-wschodni Massachusetts	198	80%	78	89%
New England ogółem	1 124	86%	553	90%
Średnia wydajność wszystkich wytwórców	94,5%			
Zakładany poziom wydajności wytwórców	80% - przyjęte podczas planowania			

Źródło²⁵

Tabela 3 ilustruje wyniki działania redukcji popytu na rynku mocy PJM. Porównuje ona wyniki działania zasobów, które są przywołane przez operatora systemu w czasie krytycznego obciążenia oraz wyniki działania podczas obowiązkowych testów. DSR uzyskiwał dobre wyniki niezawodności we wszystkich latach, zarówno w warunkach testowych, jak i w przypadku przywołania.

Tabela 3 Podsumowanie rocznych wyników dla zasobów odpowiedzi popytu na PJM, jako % obowiązku mocowego²⁶

Rok dostawy	Wydajność rzeczywista	Wydajność w testach
2009/2010	-	118%
2010/2011	100%	111%
2011/2012	91%	107%
2012/2013	104%	116%
2013/2014	94%	129%
2014/2015	-	144%
2015/2016	-	133%

Źródło²⁷

Odpowiedź popytu może stanowić niezawodny zasób na wielu rynkach energii i mocy, należy jednak podkreślić, że kluczowe jest odpowiednie zaprojektowanie całego mechanizmu²⁸. Początkowo programy DSR napotykały na trudności związane z wadliwą odpowiedzią popytu. Problem ten został już w dużej mierze rozwiązany dzięki stosowaniu bardziej zaawansowanych programów DSR²⁹. Możliwe jest między innymi zapobieganie ryzyku poprzez bezpośrednie sterowanie obciążeniem, tworzenie właściwej struktury zachęt i kar oraz większe zróżnicowanie wśród uczestników odpowiedzi popytu.

²⁵ Hurley D., i in., Demand Response as a Power System Resource, RAP, 2013. <https://www.raponline.org/document/download/id/6597>.

²⁶ Obowiązek mocowy – zobowiązanie dostawcy mocy do pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez jednostkę rynku mocy oraz do dostarczenia mocy elektrycznej do systemu w okresie zagrożenia. Projekt ustawy o rynku mocy z dnia 30.11.2016 r., Artykuł 2, pkt 11.

²⁷ PJM, Load Management Performance Report 2015/2016, 2016. <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/2015-2016-dsr-activity-report-20151221.ashx>.

²⁸ Hurley D., i in., op. cit.

²⁹ Hurley, D., i in., op. cit.

6. Jaki jest potencjał odpowiedzi popytu w Polsce?

Określenie potencjału DSR nie jest łatwe, gdyż znaczna jego część ujawnia się dopiero wtedy, gdy usunięte zostaną bariery i rynki otwierają się na odpowiedź popytu. Wielkość potencjału DSR zależy od założeń w zakresie kosztów, czasu działania i sposobu uruchomienia. Do tej pory nie wykonano systematycznej oceny potencjału DSR dla całego rynku ani też dla głównych segmentów odbiorców (przemysłowego, komercyjnego oraz gospodarstw domowych), ale należy przyjąć, że jest on znacznie większy, niż obecnie kontraktowany.

W 2015 roku szczyt zimy osiągnął poziom 25 GW, natomiast letni – 21,5 GW. OSP zakontraktował usługi redukcji popytu o wolumenie stanowiącym mniej niż 1% zimowego i letniego szczytu (ok. 200 MW na okres zimowy oraz 185 MW na okres letni). Uwzględniając nawet niewielkie ilości MW kontraktowanych bezpośrednio przez przedsiębiorstwa obrotu energią, przeciętny poziom i tak nie przekroczy 1% sezonowego szczytu, co znacząco odbiega od wielkości spotykanych na innych rynkach.

W praktyce pojęcie potencjału DSR obejmuje dwa obszary – potencjał techniczny i ekonomiczny.

Potencjał techniczny odnosi się do tej części zapotrzebowania na energię, która jest elastyczna, tzn. może być teoretycznie zwiększona lub zmniejszona w czasie.

Potencjał ekonomiczny odnosi się do tej części potencjału technicznego, która jest opłacalna dla dużego odbiorcy lub agregatora. Warto zauważyć, że potencjał ekonomiczny zależy od wielu czynników (np. konkurencyjności rynku, występowania stref cenowych). Obejmuje także zewnętrzne korzyści, które nie są jednoznaczne dla inwestora (np. ograniczenie emisji, niższe koszty użytkowania KSE). Należy rozważyć sposoby uwzględnienia tych pozytywnych efektów zewnętrznych tak, aby wartość ekonomiczna DSR obejmowała dodatkowe korzyści.

Gils (2014) przedstawił najszerze oszacowanie zdolności odpowiedzi popytu w Polsce. Przedmiotem jego analizy był potencjał techniczny odpowiedzi popytu w 28 krajach członkowskich UE³⁰. W badaniu tym została wykorzystana metoda „top-down” oszacowania potencjału odpowiedzi popytu, poczynając od rozdzielenia popytu na przemysłowy, komercyjny i komunalny. Dla każdego z sektorów określone zostały zasoby końcowe, które mają możliwości dostosowawcze, czy też charakteryzują się elastycznością (np. hutnictwo przemysłowej stali elektrotechnicznej, systemy grzewczo-klimatyzacyjne w budynkach itp.). Dla każdego z zasobów został oszacowany teoretyczny potencjał techniczny. Poniżej przedstawiono wyniki dla trzech krajów – Polski, Francji i Wielkiej Brytanii.

Tabela 4 Potencjał techniczny odpowiedzi popytu jako udział DSR w obciążeniu szczytowym

Kraj	Potencjał DSR (GW)	Szczytowe zapotrzebowanie (GW)	Udział DSR w szczytowym zapotrzebowaniu (%)
Francja	11,6	102	11%
Polska	3,6	25	14%
Wielka Brytania	8,0	56	14%

Źródło³¹

Potencjał techniczny DSR w Polsce

Techniczny potencjał redukcji popytu w Polsce wynosi 14% obciążenia szczytowego w zimie. Daje to ok. 3,6 GW, co w ujęciu procentowym jest szacunkiem bardzo zbliżonym do szacunków dla Wielkiej Brytanii i nieco większym niż dla Francji (wg Gilsa, 2014).

Potencjał ekonomiczny DSR w Polsce

Łączna wartość potencjału ekonomicznego kształtuje się na poziomie co najmniej 1,2 GW, co stanowi ok. 5% obciążenia szczytowego oraz 1/3 potencjału technicznego oszacowanego przez Gilsa.

Poniższa tabela przedstawia własny szacunek ekonomicznego potencjału DSR, który może być uruchomiony w wypadku krytycznej sytuacji KSE, opracowany przez Regulatory Assistance Project (RAP). Przyjęto założenie, że potencjał w sektorze przemysłowym oraz komercyjnym zostanie uruchomiony dzięki dedykowanym programom DSR, natomiast potencjał w sektorze gospodarstw domowych ujawni się dzięki przebudowie systemu taryfowego³².

³⁰ Gils H. Ch., *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*, Energy, 67, Elsevier, 2014.

³¹ Obliczenia własne w oparciu o op. cit.

³² Bayer E., Rączka J., *Transparentność i efektywność ekonomiczna rynku detalicznego w Polsce, RAP dla Forum Energii*, 2016. http://www.forum-enerгии.eu/files/file_add/file_add-46.pdf

Tabela 5 Oszacowanie całkowitego krajowego potencjału DSR (MW)

Sektor	Potencjał ogólny w (MW)	Potencjał dla pojedynczego zdarzenia (MW)	Komentarz
Przemysł ³³	2000	1000	Nie możliwe jest wykorzystanie tego potencjału w całości, ponieważ procesy technologiczne pozwalają na redukowanie obciążenia w różnym czasie. Do obliczeń założono, że połowa potencjału zakontraktowanego może uczestniczyć w danej redukcji na wezwanie OSP.
Usługi ³⁴	150	135	W przypadku obiektów usługowych potencjał jest związany z systemami klimatyzacji i ogrzewania, co pozwala na przygotowanie się do redukcji z wyprzedzeniem. Przyjęto wskaźnik 90% do oszacowania potencjału dostępnego na wezwanie OSP.
Gospodarstwa domowe ³⁵	100 (lato) 200 (zima)	100	Wartość 100 MW latem można uzyskać dzięki modyfikacji taryfy G12 przenoszącej obszar niskich cen energii dla odbiorców na godziny poza obszarem występowania szczytowego zapotrzebowania na moc. Wartość 200 MW zimą pojawi się w konsekwencji wprowadzenia stref podwyższonych cen w całej grupie taryfowej G, w wybranych godzinach szczytowego obciążenia KSE i reakcji odbiorców energii prowadzącej do wzrostu efektywności energetycznej ³⁶ .
Razem		1235	

Źródło

Istnieje wiele przykładów potwierdzających rozwój i coraz większą aktywność DSR wśród krajów europejskich. Najbardziej intensywny rozwój odpowiedzi popytu obserwuje się w sektorze przemysłowym, gdzie zużycie energii elektrycznej jest największe.

Tabela 6 Wielkość zakontraktowanego DSR w wybranych krajach UE

Kraj	Szczytowe zapotrzebowanie (2015) (MW)	DSR zakontraktowany (MW)		% zapotrzebowania szczytowego (2015)
		2015	2016	
Francja	91 610 (luty)	1800	1689	1,96%
Hiszpania	38 666 (luty)	2000	2083	5,17%
Włochy	59 353 (lipiec)	4061	4131	6,84%
Niemcy	84 000 (grudzień)	894	860	1,06%
Słowenia	2000 (styczeń)	20	21	1,00%
Polska	25 101 (styczeń)	210 (okres zimowy) 185 (okres letni)	228 MW	0,8%

Źródła³⁷

³³ Oszacowanie zostało przeprowadzone na podstawie danych Enspiron sp. z o.o., agregatora usług DSR w przemyśle. Przedsiębiorstwo ocenia, że obiekty przemysłowe mogą dostarczyć 2000 MW, czyli równowartość ok. 8% szczytu zimowego. Przy czym przedstawiciele Enspiron zaznaczają, że dostępność tych zasobów jest różna w różnych dniach, czy nawet godzinach, oraz że nie jest możliwe przywołanie w danej sytuacji całego tego zasobu (zob. R. Majewski i M. Bora (2015), Agregatorzy, negawaty, zarządzanie popytem odbiorców energii, referat wygłoszony na konferencji w Jachrance, 15.09.2015, <http://docplayer.pl/10093163-Agregatorzy-negawaty-zarządzanie-popytem-odbiorców-energii-maciej-bora-radosław-majewski-enspiron-sp-z-o-o.html>).

³⁴ Potencjał dla sektora usług został określony przez Virtual Power Plant sp. z o.o. (VPP), agregatora aktywnego w segmencie komercyjnych budynków w Polsce. Szacunki VPP oparte są na założeniach dotyczących proporcji sterowalnego obciążenia w budynkach biurowych, centrach handlowych oraz obiektach sportowych. VPP ocenia, że potencjał redukcji w tych obiektach wynosi od 25% (dla centrów handlowych i obiektów sportowych) do 33% (dla budynków biurowych). VPP odnosi te wskaźniki do liczby nowoczesnych obiektów (1550) i konkluduje, że potencjał redukcji obciążenia w szczycie w tej grupie budynków wynosi w przybliżeniu 157 MW (zob. G. Nowaczewski (2016), Negawaty po polsku. Więści z wirtualnej elektrowni, 04.02.2016, <http://biznesalert.pl/nowaczewski-negawaty-po-polsku-wiesci-z-wirtualnej-elektrowni/>).

³⁵ Bayer E., Rączka J., Transparentność..., op. cit.

³⁶ Opracowanie własne.

³⁷ SEDC, Mapping Demand Response in Europe Today, 2015, <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf> Komisja Europejska, Impact Assessment, 2016, http://www.changepartnership.org/wp-content/uploads/2016/09/230916_EPU_Market-Design-Impact-assessment.pdf Agencja za energię, <https://www.agen-rs.si/>

7. Podsumowanie

Sprostanie wyzwaniom, przed którymi stoi polski system energetyczny, wymaga uruchomienia zasobów, które zwiększą jego niezawodność, poprawią elastyczność, poszerzą i zdyspersyfikują pulę zasobów energetycznych, organiczną emisję zanieczyszczeń. DSR należy rozumieć i klasyfikować jako zasób energetyczny wpisujący się w te cele. Dodatkowo, jego potencjał można uruchomić w krótkim czasie, jest efektywny kosztowo, charakteryzuje się dużą wydajnością i niezawodnością. Obecna rola DSR w Polsce jest niewielka w porównaniu z zidentyfikowanym przez autorów potencjałem jego wykorzystania. Zaproponowany mechanizm rynku mocy oraz ogłoszone przez PSE postępowania na świadczenie usług DSR zwiększają możliwość rozwoju tego zasobu. Przedstawione rekomendacje mają na celu usunięcie istotnych barier utrudniających jego intensyfikację i umożliwienie aktywnej roli w polityce energetycznej.

Załącznik 1. Mechanizm Interwencyjnych Programów DSR (IP-DSR)

Załącznik podsumowuje strukturę Mechanizmu Interwencyjnych Programów DSR w oparciu o zasady zawarte w prezentacji PSE Operatora przedstawionej 30.11.2016 r. oraz 16.03.2017 r. Uwzględnia ogólną strukturę mechanizmu oraz potrzeby autorów.

Rynek:

- rezerwa awaryjna KSE, przywoływana w ciągu kilkunastu godzin, jeśli poziom rezerw wtórnych spadnie, lub ma spaść poniżej przyjętego standardu,
- podstawowy operatorski środek zaradczy bilansowania KSE, zaliczany do tej samej kategorii co usługa interwencyjnej rezerwy zimnej,
- mechanizm dedykowany dla strony popytowej.

Programy:

- gwarantowany – usługodawca musi odpowiedzieć na wezwanie OSP (wolumen 500MW),
- bieżący – usługodawca może odpowiedzieć na wezwanie OSP (wolumen uzależniony od podaży).

Uczestnicy:

- odbiorcy końcowi na średnim i wysokim napięciu,
- agregatorzy.

Wymagania:

- wolumen redukcji oferowany przez poszczególnych uczestników musi zawierać się w przedziale od 10 do 100 MW,
- czas aktywizacji usługi nie krótszy niż 10-12 godzin (wezwanie na dzień następny jest przekazywane do godz. 19.00),
- komunikacja przy użyciu dedykowanego kanału informacyjnego, ręczna aktywizacja usługi,
- wykorzystanie w okresach krytycznego obciążenia KSE, nie częściej niż kilka razy w roku.

Pomiar i weryfikacja:

- obiekt musi być wyposażony w urządzenia do zdalnego odczytu (kryterium dostępu),
- OSP przedstawi kilka metod obliczania wielkości redukcji,
- dla danego obiektu zostanie dobrana najdokładniejsza metoda pomiaru redukcji przy wykorzystaniu obiektywnych kryteriów statystycznych.

Rozliczenia:

- w programie gwarantowanym – wynagrodzenie i kary za gotowość oraz świadczenie usługi,
- w programie bieżącym – wynagrodzenie i kary za świadczenie usługi.

Sposób kontraktowania:

- przetarg zgodny z Prawem zamówień publicznych,
- stroną zamawiającą jest OSP,
- umowa na 1 rok (w przyszłości na krótsze okresy).

Harmonogram:

- pierwsze kontrakty zostaną podpisane do końca czerwca 2017 roku,
- przewidywana kontynuacja w kolejnych latach, zwiększenie częstotliwości przetargów, rozszerzenie sposobu wykorzystania zasobu o inne usługi systemowe.

Źródło finansowania:

- opłata jakościowa pobierana przez OSD i OSP, liczona w PLN/kWh,
- naliczana w zależności od wolumenu energii pobranej przez danego odbiorcę.

Komentarze:

- program nakierowany na bardzo dużych odbiorców, głównie przemysłowych, brak możliwości wykorzystania atrakcyjnego potencjału w usługach w obiektach przyłączonych w w taryfie na niskim napięciu (min. jeden PPE musi być podłączony do sieci powyżej 1 kV,

- program gwarantowany jest atrakcyjny dla odbiorców dysponujących własnymi źródłami energii,
- program bieżący jest atrakcyjny dla odbiorców mogących zarządzać obciążeniem poprzez korygowanie grafików produkcji,
- łączny wolumen uzyskany przez OSP w obu programach może być bardzo użyteczny w przypadkach krytycznego obciążenia KSE,
- wysoki próg wejścia zmniejsza konkurencję po stronie oferentów, co może się przełożyć na relatywnie wysoką cenę za gotowość, a też ograniczy wolumen ofert - przyszłości próg 10 MW powinien być obniżony.

Załącznik 2. DSR w rynku mocy

Załącznik podsumowuje rolę DSR w oparciu o projekt ustawy o rynku mocy w wersji z 30.11. 2016 r. Omawia główne obszary uczestnictwa oraz wymagania dotyczące DSR. Przedstawia najważniejsze spostrzeżenia autorów.

Rynek:

- rynek mocy, którego celem jest zapewnienie ciągłości pracy KSE,
- mechanizm, w którym mogą uczestniczyć zasoby strony podażowej i strony popytowej.

Program:

- świadczenie usługi dostępności mocy na wezwanie OSP.

Uczestnicy:

- odbiorcy końcowi na średnim, wysokim i niskim napięciu,
- agregatorzy.

Wymagania:

- wolumen oferowany przez poszczególnych uczestników musi zawierać się w przedziale od 2 do 50 MW,
- czas aktywizacji usługi to kilka/kilkanaście godzin (nie jest to jeszcze zdefiniowane),
- komunikacja przy użyciu dedykowanego kanału informacyjnego, ręczna aktywizacja usługi,
- wykorzystanie w okresach krytycznego obciążenia KSE, nie częściej niż parę razy w roku.

Pomiar i weryfikacja:

- obiekt musi być wyposażony w zdalny odczyt,
- metody pomiaru i weryfikacji nie zostały jeszcze przedstawione.

Rozliczenia:

- wynagrodzenia i kary.

Sposób kontraktowania:

- aukcja ogłaszana przez OSP,
- stroną zamawiającą jest OSP,
- kontrakt na 1 rok w przypadku wygrania aukcji n-2; kontrakt na 1 kwartał w przypadku wygrania aukcji n-1,
- kontraktowanie w formie elektronicznej.

Harmonogram:

- pierwsza aukcja n-4 ma być ogłoszona w 2018 roku.

Finansowanie:

- nowa opłata za moc pobierana od odbiorców za pośrednictwem OSD i OSP.
- **W przypadku przedsiębiorstw i usług – opłata będzie naliczana w zależności od rzeczywistego zużycia energii w godzinach występowania szczytowego obciążenia KSE. Opłaty określone w PLN/kWh.**
- W przypadku gospodarstw domowych – opłata naliczana w zależności od mocy umownej. Opłaty wyrażone w PLN/kW.

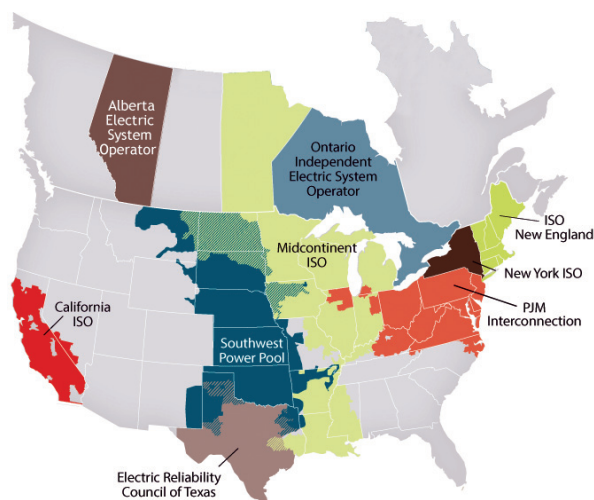
Komentarze:

- program nakierowany na dużych odbiorców w przemyśle i usługach,
- jest atrakcyjny zarówno dla odbiorców dysponujących własnymi źródłami energii, jak i odbiorców, którzy mogą sterować obciążeniem,
- DSR-owi trudno będzie uczestniczyć w aukcji n-4, ponieważ okres świadczenia usługi jest bardzo odległy od momentu jej zakontraktowania; stawia to zasoby strony popytowej w gorszej pozycji niż zasoby strony podażowej, bo na aukcji n-1 są oferowane kontrakty kwartalne, gdzie też najprawdopodobniej będą niższe ceny,
- możliwość obrotu na rynku wtórnym w granulacji do 1kW łagodzi skutki relatywnie wysokiego progu wejścia na rynek (2 MW),
- naliczanie opłaty dla odbiorców w powiązaniu z rzeczywistym obciążeniem w godzinach typowych dla szczytu KSE jest dodatkowym, ważnym bodźcem zachęcającym do przesunięcia zużycia na inne godziny doby,
- brak możliwości oferowania poprawy efektywności energetycznej jako zasobu DSR.

Załącznik 3. Reakcja strony popytowej w USA

USA mają jedną z najdłuższych trwających praktyk w zakresie odpowiedzi strony popytowej na rynkach energii. Na terenie USA i Kanady funkcjonuje szereg hurtowych rynków energii elektrycznej. Są one zarządzane przez regionalnych operatorów systemów przesyłowych, co jest pokazane na Rys. 5³⁸. W USA obszary sterowane przez regionalnych operatorów stanowią około dwóch trzecich popytu na energię elektryczną w całym kraju.

Rys. 5 Regionalni operatorzy systemów przesyłowych w USA i Kanadzie



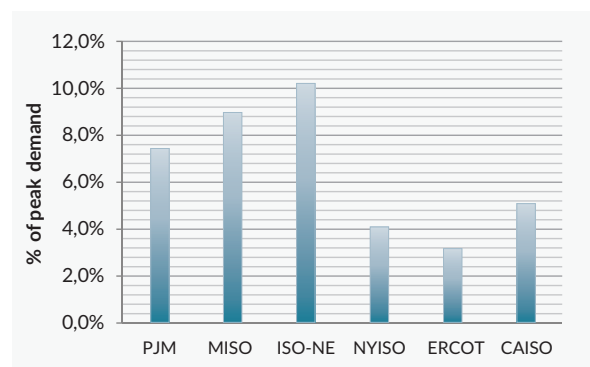
Źródło: ISO/RTO Council <http://www.isorto.org/about/default>

W latach 90-tych wiele stanów dokonało transformacji sektora, wprowadzając konkurencję na rynku hurtowym energii elektrycznej. W następstwie tego procesu zaczęły się kurczyć programy zarządzania popytem, które były wcześniej realizowane przez pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa. Powodem tego były narastające bariery ograniczające udział DSR w konkurencyjnych rynkach hurtowych. Równolegle jednak wzrastała świadomość wagi zasobów strony popytowej (odpowiedzi popytu i poprawy efektywności energetycznej u odbiorców końcowych) w pokrywaniu zapotrzebowania szczytowego. W konsekwencji na przestrzeni ostatnich dwóch dekad decyzje stanowe, regionalne i ogólnokrajowe wspierają swobodę konkurencji pomiędzy zasobami odpowiedzi strony popytowej a podażowej.

Dzisiaj odpowiedź popytu odgrywa ważną rolę jako zasób wykorzystywany do pokrycia obciążenia szczytowego oraz nabiera coraz większego znaczenia w obszarze usług systemowych. Zasoby strony popytowej uczestniczą w rynkach mocy (tam, gdzie one istnieją), rynkach energii oraz rynkach usług systemowych. Rys. 6 pokazuje potencjał DSR wyrażony jako procent obciążenia szczytowego w szeregu takich programów. Potencjał reprezentuje całkowity wolumen zasobów odpowiedzi popytu zakontraktowany w programie DSR. Stanowi on od 10,2% zapotrzebowania szczytowego w ISO-NE (Independent System

Operator for New England) do 3,2% w ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). Programy odpowiedzi popytu przeciętnie stanowiły 6,5% zapotrzebowania w 2015. Warto odnotować, że większość działalności w obszarze DSR jest kontraktowana na amerykańskich rynkach mocy. Przychody z energii i usług systemowych są znacznie niższe.

Ryc. 6 Odpowiedź popytu jako zasób wykorzystywany do pokrycia zapotrzebowania szczytowego – doświadczenia USA



Źródło³⁹

Pomimo rosnącej roli odpowiedzi popytu na rynkach energii (dnia następnego i dnia bieżącego), jej udział jest na nich znacznie mniejszy niż na rynkach mocy. Jest to w dużej mierze spowodowane powolnym wdrażaniem Rozporządzenia 745 FERC, które nakazuje, żeby płatności za odpowiedź popytu były określone na poziomie pełnej ceny za energię. Uczestnictwo odpowiedzi popytu w rynkach energii i usług systemowych jest dodatkowo ograniczone tym, że rynkowe ceny energii nie w pełni odzwierciedlają relatywną rzadkość zasobów, a co za tym idzie nie w pełni pokazują wartość, jaką odpowiedź popytu wnosi w sytuacjach krytycznego obciążenia systemu⁴⁰.

Warto zauważyć, że w stanie Teksas, gdzie uczyniono największy postęp w odzwierciedlaniu pełnego kosztu niedoboru na rynkach energii i rynku bilansującym, odpowiedź popytu dostarcza ponad 50% usług na potrzeby rezerwy pierwotnej i wtórnej w systemie⁴¹.

Odpowiedź popytu była również wykorzystywana jako niezawodny zasób na innych rynkach energii w USA, czy to w ramach mechanizmów zapewniania mocy, czy też w innych programach. Obejmuje to Installed Capacity Market w Nowym Jorku, trzy programy odpowiedzi popytu zarządzane przez Operatora Systemu Midwest i programy zarządzane przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne w Kalifornii. Programy te są dyskutowane szczegółowo w opracowaniu RAP „Demand Response as a Power System Resource”⁴².

³⁹ FERC, Demand response & advanced metering, 2015. <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2015/demand-response.pdf>

⁴⁰ Hogan M., Hitting the Mark on the Missing Money, RAP, 2016.

⁴¹ ERCOT, 2015 Annual Report of Demand Response In the ERCOT Region, 2016 <http://mis.ercot.com/misapp/GetReports.do?reportTypeId=13244&reportTitle=Annual%20Report%20on%20ERCOT%20Demand%20Response&showHTMLView=&mimicKey>

⁴² Hurley, D., i in., op. cit.

Załącznik 4. Odpowiedź strony popytowej w Wielkiej Brytanii

Istnieje wiele sposobów na uczestnictwo DSR w rynkach energii, mocy oraz usług systemowych w Wielkiej Brytanii.

Rynek energii

Odpowiedź strony popytowej można licytować na aukcjach dnia następnego, bieżącego oraz mechanizmu bilansowania w taki sam sposób, jak odbywa się to w przypadku zasobów wytwórczych. Jednakże, obecnie nie odnotowuje się dużego udziału DSR w rynkach energii.

Rynki usług systemowych

DSR może i uczestniczy w licznych rynkach usług systemowych. Obejmuje to usługi takie jak krótkoterminowa rezerwa operacyjna, która jest skierowana do autoproducentów energii, jak i narzędzia regulacji częstotliwości takie jak „Firm Frequency Response” (FFR), otwarte do zasobów po stronie podaży oraz popytu. Obecnie National Grid planuje rozwój zaangażowania DSR w bardzo szybko uruchamianych usługach systemowych.

Redukcja opłat za przesył i dystrybucję

DSR i rozproszone źródła energii mogą być kontraktowane w celu redukcji opłat sieciowych ponoszonych przez dostawców. Płatności uiszczane przez dostawców energii za usługi przesyłowe będą zależeć od zapotrzebowania przyjętego w ciągu trzech godzin najwyższej konsumpcji w systemie elektroenergetycznym zimą (tzw. opłata „triad”). Umowy pomiędzy dostawcami energii a DSR i operatorami źródeł rozproszonych są sporządzane po to, aby zminimalizować zapotrzebowanie w ciągu tego czasu i w konsekwencji obniżyć opłatę „triad”. Opłaty dystrybucyjne są ustalane w inny sposób, jednak dostawcy nadal będą podpisywać umowy dotyczące DSR i rozproszonych źródeł wytwarzania, aby obniżyć popyt. Szacuje się, że obecnie 2-3 GW

mocy z DSR i rozproszonych źródeł uczestniczy w obniżaniu kosztów opłat sieciowych.

Rynek mocy

Na rynku mocy ogłaszane są dwa przetargi t-1 i t-4 w ciągu roku. DSR może uczestniczyć w jednym lub drugim przetargu, jednak zapewnienie odpowiedzi popytu z czteroletnim wyprzedzeniem bez opłaty z góry stanowi duże wyzwanie dla dostawców tych usług. Oczekuje się, że dostawcy DSR będą chętniej uczestniczyć w aukcjach t-1, które odbywają się rok przed dostawą i mają na celu zapewnienie 5% całkowitej wymaganej mocy. DSR może także brać udział w dwóch aukcjach przejściowych zaprojektowanych do wprowadzenia dodatkowych mocy.

Chociaż oczekiwana jest większa aktywność dostawców DSR na aukcjach typu t-1, wstępne wyniki z t-4, która odbyła się 8 grudnia 2016 r. wskazują, że z łącznej mocy umownej 55,2 GW z dostawą w okresie 2020/2021 tylko 44 MW DSR zostały zakontraktowane. Lepsze wyniki odnotowano w zakresie nowego, „nieudowodnionego” (ang. unproven) DSR, gdzie zakontraktowano 1366 MW⁴³. Natomiast 387 MW nowego DSR nie zawarło umowy mocowej ze względu na zaoferowanie w aukcji zbyt wysokiej ceny.

Rezerwa bilansująca DSR

National Grid wprowadził usługę rezerwy bilansującej dla DSR (i gotowości wytwórczej) oraz zapasowej rezerwy bilansującej dla generacji do pokrycia zapotrzebowania przed uruchomieniem rynku mocy w okresie 2018/2019. Każdy z tych mechanizmów stanowi element rezerwy strategicznej, aktywowanej tylko wtedy, gdy grozi niedobór mocy. Zimą 2015/16 r., zakontraktowano 106 MW DSR oraz 340 MW rezerwy wytwórczej (ang. standby generation). Zimą 2016/17 bez wyjaśnienia, nie został przeprowadzony przetarg w zakresie rezerwy bilansującej, pomimo skuteczności tego mechanizmu w poprzednim roku.

⁴³ Udowodniony DSR to zasoby DSR działające już w obszarze innego mechanizmu, a nieudowodniony DSR to nowe zasoby które nie uczestniczyły w żadnym z mechanizmów. National Grid, Capacity Market Prequalification, Guidance document for Capacity Market participants, 08 August 2016. <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Capacity%20Market%20Prequal%20Guide%202016%20v2.pdf>

FLEX – E

Jak rozwinąć potencjał DSR
w Polsce i obniżyć koszty
systemu energetycznego

