



Przebudzenie elastycznych mocy

Czyli jak DSR może wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne Polski

Spis treści

Wstęp	3
Czym jest DSR	4
Stan obecny i perspektywy rozwoju DSR w Polsce	9
W jaki sposób DSR może wpisać się w transformację energetyczną Polski	15
Rekomendacje	19
Bibliografia	20

Wstęp

AUTOR



Robert Tomaszewski

starszy analityk ds. energetycznych
Polityka Insight

REDAKCJA

Anna Chyckowska

PROJEKT GRAFICZNY

Anna Olczak

Partnerem raportu jest Enel X.

Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.

enel x

Enel X to część Grupy Enel, która poprzez swoje usługi wspiera przedsiębiorstwa we wdrażaniu innowacji i transformacji energetycznej. Enel X jest światowym liderem w zakresie zaawansowanych rozwiązań energetycznych w tym programów Demand Side Response (DSR) – zarządza ok. 7,5 GW mocy redukcji poboru mocy oraz ok. 195 MW mocy pojemności magazynów energii na całym świecie. Oferując zaawansowane rozwiązania, w tym zarządzanie energią, usługi finansowe i e-mobilność, Enel X zapewnia każdemu partnerowi spersonalizowany ekosystem oparty o rozwiązania technologiczne i usługi konsultingowe, realizując przy tym politykę zrównoważonego rozwoju i gospodarki o obiegu zamkniętym. W Polsce Enel X działa od 2017 roku, będąc wiodącym agregatorem DSR na rynku energii.
www.enelx.com

POLITYKA
INSIGHT

Polityka Insight to pierwsza w Polsce platforma wiedzy dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Działa od 2013 r. i ma trzy linie biznesowe: wydaje serwisy analityczne dostępne w abonamentach (PI Premium, PI Finance i PI Energy), przygotowuje opracowania, prezentacje i szkolenia na zlecenie firm, administracji publicznej i organizacji międzynarodowych oraz organizuje debaty tematyczne i konferencje.
www.politykainsight.pl

Warszawa, maj 2022



Transformacja energetyczna to zmiana sposobu, w jaki kraje produkują i zużywają energię. Unia Europejska zmierza w kierunku neutralności klimatycznej, czyli stanu, w którym będzie emitować tyle CO₂, ile pochłania. W tym celu ogranicza zużycie paliw kopalnych i premiuje rozwój odnawialnych źródeł energii. Stawia też na elektryfikację gospodarki – transportu, ciepłownictwa i przemysłu. W efekcie systemy energetyczne muszą dostarczać coraz więcej energii, bazując na rozproszonych i niesterowalnych źródłach, takich jak farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne.



W wyniku wojny w Ukrainie i konieczności uniezależnienia się od rosyjskiego węgla, ropy i gazu, kraje Unii, w tym Polska, są zmuszone do jeszcze szybszego rozwoju OZE. Aby sprostać temu wyzwaniu, konieczne będzie uruchomienie nowych zasobów, które zwiększą niezawodność systemów energetycznych, poprawią ich elastyczność i ułatwią integrację rosnącej liczby źródeł odnawialnych. W realizacji tego celu może pomóc wykorzystanie elastyczności strony popytowej i rozwój usług Demand Side Response (DSR), których celem jest ograniczenie popytu na energię.



Rozwój DSR będzie kluczowy nie tylko, by sprawnie integrować źródła OZE z resztą systemu energetycznego, ale także by zabezpieczyć po najniższym koszcie stabilne dostawy prądu w momencie jego niedoboru lub nadpodaży. Wykorzystanie strony popytowej ogranicza konieczność uruchamiania najdroższych elektrowni w szczycie zapotrzebowania, ale też zmniejsza ryzyko ograniczenia produkcji źródeł OZE w sytuacji nadmiaru energii na rynku. Pozwoli również uniknąć niepotrzebnych inwestycji w bloki wytwórcze oraz linie przesyłowe i dystrybucyjne, których koszt powstania i eksploatacji obciążałby odbiorców.



Polskę czeka w najbliższych latach przyspieszone zamykanie elektrowni na węgiel, które do tej pory stanowią fundament bezpieczeństwa energetycznego kraju. Część luki generacyjnej, jaka powstanie może wypełnić DSR. Wykorzystanie potencjału strony popytowej nie zastąpi konieczności działań dotyczących budowy nowych zeroemisyjnych mocy wytwórczych i magazynów energii, ale może znacząco ułatwić i obniżyć koszt transformacji energetyki oraz ograniczyć ryzyko blackoutu.

Niniejszy raport zarysowuje stan rozwoju usług DSR w Polsce – omawia, w jaki sposób wpisują się one w proces dekarbonizacji Unii Europejskiej oraz wskazuje, co należy zrobić, by przyspieszyć ich ekspansję z korzyścią dla systemu energetycznego i odbiorców.

Czym jest DSR

DSR (*Demand Side Response*) polega na zmianie zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców energii (np. przedsiębiorców) w celu lepszego zrównoważenia popytu i podaży na prąd. Najczęściej przybiera ona formę odpłatnej usługi świadczonej przez przedsiębiorców na rzecz operatora sieci w celu podniesienia rezerw mocy w systemie energetycznym i ograniczenia ryzyka blackoutu. DSR polega na: przesunięciu możliwości poboru mocy na inne godziny lub redukcji poboru mocy albo jego zwiększeniu, jeśli zachodzi taka potrzeba.

W zależności od potrzeb systemu energetycznego mogą powstawać programy DSR nakierowane na rozwiązywanie konkretnych problemów, takich jak:



Brak rezerw mocy

W systemie energetycznym brakuje mocy wytwórczych w okresach szczytowego zapotrzebowania; jest to realny problem zwłaszcza w połączeniu z niewystarczającą produkcją energii z OZE, ekstremalnymi warunkami pogodowymi i awariami w elektrowniach.



Brak elastycznych rezerw mocy

Brak możliwości szybkiego zbilansowania zmiany poziomu produkcji energii, np. ze względu na szybkie zmiany generacji źródeł OZE (problem tzw. kalifornijskiej kaczki¹), awarię dużej elektrowni lub linii przesyłowych.



Brak infrastruktury sieciowej

Brak wystarczająco rozbudowanej infrastruktury (źródeł wytwórczych lub sieci); wówczas DSR staje się alternatywą ograniczającą konieczność prowadzenia kosztownych inwestycji o bardzo długim czasie zwrotu z kapitału.

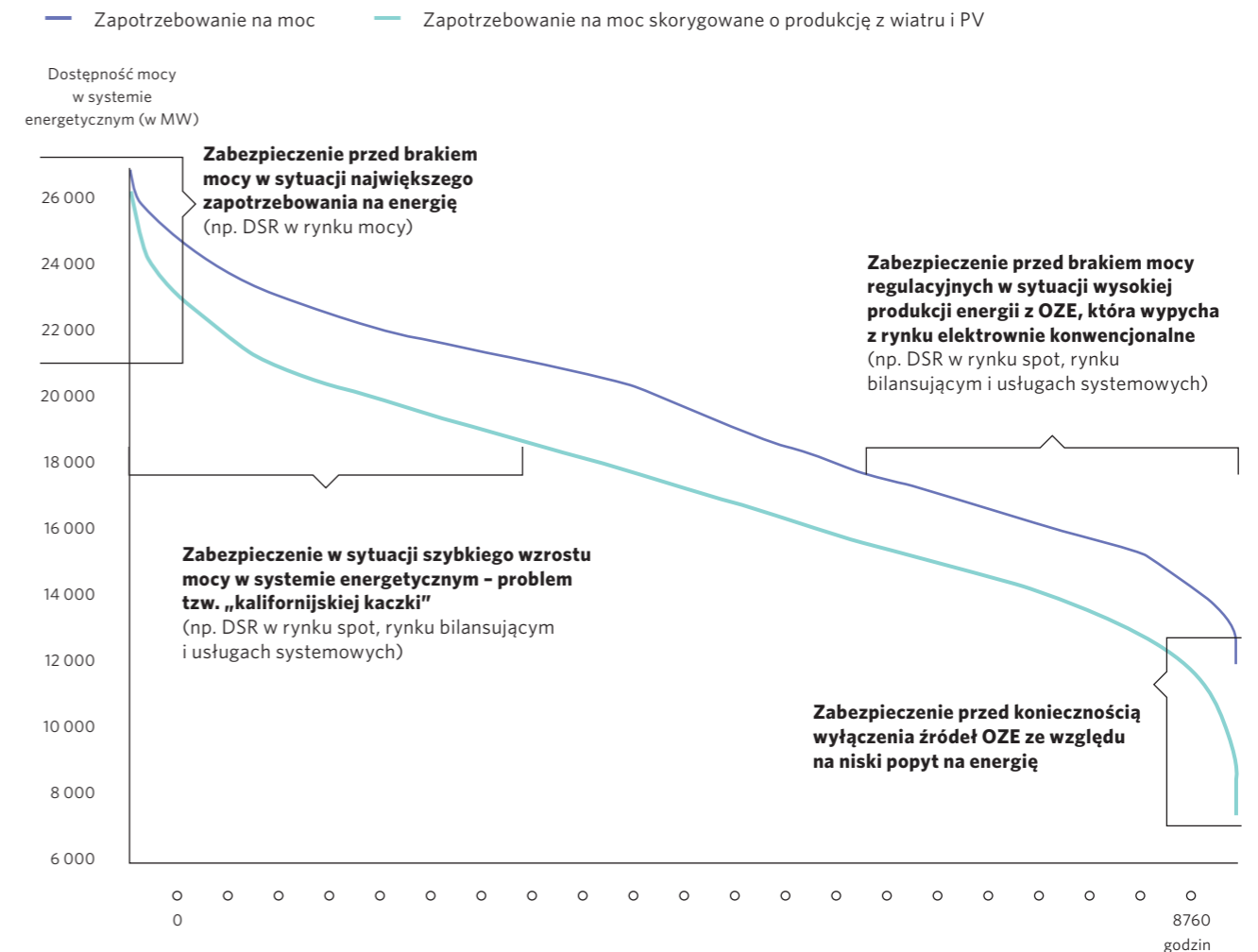


Nadwyżka produkcji z OZE

W okresach niskiego popytu na prąd i jego wysokiej podaży (np. ze względu na dużą produkcję ze źródeł OZE), aby utrzymać ciągłość pracy źródeł konwencjonalnych, operator sieci jest zmuszony wymóc zmniejszenie generacji w instalacjach odnawialnych i wypłaty odszkodowania; co wpływa nie tylko na wzrost kosztów, ale spowalnia też dekarbonizację.

¹ Pojęcie „krzywa kaczki” (ang. *Duck Curve*) powstało w 2012 r. w Kalifornii i dotyczy kształtu wykresu produkcji energii elektrycznej. Obrazuje on nierównowagę czasową między zapotrzebowaniem szczytowym a produkcją energii odnawialnej. W południe instalacje fotowoltaiczne osiągają najwyższą produkcję energii, ale wówczas zapotrzebowanie na tę energię jest zdecydowanie niższe niż rano. Jest ono też duże w godzinach wieczornych, tymczasem po zachodzie słońca możliwości produkcji energii odnawialnej spadają. Takie szybkie zmiany mogą być trudne w bilansowaniu energii. Aby rozwiązać problemy „krzywej kaczki”, konieczne jest tworzenie nowych, elastycznych mocy wytwórczych: magazynów energii oraz mechanizmów ograniczenia zapotrzebowania na energię, takich jak DSR.

WYKRES 1. JAK DSR MOŻE WSPIERAĆ SYSTEM ENERGETYCZNY



Źródło: Opracowanie własne.

Programy DSR najczęściej są prowadzone przez operatorów systemów przesyłowych. Odbiorcy w nich uczestniczący (przedsiębiorcy lub agregatorzy) są wynagradzani za gotowość do redukcji zapotrzebowania na energię oraz dodatkowo za samą redukcję. W zamian za to operator oczekuje dużej niezawodności usługi, która może być weryfikowana.

W praktyce programy z płatnością za samą redukcją są rzadko stosowane, nie przynoszą bowiem odbiorcom stabilnych przychodów, a w konsekwencji nie dają stabilnych rezerw mocy. Takie rozwiązanie jest wykorzystywane głównie w programach rynkowych DSR, w których bodźcem do redukcji zapotrzebowania jest wysoka cena energii elektrycznej, a nie polecenie operatora². Z kolei elastyczność popytu w energetyce wykorzystuje się od blisko 80 lat. W latach 50. XX wieku w Nowej Zelandii większość małych odbiorców energii miała zainstalowany w bojlerach na gorącą wodę sterownik przerywający dostawę energii na sygnał operatora (*ripple control*), co pozwalało na bezpośrednią kontrolę obciążenia³.

² Prowadzony przez Polskie Sieci Energetyczne (PSE) program IRP jest wyjątkiem od tej reguły, gdyż jest programem interwencyjnym i jest uruchamiany dopiero, gdyby wyczerpały się inne mechanizmy rynkowe, a możliwości rynku mocy są niewystarczające.

³ <https://www.eeca.govt.nz/assets/EECA-Resources/Research-papers-guides/Ripple-Control-of-Hot-Water-in-New-Zealand.pdf> (dostęp: 3 maja 2022 r.).

W Stanach Zjednoczonych mechanizmy sterowania stroną popytową stosowane są od lat 70. w ramach mechanizmów *Demand Side Management* przez pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyczne. Od początku XXI w., w związku z unbundlingiem i wydzieleniem wytwarzania oraz niezależnych operatorów systemów, rozwinęły się programy DSR świadczone najczęściej przez niezależnych agregatorów. Stany Zjednoczone były kolebką usług DSR i do tej pory to tam jest najwięcej wykorzystywanych tego rodzaju mocy (ponad 30 GW), chociaż stopień ich wykorzystania jest różny w poszczególnych systemach energetycznych (RTO).

W XXI w. mechanizmy DSR w UE rozwijały się nierównomiernie. Pierwotnie były to różne mechanizmy tzw. kontraktów przerywanych, który umożliwiały odłączenie od dostaw energii określonych odbiorców.

TABELA 1. UDZIAŁ USŁUG DSR W RYNKACH ENERGII W USA

RTO/ISO	2019		2020	
	DSR (MW)	Udział DSR w szczytowym zapotrzebowaniu	DSR (MW)	Udział DSR w szczytowym zapotrzebowaniu
CAISO	3 200,0	7,2%	3 290,0	7,0%
ERCOT	3 551,8	4,8%	3 939,0	5,1%
ISO-NE	454,8	1,9%	476,2	1,9%
MISO	13 375,0	11,1%	13 024,0	11,1%
NYISO	1 404,0	4,6%	1 274,1	4,2%
PJM	10 185,0	6,9%	8 915,0	6,0%
SPP	0,3	0,0%	34,2	0,1%
Łącznie	32 170,9	6,0%	30 787,5	6,6%

Źródło: FERC⁴.

4 <https://www.ferc.gov/media/2021-assessment-demand-response-and-advanced-metering> (dostęp: 3 maja 2022 r.).

DSR W EUROPIE

W XXI w. mechanizmy DSR na UE rozwijały się nierównomiernie. Pierwotnie były to różne mechanizmy tzw. kontraktów przerywanych, który umożliwiały odłączenie od dostaw energii określonych odbiorców (np. Włochy, Hiszpania), czy mechanizmy rezerw strategicznych (np. Dania, Finlandia, Niemcy, Belgia, Szwecja). **W 2014 r. w Wielkiej Brytanii po raz pierwszy wystartował neutralny technologicznie rynek mocy, w którym podmioty DSR mogły uzyskiwać takie same wynagrodzenie jako wytwórcy energii.**

W dyrektywie dotyczącej efektywności energetycznej z 2012 r., po raz pierwszy zobowiązano państwa członkowskie do **zniesienia barier i zapewnienia odbiorcom i agregatorom prawa do równego dostępu do rynków energii**, rynku rezerw mocy i rynku usług systemowych. Kolejnym ważnym krokiem był Pakiet *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*⁵ (tzw. **Pakiet zimowy**) – zbiór ośmiu aktów legislacyjnych reformujących unijny rynek energii zaproponowany przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r. Najważniejsze zmiany dotyczące strony popytowej zawarto w nowelizacji dyrektywy i rozporządzeniu o wewnętrznym rynku energii elektrycznej.

Pakiet podkreślił raz jeszcze znaczenie DSR jako zasobu niezbędnego do integracji OZE z systemem energetycznym. Wskazał na konieczność zwiększenia upodmiotowienia konsumenta na rynku energii, by stał się jego aktywnym uczestnikiem (np. dzięki dostępowi do taryf dynamicznych za energię)⁶. Wzmocniono też zapisy zapewniające traktowanie DSR przez operatorów sieci oraz na rynkach energii w sposób niedyskryminujący – by umożliwiali stronie popytowej (użytkownikom) konkurencję z wytwórcami energii (np. o kontrakty mocowe).

Pakiet położył też nacisk na zwiększenie sprawiedliwych rozliczeń wszystkich uczestników rynku (w tym źródeł OZE) za powodowane nierównowagi w systemie energetycznym, a także by w jak największym stopniu sami się bilansowali⁷, czyli zużywali dokładnie tyle energii, ile potrzebują, lub tyle, ile zakontraktowali wspomagając operatorów sieci w stabilizowaniu systemu energetycznego.

Mimo przyjmowania kolejnych dyrektyw UE brakowało kompleksowych ram regulacyjnych dla rozwoju DSR na poziomie europejskim, a postępy we wdrażaniu mechanizmów elastyczności są różne w poszczególnych krajach UE i zależą od krajowych polityk energetycznych (Energies, 2021⁸).

5 *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków (Clean Energy for All Europeans)*.

6 Bayer E., Rączka J., *FLEX-E Jak rozwinąć potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego*, Forum Energii, marzec 2017 r.

7 Cechą odróżniającą energię elektryczną od innych towarów jest brak możliwości jej magazynowania na dużą skalę. Popyt i podaż wymagają sterowania w taki sposób, aby w momencie dostawy się równoważyły. To zapewnia **rynek bilansujący energii elektrycznej**, najbardziej techniczny z segmentów handlu energią. Na hurtowym rynku energii elektrycznej wytwórcy sprzedają energię spółkom obrotu i bezpośrednio największym odbiorcom, a na podstawie zawartych umów tworzone są godzinowe grafiki wolumenów energii, które są zgłaszane do PSE. Zdarzenia nieprzewidziane, takie jak awarie elektrowni czy sieci przesyłowej, sprawiają, że potrzebne są dodatkowe mechanizmy, takie jak rynek bilansujący, zapewniające równowagę między podażą i popytem na energię. PSE w ich ramach może zarządzać rezerwami mocy u wytwórców lub możliwością redukcji zapotrzebowania u odbiorców lub dostawców usług DSR, którzy uczestniczą w tych rynkach.

8 Forouli A., Bakirtzis E.A., Papazoglou G., Oureilidis K., Gkoutis V., Candido L., Ferrer E.D., Biskas P., *Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets: A Country Level Review*, Energies 2021, 14, 2324.

Zapisy tzw. Pakietu zimowego z 2019 r.⁹ stanowią ważny krok w kierunku wzmocnienia fundamentów dalszego rozwoju DSR, ale wiele też zależy od ich prawidłowej implementacji do krajowych porządków prawnych.

TABELA 2. 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 ustalone na poziomie VOLL (ang. <i>value of lost load</i>) (Rozporządzenie**, Artykuł 9)
	HARMONOGRAM DZIAŁAŃ	Wymóg opracowania przez państwa członkowskie harmonogramu wprowadzenia 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.

Źródło: Forum Energii.

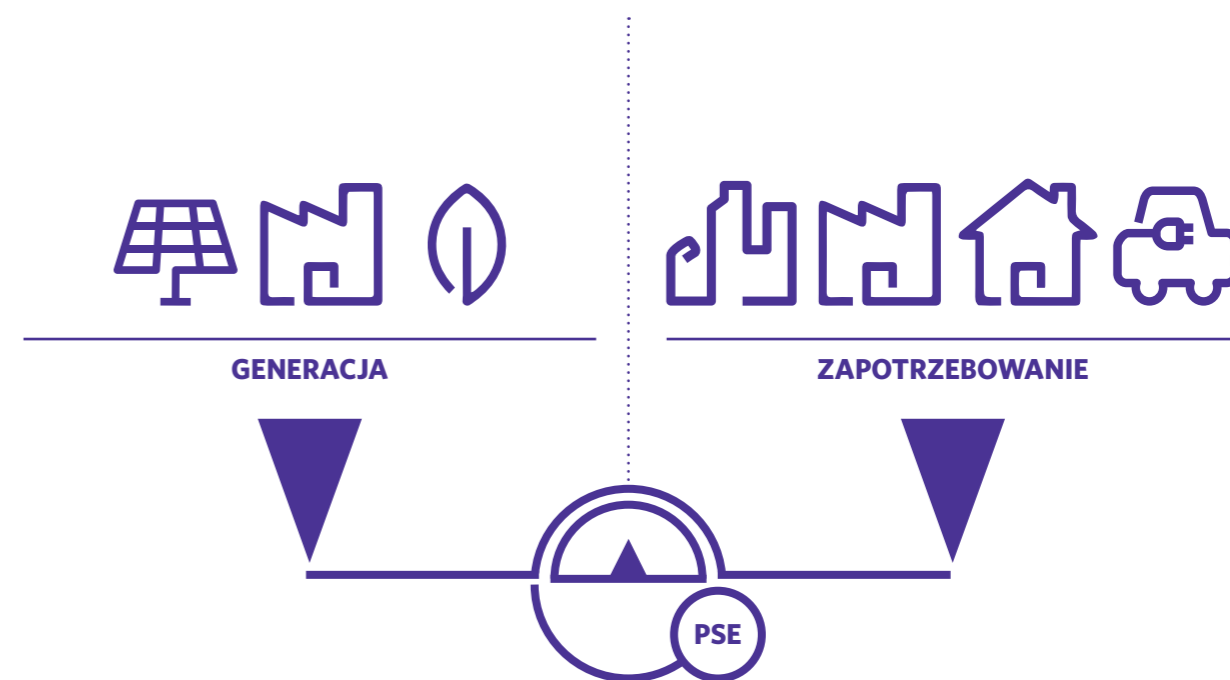
⁹ Rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii (2019/943) weszło w życie 1 stycznia 2020 r., a dyrektywa ws. wewnętrznego rynku energii (2019/944) miała zostać implementowana przez państwa członkowskie do 1 stycznia 2021 r.

Stan obecny i perspektywy rozwoju DSR w Polsce

Operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce są Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). Z mechanizmu DSR zaczęły one korzystać od 2013 r. Ponieważ prowadzone przez nie do 2017 r. pierwsze programy tego rodzaju nie przewidywały płatności za gotowość do redukcji poboru energii (a jedynie za samą redukcję), nie zyskały uwagi odbiorców – w ostatnim przetargu w 2016 r. nie złożono żadnej oferty¹⁰.

Od 2013 r. PSE ani razu nie musiało korzystać z rezerw mocy w ramach programów DSR z płatnością za redukcję energii.

INFOGRAFIKA 1. PSE ODPOWIADA ZA RÓWNOWAŻENIE SYSTEMU ENERGETYCZNEGO


















BILANSOWANIE PODAŻY I ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC

¹⁰ Udział odbiorców w Rynku Mocy – szanse i zagrożenia, KPMG, marzec 2020 r., s. 18.

Z tego powodu w 2017 r. PSE wdrożyło nową koncepcję – program gwarantowany IP-DSR. W jego ramach wykonawcy wybrani w przetargach na okresy półroczne lub kwartalne dostawali wynagrodzenie za, potwierdzoną testami, zdolność do redukcji zapotrzebowania oraz mogli potencjalnie otrzymywać wynagrodzenie za zredukowaną energię, gdyby doszło do aktywacji programu. IP-DSR zyskał uznanie odbiorców i przyczynił się do powstania znacznego potencjału rezerw mocy w DSR – w końcowej fazie programu nawet około 200 odbiorców, nie licząc kilku wyjątków, uczestnicząc w programie za pomocą agregatorów oferowało operatorowi do 800 MW mocy redukcyjnej.

TABELA 3. CECHY PROGRAMÓW DSR W PSE PRZED 2021 R.

Cechy Programów DSR	Program Gwarantowany	Program Bieżący	Program Bieżący Uproszczony
Opłata za gotowość	 Tak	 Nie	 Nie
Odpowiedź na wezwanie do złożenia propozycji sprzedaży	 Obowiązkowo	 Dobrowolnie	 Dobrowolnie
Reakcja na polecenie redukcji, o ile zaakceptowano propozycję sprzedaży	 Obowiązkowo	 Obowiązkowo	 Dobrowolnie
Obowiązek testowania	 Tak	 Nie	 Nie
Kary za niewykonanie redukcji	 Tak	 Tak	 Nie

Źródło: PSE.

W programie gwarantowanym PSE uzyskało potwierdzenie wymaganej zdolności do redukcji w testach przeprowadzanych na początku każdego okresu dostaw. Jednak ze względu na ograniczenia wolumenu przeznaczanego dla DSR część odbiorców nie uzyskiwała kontraktów, a ich wynagrodzenie za równoważną usługę było niższe niż wytwórców. Niepowodzeniem skończyły się także próby wprowadzenia specjalnych osobnych stref, w których chciano zapewnić większe szanse na uzyskanie kontraktów – ograniczenie możliwości agregacji do kilkudziesięciu węzłów energetycznych oznaczało większe ryzyko zebrania wymaganego wolumenu i wykonania redukcji popytu na energię.

Wejście w życie w styczniu 2021 r. ustawy o rynku mocy uniemożliwiło dalsze kontraktowanie usługi DSR w ramach programu gwarantowanego, który został zastąpiony rynkiem mocy. Komisja Europejska podkreśliła w swym stanowisku, że DSR powinien na równych warunkach z elektrowniami rywalizować o wsparcie w ramach rynku mocy¹¹.

¹¹ Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzająca mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy) State aid No. SA.46100 (2017/N).

PSE kontynuuje także programy z wynagrodzeniem jedynie za wykonaną redukcję – program IRP. W ramach usług wykonawca może uzyskać płatność tylko za wykonaną redukcję poboru energii – jeśli do niej by doszło. Mimo stosunkowo wysokich stawek wynagrodzenia popularność IRP jest ograniczona¹², przede wszystkim ze względu na brak jego aktywacji – PSE od 2013 r. ani razu nie musiało korzystać z rezerw mocy w DSR, w efekcie odbiorcy ani agregatorzy nie zarabiają. Szanse na zarobek były (i nadal są) niewielkie również dlatego, że IRP jest uruchamiany dopiero po wyczerpaniu wszystkich dostępnych dla operatora zasobów wytwórczych. Nie jest też możliwe uzyskanie wynagrodzenia po wprowadzeniu stopni zasilania, czyli wymuszonego ograniczenia poboru energii przez odbiorców, co jest bardzo prawdopodobne przy wykorzystaniu wszystkich innych zasobów będących w dyspozycji operatora sieci.

INFOGRAFIKA 2. SCHEMAT URUCHOMIENIA ŚRODKÓW ZARADCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PSE.

¹² W grudniu 2020 r. Polskie Sieci Energetyczne (PSE) uruchomiły przetarg na świadczenie usługi IRP na okres od 1 kwietnia 2021 r. do 31 marca 2022 r. – wygrało go sześciu wykonawców.

Nowe możliwości dla DSR otworzyła dopiero **Ustawa o rynku mocy¹³ z grudnia 2017 r.** Odbiorcy zainteresowani świadczeniem tego rodzaju usługi bezpośrednio lub pośrednio (poprzez agregatorów) mogą składać oferty w aukcjach na zapewnienie mocy na tych samych warunkach co elektrownie. Zwycięzcy poszczególnych aukcji są wynagradzani według tej samej ceny, ale jednocześnie muszą spełnić podobne obowiązki.

Z punktu widzenia dostawcy usług DSR, rynek mocy zapewnia wyższe wynagrodzenie niż program gwarantowany, testy są krótsze (tylko godzinne), a po ich skutecznym przejściu można uzyskać wysokie wynagrodzenie za redukcję odpowiadającą blisko 2 proc. rocznego kontraktu mocowego. Jednocześnie agregator może sprzedać część zakontraktowanej mocy w ramach rynku wtórnego, pozwalając odbiorcom w jego portfelu na niedyspozycyjność wynikającą z przerw produkcyjnych.

Wolumen DSR nie jest też ograniczony przez PSE, co w programie gwarantowanym prowadziło do eliminacji części ofert i niewykorzystywania dużych wolumenów oferowanej w przetargach mocy. Nie bez znaczenia jest także stabilność samego instrumentu – rynek mocy będzie działał z perspektywą kilkunastoletnią, natomiast program gwarantowany PSE był oferowany na okresy kwartalne lub półroczne.

Na rynku mocy redukcje są wymagane w przypadku pojawienia się tzw. okresów zagrożenia. Operator może je ogłosić jedynie, gdy planowane rezerwy mocy są niższe niż 9 proc. z uwzględnieniem planowanego salda międzynarodowego. W takich okresach uczestnicy rynku mocy zobowiązani są do zapewnienia zakontraktowanej mocy w systemie (o ile nie została odsprzedana w ramach obrotu wtórnego) – niewywiązanie się z tego obowiązku grozi karami finansowymi. W przypadku odbiorców uczestniczących w DSR za pośrednictwem agregatorów efekt portfelowy zwiększa prawdopodobieństwo wykonania redukcji, a ryzyko kar przejmuje z reguły agregator.

Pomimo braku ograniczenia liczby tzw. okresów zagrożenia przepisy ściśle określają możliwość wykorzystania rynku mocy tylko do przypadków krytycznego deficytu rezerw mocy, na które musiałoby się złożyć nałożenie niekorzystnych warunków pogodowych, awarii w elektrowniach i braku możliwości interwencyjnego importu. Dlatego do tej pory okresy zagrożenia nie były ogłaszane. Jednak już samo istnienie dodatkowych rezerw mocy w DSR zapewnia operatorowi dodatkowy poziom bezpieczeństwa i zmniejsza ryzyko blackoutu lub wprowadzenia ograniczeń dostaw.

¹³ **Rynek mocy** to system wynagradzania wytwórców za samą gotowość do produkcji energii lub gotowość redukcji mocy przez odbiorców, mogą w nim także uczestniczyć magazyny energii o odpowiedniej pojemności. Jego celem jest zapewnienie długoterminowej rezerwy mocy dla pokrycia zapotrzebowania na energię. Udział w mechanizmie można łączyć z udziałem w rynku energii, rynku bilansującym czy świadczeniem usług systemowych.

Aby uzyskać tzw. umowę mocową zapewniającą wynagrodzenie, dostawcy muszą przejść dwustopniową certyfikację i przystąpić do aukcji głównej lub dodatkowej – te pierwsze są organizowane z pięcioletnim wyprzedzeniem. W przypadku strony popytowej agregatorzy, którzy wygrali aukcję, mogą pozyskiwać odbiorców do 3. miesiąca przed rozpoczęciem dostaw, ale muszą poddać ich testowi najpóźniej miesiąc przed tym terminem. Moce w DSR można pozyskać stosunkowo szybko – nie wymagają tak długiego czasu jak elektrownie na budowę czy modernizację.

TABELA 4. UDZIAŁ DSR W RYNKU MOCY

ROK DOSTAWY MOCY	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cena aukcji (PLN/kW)	240,32	198	202,99	259,87	172,85	400,39
Łączna moc zakontraktowana (GW)	22,4	23	23,2	22,1	21,4	18,8
Udział DSR w zakontraktowanej mocy (proc.)	2,7	3,3	3,5	4,7	4,4	8

Źródło: PSE, obliczenia własne.

W maju 2020 r. polski rząd przyjął Plan reformy rynku energii elektrycznej, który siłą rzeczy dotyczy DSR. Jego istotnym elementem jest reforma rynku bilansującego, wdrażająca Pakiet Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków w tym: rozporządzenie (2019/943) i dyrektywę (2019/944) o rynku wewnętrznym energii elektrycznej oraz rozporządzenie (2017/2195) ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL), a także zobowiązania złożone przez polski rząd w procesie notyfikacji rynku mocy.

Reforma została podzielona na dwa etapy. Pierwszy wszedł w życie w styczniu 2021 r. W jego ramach podtrzymano możliwość aktywnego udziału strony popytowej, źródeł OZE i magazynów energii w rynku bilansującym. Jednak z powodu wprowadzonych ograniczeń agregacji do jednej stacji wysokich napięć udział DSR w rynku bilansującym jest dla odbiorców w dalszym ciągu kosztowny.

Zreformowano również sposób wyznaczania cen rozliczeniowych na rynku bilansującym. Tu stawki podaje PSE, który dokonuje ostatecznego zbilansowania produkcji i zapotrzebowania. Rozliczając swoje kontrakty na rynku bilansującym, uczestnicy mogą mieć za dużo energii w stosunku do swoich potrzeb (wówczas muszą ją sprzedać) lub za mało (muszą ją wtedy dokupić) – widełki cen rozliczeniowych wynoszą od -50 tys. zł/MWh do +50 tys. zł/MWh (wcześniej było to 70–1500 zł/MWh), co oznacza, że koszt bilansowania danego uczestnika może być bardzo wysoki.

W ramach drugiego etapu reformy rynku bilansującego wdrożony ma zostać mechanizm wyceny niedoboru mocy (ang. *scarcity pricing mechanism*). Ma to być dodatek cenowy do ceny energii na rynku bilansującym w funkcji wielkości rezerwy operacyjnej dostępnej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Obecnie ceny na rynku bilansującym nie zmieniają się istotnie i nie motywują dodatkowo odbiorców do redukcji zapotrzebowania w sytuacjach deficytu mocy.

W jaki sposób DSR może wpisać się w transformację energetyczną Polski

Dodatek będzie uwzględniony przy wyznaczaniu cen energii bilansującej oraz cen niezbilansowania. Ma być wyznaczany w oparciu o wskaźniki VoLL (wartość niedostarczonej energii, ang. *Value of Lost Load*) i LoLP (prawdopodobieństwo niedostarczenia energii do odbiorców, ang. *Loss of Load Probability*) przy uwzględnieniu, że w przypadku wyczerpania rezerw (tj. braku rezerw, które mogą być aktywowane przez operatora) ceny rozliczenia niezbilansowania będą nie niższe niż cena maksymalna, czyli 50 tys. zł. Oznacza to, przy malejących rezerwach mocy, możliwość znacznego wzrostu cen minimalnych na rynku bilansującym w celu ograniczenia poboru energii lub maksymalizacji jej produkcji.

Z kolei rozdzielenie roli podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie od dostawców usług bilansowania pozwoli na działanie niezależnych agregatorów, mogących pomagać odbiorcom w udziale w rynku bilansującym. Odbiorcy mający odpowiednie możliwości techniczne do bardzo szybkiej zmiany zapotrzebowania będą mogli brać także udział w rynku usług systemowych, który pozwala operatorowi utrzymanie szybkich rezerw mocy. Wdrożenie drugiego etapu reformy jest planowane w drugim półroczu 2023 roku¹⁴.

DSR jest kluczowy dla powodzenia transformacji energetycznej. Mechanizm ten nie tylko ogranicza konieczność budowy nowych elektrowni, lecz także zmniejsza wykorzystanie najdroższych jednostek pracujących w szczytach zapotrzebowania.

Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE, 2021¹⁵) światowy rynek energii potrzebuje do 2030 r. około 500 GW potencjału redukcji popytu na energię, by móc osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r. Obecnie jest on szacowany tylko na 50 GW. MAE wskazuje, że w 2050 r. światowa gospodarka powinna być w stanie zredukować elastycznie około 15 proc. swojego zapotrzebowania na energię (w scenariuszu osiągnięcia neutralności klimatycznej), ale wskaźnik ten będzie znacznie wyższy w przypadku lepiej rozwiniętych państw. **DSR obok magazynów energii będzie stanowić główne źródło elastycznego reagowania na sytuację w systemach energetycznych.**

Ostateczna wielkość potencjału DSR zależy od założeń w zakresie kosztów, czasu działania i sposobu uruchomienia. Dokładne wartości są trudne do określenia, ale szacuje się, że na rozwiniętych rynkach energii **DSR może osiągnąć około 10 proc. mocy systemu energetycznego w szczytach zapotrzebowania, co w przypadku Polski oznacza ok. 2,8 GW.**

W Polsce około 10 proc. mocy szczytowych jest wykorzystywanych tylko przez 100-150 godzin w roku. Czas wykorzystania tych mocy maleje wraz ze wzrostem udziału źródeł odnawialnych, dzięki czemu DSR może je łatwiej zastąpić, przyczyniając się do ograniczenia kosztów utrzymania rezerw mocy, emisji CO₂ i strat sieciowych (KPMG, 2020).

To szczególnie istotne w kontekście zbliżającej się ekspansji odnawialnych źródeł energii, do czego przyczyni się konieczność osiągnięcia unijnych celów klimatycznych, ale też odejścia od rosyjskich węglowodorów i paliw. 29 marca 2022 r. polski rząd przyjął założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski 2040 r., mające wzmocnić bezpieczeństwo i niezależność energetyczną państwa. Krajowe moce wytwórcze mają zostać rozbudowane i zdywersyfikowane technologicznie. Nastąpić ma też dalszy rozwój OZE – w perspektywie 2040 r. około połowa produkcji energii elektrycznej ma pochodzić z odnawialnych źródeł.

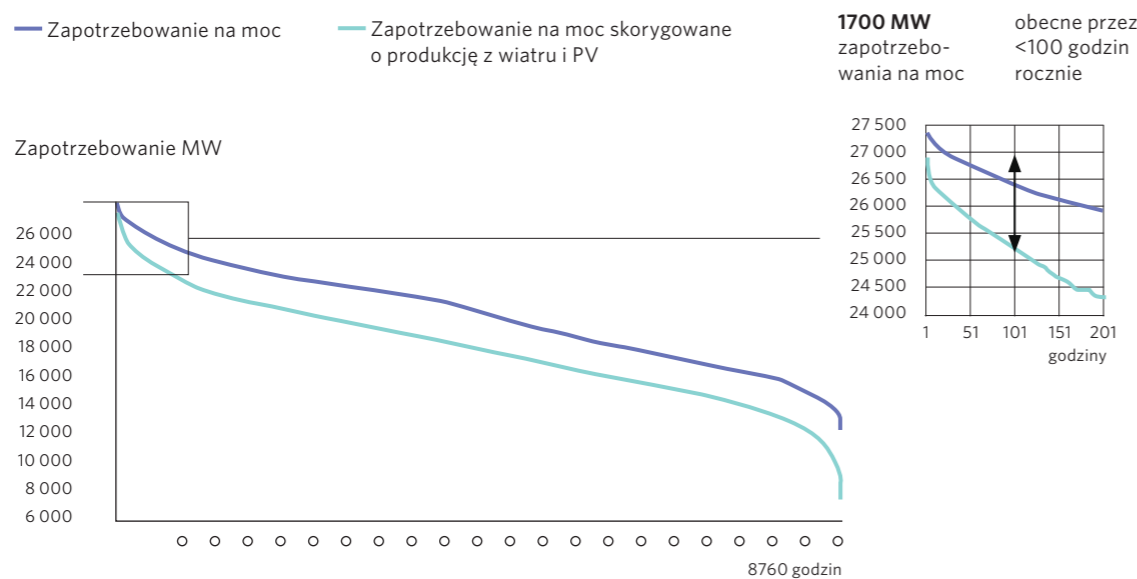
Jednak potencjał wykorzystania OZE w Polsce jest znacznie większy – technologie wiatrowe i fotowoltaiczne mogą w perspektywie 2030 r. dostarczyć nawet 71 proc. energii elektrycznej w kraju (Instrat, 2021¹⁶). Znacznie większe tempo

¹⁵ <https://www.iea.org/reports/demand-response> (dostęp: 3 maja 2022 r.).

¹⁶ Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021). Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce. Instrat Policy Paper 06/2021.

¹⁴ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12349752/katalog/12807859#12807859> (dostęp: 3 maja 2022 r.)

WYKRES 2. WPŁYW GENERACJI Z WIATRU I PV W POLSCE W 2021 R. NA ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

rozwoju OZE jest prawdopodobne również ze względu na nowe cele UE. 18 maja Komisja Europejska przedstawiła szczegóły planu „REPowerEU”, którego celem jest uniezależnienie Unii od rosyjskich węglowodorów do 2027 r. Komisja proponuje przede wszystkim ograniczenie zużycia energii, przyspieszenie rozwoju OZE. Podniesiony ma zostać unijny cel udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto na 2030 r. z obecnie proponowanych 40 proc. do 45 proc. Obecny cel OZE na 2030 r. wynosi 32 proc. W efekcie moc instalacji OZE w Unii powinna wzrosnąć z 511 GW dziś do 1 236 GW w 2030 r. – o 169 GW więcej, niż zakładają obecne plany. Kluczowy ma być rozwój fotowoltaiki – Komisja zakłada podwojenie mocy PV do 320 GW do 2025 r. oraz zainstalowanie łącznie 600 GW do 2030 r. Przyspieszenie rozwoju OZE przy spadającej liczbie źródeł dyspozycyjnych będzie tworzyć nowe wyzwania związane z odpowiednim zbilansowaniem systemu. **Wymusi to również przyspieszenie rozwoju mechanizmów DSR.**

Dobry przykładem wdrożenia usług DSR, umożliwiających większą i szybszą integrację OZE w systemie energetycznym, jest Irlandia. Tamtejszy operator przesyłowy, spółka EirGrid, już teraz jest w stanie pracować z 75 proc. udziałem źródeł odnawialnych¹⁷, właśnie dzięki między innymi wykorzystaniu elastyczności strony popytowej. Do końca dekady odsetek ten ma wzrosnąć do 95 proc. – w tym czasie średni udział OZE w produkcji energii elektrycznej ma wzrosnąć w Irlandii do 70 proc.¹⁸. EirGrid uruchomiło w maju 2018 r. pakiet programów usług DSR zapewniających szybkie rezerwy mocy zwany *Delivering a Secure, Sustainable Electricity System (DS3)*, który gwarantuje zachęty finansowe dużym odbiorcom energii, za redukcję zapotrzebowania lub zwiększenie własnej generacji np. gdy częstotliwość systemu spadnie poniżej określonego poziomu. Jest to jeden z dwóch głównych programów DSR dostępnych w Irlandii – drugim jest rynek mocy stworzony w ramach Zintegrowanego Wspólnego Rynku Elektryczności (I-SEM) Irlandii i Irlandii Północnej.

17 <https://www.euractiv.com/section/energy/news/power-grid-flexibility-vital-to-avoid-blackouts-eus-sef-covic-says/> (dostęp: 3 maja 2022 r.).

18 <https://ieefa.org/articles/ireland-moves-forward-70-2030-green-energy-goal> (dostęp: 3 maja 2022 r.).

Postępująca transformacja energetyczna ułatwi aktywizację strony popytowej i rozszerzanie usług DSR na nowe branże i grupy odbiorców. Oto przykłady:



Rozwój elektromobilności

Auta na prąd mogą być w przyszłości ważnym elementem elastyczności systemu energetycznego. Pomoże w tym rozwój technologii pojazd-sieć (*Vehicle to Grid, V2G*). W tym podejściu auto na prąd to mobilny magazyn energii, skomunikowany z inteligentną siecią. Dzięki temu lokalny agregator na potrzeby operatora sieci dystrybucyjnej będzie mógł zarządzać cyklem ładowania i rozładowywania wielu pojazdów, gdy będą podłączone do ładowarki, z korzyścią dla użytkowników i całego systemu energetycznego. Obecnie stosowanym rozwiązaniem jest *Smart Charging (V1G)* którego przykładowe zastosowanie wprowadzono w południowej Kalifornii, gdzie Honda, Edison i eMotorWerks (obecnie Enel X Way) uruchomiły program SmartCharge, który identyfikuje okresy wysokiej produkcji energii elektrycznej z OZE po niskiej cenie. Użytkownicy za pomocą aplikacji w telefonie określają, kiedy ich auta elektryczne będą włączone do sieci, a program decyduje, w którym momencie zacząć ładowanie (IRENA, 2019).



Elektryfikacja ciepłownictwa

Wykorzystanie elektrycznych źródeł grzewczych zdolnych do reagowania na bieżący bilans podaży i popytu na rynku energii może znacząco ograniczyć koszty funkcjonowania systemu energetycznego i zwiększyć jego stabilność. W czerwcu 2020 r. w Los Angeles uruchomiono program umożliwiający obniżanie temperatury w mieszkaniach i domach na żądanie operatora (poprzez regulację termostatów), który zgromadził 16 tys. odbiorców. Podczas fali upałów między 14 i 21 sierpnia udało się obniżyć zapotrzebowanie na energię siedmiokrotnie, średnio o 9 MW. Władze lokalne zamierzają zwiększyć ten potencjał redukcji do 25 MW. Obecnie ogrzewanie elektryczne w Polsce jest wykorzystywane wciąż jeszcze w niewielkim stopniu, ale popularyzacja pomp ciepła pozwoli w przyszłości powiększyć ten potencjał.

Rekomendacje

Przyszłością DSR jest aktywne uczestniczenie w rynku energii elektrycznej, tak aby to bodźce rynkowe, a nie regulacyjne, decydowały o jego uruchomieniu. Na świecie usługę DSR coraz częściej stosuje się dla zapewnienia szybkich rezerw regulacyjnych, w których aktywacja zasobów musi nastąpić w krótkim czasie (minut, a nawet sekund). Pozwala to przystosować system energetyczny do przyłączenia większej liczby odnawialnych źródeł energii, które są silnie zależne od pogody, słońca czy wiatru. DSR aktywizuje odbiorców do udziału w rynku energii, co ma duże znaczenie w sytuacji rosnącej liczby rozproszonych i niesterowanych źródeł odnawialnych. **Aby jednak DSR korzystnie wpłynęła na bezpieczeństwo energetyczne Polski, należy:**



Umożliwić niezależny udział odbiorców i agregatorów DSR w rynku energii i rynku bilansującym

Polska jest zobowiązana unijnymi dyrektywami oraz decyzją Komisji Europejskiej o wprowadzeniu rynku mocy, by umożliwić odbiorcom i agregatorom pełny i równoprawny udział w rynku energii i rynku bilansującym. Udział aktywnych odbiorców w programach DSR powinien być możliwy niezależnie od tego, czy dostawca energii danego odbiorcy jest świadczeniem takiej usługi zainteresowany przy uwzględnieniu sprawiedliwych rozliczeń za niezbilansowanie powodowane przez usługi.



Zlikwidować bariery agregacji w dostępie usług DSR na rynku bilansującym

Zdecentralizowane zasoby DSR pozwalają na zmniejszenie ryzyka przeciążeń sieci i ograniczają straty w przesyłce energii. Jednak funkcjonujące obecnie ograniczenia agregacji do niewielkich obszarów powodują nieopłacalność wchodzenia na rynek bilansujący ze względu na ryzyko niezbilansowania i zwiększone koszty jednostkowe.



Umożliwić łączenie udziału odbiorców w rynkach mocy i energii oraz innych programach DSR

Rynek mocy został zaplanowany jako mechanizm stanowiący ostatnią deskę ratunku dla operatora systemu energetycznego w sytuacji, gdy nie są dostępne żadne inne środki rynkowe zapewniające rezerwy mocy. Mechanizm ten nie powinien wpływać na udział jego uczestników w rynku energii, rynku bilansującym i usługach systemowych dla operatora. Tam, gdzie to jest możliwe, odbiorcy powinni móc zarabiać na elastyczności w ramach mechanizmów rynkowych.



Postawić na rozwój lokalnych DSR w ramach „Non-wire alternative”

DSR może być jednym z elementów optymalizacji kosztownych inwestycji w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych. Przy ich planowaniu należy w pierwszej kolejności rozważyć, czy nie jest możliwe uruchomienie lokalnych programów DSR, efektywności energetycznej lub budowy lokalnych źródeł energii, które pozwoliłyby na uniknięcie lub znaczące przesunięcie w czasie kosztownych inwestycji.

Bibliografia

- Bayer E., Rączka J., FLEX-E Jak rozwinąć potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego, Forum Energii, marzec 2017 r.
- Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021). Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce. In: Strat Policy Paper 06/2021.
- Forouli A., Bakirtzis E.A., Papazoglou G., Oureilidis K., Gkountis V., Candido L., Ferrer E.D., Biskas P., Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets: A Country Level Review, Energies 2021 r.
- Demand Response, International Energy Agency, 2021 r.
- Demand Response and Advanced Metering, Federal Energy Regulatory Commission, grudzień 2021 r.
- Ripple Control of Hot Water in New Zealand, PSC, wrzesień 2020
- Udział odbiorców w Rynku Mocy – szanse i zagrożenia, KPMG, marzec 2020 r.

