

Warunki wdrożenia w Polsce cenowych programów sterowania popytem dla ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną

Abstract. DSR resources able to participate effectively in peak demand balancing in Poland become necessary because of the predicted lack of generation adequacy. The most difficult hours for the demand balancing of Polish power system in 2012 were analysed, the volume assessment of the DSR resources able in such hours to lower the high prices for balancing energy was evaluated and the concept of tariff containing the critical peak rate to control the DSM resources connected on low voltage level was presented. (Conditions for implementation in Poland of price demand side response programs to reduce peak demand for electricity).

Streszczenie. Tworzenie zasobów po stronie popytu zdolnych do uczestnictwa w bilansowaniu szczytowego zapotrzebowania w KSE staje się konieczne ze względu na przewidywany brak wystarczalności generacji. Przeanalizowano najtrudniejsze momenty w bilansowaniu polskiego systemu w roku 2012, dokonano oceny ilościowej zasobów DSR dla obniżenia wysokich cen energii bilansującej w godzinach krytycznych i przedstawiono koncepcję taryfy z krytyczną stawką cenową dla sterowania tymi zasobami przyłączonymi na poziomie niskiego napięcia.

Keywords: demand side management programs and resources, power system balancing at peak load.

Słowa kluczowe: zasoby i programy sterowania popytem, bilansowanie systemu elektroenergetycznego w szczycie obciążenia.

doi:10.12915/pe.2014.08.23

Wprowadzenie

W wielu krajach bez tworzenia podstaw do szerokiego udziału odbiorców w rynku i pozostawiali oni nieświadomymi zmian, biernymi beneficjentami działania mechanizmów rynkowych. Obecnie, wraz z rosnącym udziałem generacji rozproszonej w pokrywaniu obciążenia systemu elektroenergetycznego, zarządzanie popytem stanowi jeden z niezbędnych elementów rozwoju prawidłowych stosunków rynkowych zapewniający zwiększenie ilości uczestników rynku, co gwarantuje zwiększenie płynności transakcji. Liderami takich rozwiązań są uczestnicy rynków Ameryki Północnej gdzie zgodnie z [1] w 2012 zidentyfikowano na wszystkich obszarach rynkowych łącznie 20 256 MW rzeczywistej redukcji obciążenia szczytowego, reprezentującego 31 % wykorzystania całkowitej potencjalnie zgłoszonej redukcji tego obciążenia.

Rozwój odpowiedzi strony popytowej na zmieniające się warunki rynkowe jest tym bardziej niezbędny gdyż w wielu krajach europejskich wdrożenie stosunków rynkowych i obniżenie hurtowych cen energii z tym związane spowodowało zagrożenie wystarczalności generacji spodziewane w nadchodzących okresach. W przypadku Polski szereg analiz wskazuje na rosnące zagrożenia związane z brakiem dostatecznej opłacalności budowy nowych mocy wytwórczych. Obecne warunki rynkowe utrudniają podejmowanie ryzyka inwestycyjnego oraz zapewnienie finansowania inwestycji w duże bloki systemowe. Alternatywny, w pewnym stopniu, rozwój sterowania popytem wymaga jednak istnienia określonych warunków technicznych i organizacyjnych. Można wymienić tu chociażby technologię inteligentnego opomiarowania pozwalającą odbiorcom na bardziej aktywne zaangażowanie w działanie rynku oraz na osiągnięcie dodatkowych korzyści związanych z tą aktywnością.

Przeszkodą w efektywnym wykorzystaniu sterowania popytem może być niska elastyczność strony popytowej ze względu na cenę, która ogranicza rynkowy dostęp do zasobów po stronie popytu. Aby temu zapobiec Wspólnota Europejska przygotowała do wdrożenia odpowiednie regulacje prawne. W załączniku XI do Dyrektywy 2012/27/WE [2] zawarto zachęty do wdrożenia w taryfach sieciowych mogące prowadzić do uruchamiania usług systemowych po stronie popytowej. Zgodnie z wymienionym dokumentem „taryfy sieciowe lub detaliczne

mogą wspierać cenotwórstwo dynamiczne w zakresie działań po stronie popytu podejmowanych przez odbiorców końcowych, takie jak:

- rozliczenia strefowe;
- ustalenie krytycznych cen szczytowych;
- ustalenie cen w czasie rzeczywistym; oraz
- rabaty w godzinach szczytu.”

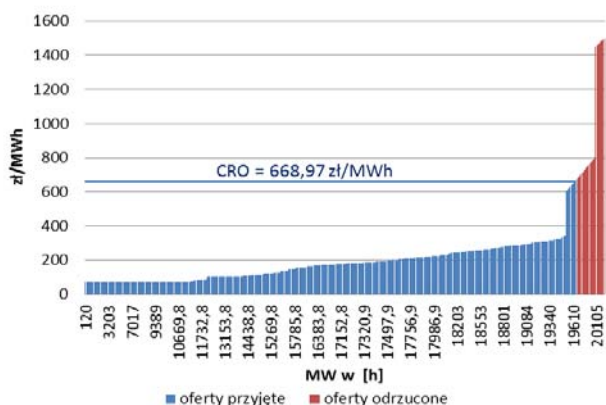
Transpozycji ogólnych postanowień Dyrektywy 2012/27/WE do regulacji prawnych krajów członkowskich należy dokonać do dnia 5 czerwca 2014.

Zagrożenia wystarczalności generacji mocy w okresach szczytowych oraz bezpiecznego bilansowania polskiego systemu elektroenergetycznego

W sprawozdaniu Ministerstwa Gospodarki z wyników oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z roku 2013 [3] prognozuje się wystąpienie deficytu mocy dla porównania wymaganej rezerwy operacyjnej w okresach szczytowych zapotrzebowania na moc w latach 2016-2017 oraz istnienie w związku z tym realnego zagrożenia wystąpienia niedoborów mocy dyspozycyjnej. Zaleca się zatem, szczególnie w latach 2016-2017, zintensyfikowanie prac dotyczących wdrażania technologii smart metering'u oraz smart grid'u, które to technologie w przyszłości ułatwią wprowadzanie mechanizmów zarządzania popytem (DSM - Demand Side Management).

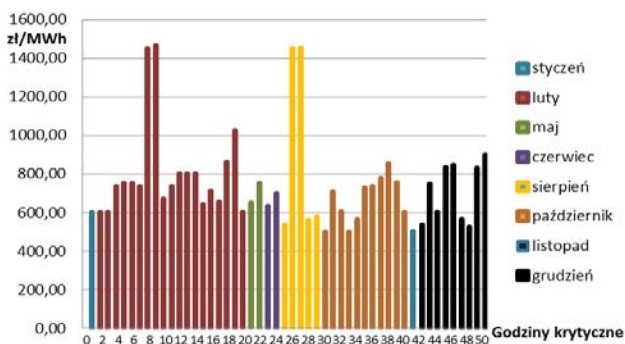
Szczyty cen energii bilansującej, występujące w polskiej strukturze rynku energii, świadczą o dużym wykorzystaniu dostępnych ofert bilansujących a zatem o wzrastającym zagrożeniu bezpieczeństwa bilansowania systemu przy pomocy rynkowych ofert bilansujących oraz o malejącej dostępnej rezerwie tych ofert. Ceny rynku bilansującego są cenami energii wyznaczonymi w czasie najkrótszym od chwili rzeczywistych dostaw energii, nie licząc ograniczonego w skali rynku dnia bieżącego. Procedura wyznaczania tych cen w formie godzinowych cen rozliczeniowych odchyłań (CRO) jest przedstawiona w [4]. Ceny CRO są tworzone na podstawie ofert bilansujących wytwórców uczestniczących w rynku bilansującym. Proces tworzenia ceny CRO obrazuje rys. 1 na podstawie danych dotyczących ofert bilansujących wytwórców zamieszczonych w [6]. Ceny ofertowe są ograniczane co do wartości w granicach od 70 zł/MWh do 1500 zł/MWh.

Zgodnie z [4] CRO wyznacza się do godziny 18:00 dnia poprzedzającego na podstawie prognozy zapotrzebowania oraz bieżącego planu koordynacyjnego dobowego pracy systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem znanych ograniczeń BPKD(OS). Wartości tych cen są udostępniane dnia następnego co wynika z zagrożeń wykorzystywania siły rynkowej przez uczestników rynku bilansującego, którymi obecnie są tylko źródła wytwórcze. Wartości cen rynku bilansującego mają znaczenie cenotwórcze dla innych transakcji handlowych zawieranych na rynkach wcześniejszych. W pracy [5] zwrócono uwagę, że wytwórca uczestniczący w rozliczeniach na rynku bilansującym opartym na krańcowych cenach energii elektrycznej odnosi zyski ze sprzedaży energii zasadniczo w funkcji ceny rynku bilansującego, mimo wcześniej zawartych kontraktów na rynkach terminowych po uzgodnionych cenach kontraktowych czy cenach giełdowych.



Rys.1. Mechanizm ustalania ceny krańcowej CRO na podstawie ofert bilansujących z dnia 1 lutego 2012 godz. 17

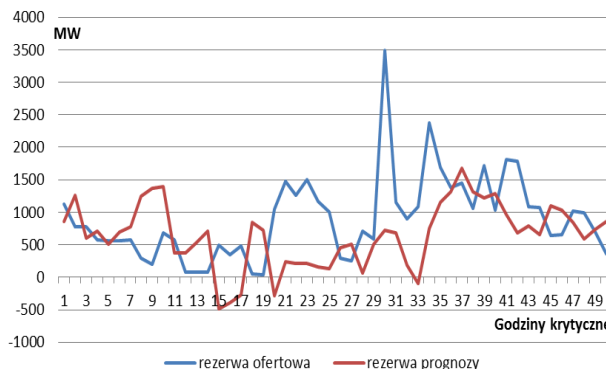
Na podstawie danych z [6], obejmujących godziny roku 2012 przeanalizowano bilansowanie dla godzin, w których ceny CRO były nie mniejsze od 500 zł/MWh. Stwierdzono 50 takich godzin krytycznych. Występowały one w dniach roboczych i w jednym przypadku w sobotę (13 października 2012) w godzinach doby od 8 do 22. Wartości cen CRO oraz miesiące ich występowania pokazano na rys. 2.



Rys.2. Godziny „krytyczne” o cenach CRO \geq 500 zł/MWh (2012r).

Godziny analizowane charakteryzują się brakiem pokrycia występującego zapotrzebowania wcześniej zawartymi transakcjami handlowymi (niedokontraktowanie). Skalę zagrożeń bezpiecznego bilansowania, przy wykorzystaniu dostępnych ofert bilansujących zamieszczonych w [6], zobrazowano na rys. 3 przedstawiającym, dla analizowanych godzin krytycznych, wartość dostępnych ofert bilansujących jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) ponad już wykorzystanymi, co nazwano „rezerwą ofertową”. Na rys. 3

zaznaczono również różnicę rzeczywistego wykonania obciążenia systemu elektroenergetycznego pokrywanego przez JWCD w stosunku do zakładanej dnia poprzedniego prognozy, na podstawie której określono CRO, co nazwano „rezerwą prognozy”. Wykresy te pozwalają na ocenę trafności prognozy obciążenia JWCD, przyjmowanej na etapie planowania, poprzez odjęcie od niej obciążenia rzeczywistego JWCD występującego w następnej dobie na podstawie danych [7]. Na rys. 3 dokonano połączenia punktów obrazujących analizowane rezerwy w poszczególnych godzinach krytycznych tylko w celu zobrazowania występujących trendów.



Rys. 3. Wartości „rezerwy ofertowej” oraz „rezerwy prognozy” dla ofert bilansujących i rzeczywistego pokrycia obciążenia przez JWCD w poszczególnych godzinach krytycznych.

Wartości „rezerwy ofertowej” w stosunku do prognozy obciążenia JWCD w przeważającej liczbie godzin krytycznych wydają się bezpieczne i ponadto można było liczyć w tych trudnych godzinach na „rezerwę prognozy”, wynikającą z obciążenia rzeczywistego JWCD mniejszego niż zakładano dnia poprzedniego, wynoszącą w granicach od kilkuset do ponad 1000 MW. Należy jednak zwrócić uwagę na niebezpieczne sytuacje zaistniałe w dniach 3 lutego i 2 sierpnia gdy poziom rezerw ofert bilansujących był poniżej 100 MW. O rzeczywistym zagrożeniu w tych dniach świadczy porównanie prognozowanego obciążenia JWCD z rzeczywistym. Okazuje się, że pomimo przeszacowania zapotrzebowania na etapie prognozy dla większości przypadków, w wymienionych godzinach wystąpiło niedoszacowanie – ujemna wartość „rezerwy prognozy”. W 15-tej z analizowanych godzin krytycznych nie trafność prognozy przekroczyła nieznacznie występującą w tej godzinie poziom dostępnych ofert bilansujących. OSP był zatem prawdopodobnie zmuszony do pokrycia występującego obciążenia przy zastosowaniu środków zaradczych pozarynkowych.

Wykorzystanie programów sterowania popytem dla redukcji obciążenia szczytowego w systemie elektroenergetycznym

Wnioskiem z powyższej analizy jest konieczność podjęcia działań w kierunku poszerzenia ofert bilansujących dostępnych dla OSP by umożliwić bezpieczne korzystanie z tych zasobów do rynkowego bilansowania zapotrzebowania. Wobec omówionych powyżej trudności w pozyskiwaniu nowych zasobów po stronie wytwarzania interesującym jest podjęcie próby budowania oferty redukcji obciążenia po stronie popytu. Sterowanie popytem (Demand Side Management - DSM) rozwijano już przed urynkowieniem energetyki w postaci różnych programów taryfowych lub poprzez zastosowanie systemów bodźcowego sterowania obciążeniem. Zasadniczą zmianą w wykorzystywaniu strony popytowej po wprowadzeniu

rynku energii było poleganie na samodzielnej decyzji klienta co do uczestnictwa w programach oraz co do zakresu dostosowania swojego profilu zużycia do wzorców zakładanych przez twórców programów. W warunkach rynkowych uzyskane efekty w postaci redukcji obciążenia klientów określa się jako odpowiedź strony popytowej (Demand Side Response – DSR).

Motywy klienta do dostosowania swojego profilu obciążenia do potrzeb podmiotu wdrażającego program jest udział w zyskach osiąganych przez dostawcę energii czy też usługi przesyłowej na skutek ograniczenia obciążenia lub jego przesunięcia poza okresy szczytowe. Motyw jest zatem przeważnie ekonomiczny, natomiast reakcja klienta jest sterowana różnymi sygnałami. Sterowanie przy użyciu taryf strefowych ma długie tradycje w wielu krajach i ma skłonić klientów do ograniczenia zużycia energii w okresach szczytowych cen. Sterowanie przy wykorzystaniu przekazywania określonych informacji do klienta stosowane jest w przypadkach zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego trudnych do przewidzenia z dużym wyprzedzeniem i pozwala na ograniczenie szczytu obciążenia w trudnych momentach pracy systemu przy niewystarczającej lub zbyt drogiej generacji wymaganej dla celów bilansowania. Pozwala to również na uniknięcie budowy drogiej i rzadko wykorzystywanych źródeł energii szczytowej. Służą do tego programy łączące funkcje taryfy strefowej z wymuszeniem szczególnych oszczędności konsumpcji energii elektrycznej we wskazanych okresach o ograniczonej liczbie i czasie trwania, przypadające w chwilach zagrożeń dla bezpiecznego bilansowania zapotrzebowania z wytwarzaniem w systemie. Są to tak zwane programy strefowe z krytyczną stawką cenową (Critical Peak Pricing – CPP), które są od dawna stosowane w różnych krajach borykających się z problemami pokrycia obciążenia szczytowego a także wysokimi cenami energii elektrycznej w tych okresach. Idea tego programu polega na wprowadzeniu do stosowanego systemu taryfowego opłat za energię na poziomie wielokrotnie przekraczającym obowiązujące w normalnych warunkach w przewidywanych krytycznych momentach pracy systemu elektroenergetycznego. Celem takich wysokich cen jest skuteczne wykorzystanie elastyczności popytu odbiorców uczestniczących w programie dla ograniczenia konsumpcji energii w godzinach krytycznych. Odbiorcy uczestniczący w programie są powiadamiani z wyprzedzeniem o zbliżających się godzinach krytycznych aby mogli skutecznie ograniczyć swoje zużycie energii w tych okresach.

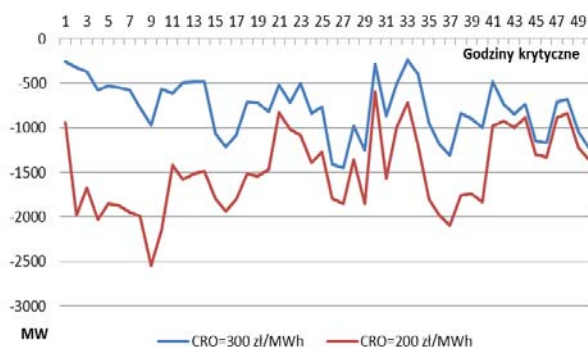
Rynek energii elektrycznej stwarza szanse wykorzystania strony popytowej do bilansowania energii w systemie na zasadzie konkurencyjnej w stosunku do ofert wytwórców.

Oszacowanie pożądanego poziomu redukcji obciążenia

Potrzeby w zakresie ograniczania poboru mocy, jako wynik wprowadzania programu sterowania popytem, można wyznaczyć na podstawie analizy obecnego wykorzystania ofert bilansujących wytwórców w godzinach wysokich cen energii na rynku bilansującym.

Na rys. 4 przedstawiono, dla godzin krytycznych z roku 2012, wartości koniecznych ofert strony popytowej – „negawatów” (na zmniejszenie obciążenia) dla utrzymania ceny rynku bilansującego poniżej poziomów 200 zł/MWh i 300 zł/MWh przy założeniu składania ofert strony popytowej poniżej podanych wyżej wartości granicznych. Dysponowanie rezerwą DSR na poziomie 2500 MW pozwoliłoby na obniżenie cen szczytowych CRO w godzinach krytycznych do 200 zł/MWh, natomiast rezerwa DSR na poziomie 1500 MW mogłoby obniżyć ceny

szczytowe CRO do wartości 300 zł/MWh. Przedstawione poziomy cen należy rozumieć jako maksymalne, możliwe do osiągnięcia przy wstępowaniu oferty DSR o podanych wartościach i przy zachowaniu dotychczasowej oferty ze strony generacji. Ceny rzeczywiste byłyby wynikiem gry rynkowej i w miarę zwiększania płynności ofert bilansujących i obniżenia cen ofertowych generacji mogły nawet być jeszcze niższe. Oczywiście zorganizowanie i utrzymanie rezerwy DSR też charakteryzuje się pewnym poziomem kosztów, który w powyższych rozważaniach założono na niższym poziomie od cen ofert bilansujących generacji kształtujących wartość ceny krańcowej CRO w poszczególnych godzinach. Podsumowując stwierdzić można, że dysponowanie rezerwą mocy po stronie popytowej na poziomie 1000 MW zapewniłoby utrzymanie ceny CRO na poziomie do 300 zł/MWh w przeważającej liczbie godzin krytycznych.



Rys. 4. Moc ofert DSR, składanych poniżej ceny wynikowej CRO, prowadząca do utrzymania CRO na określonym maksymalnym poziomie dla godzin krytycznych w 2012 roku.

Bodźce dla odbiorców skłaniające ich do uczestnictwa w programach sterowania popytem

Zachętą do uczestnictwa w programach cen strefowych z krytyczną stawką cenową jest upust cenowy, uzyskiwany przez odbiorców w nich uczestniczących, wynikający z użytkowania energii w strefach o niskich cenach bądź upust gwarantowany w kontrakcie wprowadzającym okresowe wysokie ceny rozliczeniowe w godzinach krytycznych. Z dotychczasowych doświadczeń dotyczących prób pozyskania usług DSR u wielkich odbiorców przemysłowych [8] wynika, że przy wartości 750 zł/MWh zainteresowanie takich odbiorców w warunkach polskich jest niewielkie. Podpisano dotychczas umowę tylko z jednym odbiorcą na zakres nie wyczerpujący planowanego do pozyskania obszaru usług. Warto zatem przeanalizować możliwości działania w ramach odbiorców niskiego napięcia zarówno gospodarstw domowych jak i małych firm.

Całkowite zasoby strony popytowej wynikają z wartości zużycia energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia, co przedstawiono dla Polski w tabeli 1 na podstawie danych z [9].

Tabela 1. Zużycie energii elektrycznej w Polsce w roku 2011

Typ odbiorcy	Dostawy energii elektrycznej	
	GWh	[%]
Odbiorcy na WN	24 635	20,51
Odbiorcy na SN	41 853	34,85
Odbiorcy na nn	53 606	44,64
<i>w tym gospodarstwa domowe i rolne</i>	29 723	24,75
Razem	120 093	100,00

Wdrożenie programu z krytyczną stawką cenową jest trudne nie tylko ze względu na konieczność agregacji wielu odbiorców dla osiągnięcia istotnych efektów, ale również na skutek niskiej wartości występujących zachęt cenowych.

Ograniczenie mocy w szczycie do uzyskania w programie, dla określonej elastyczności cenowej substytucji popytu odbiorców pomiędzy strefami rozliczeniowymi ε , można wyznaczyć z następującej zależności:

$$(1) \quad \Delta D = \varepsilon * \Delta P * \frac{D}{P}$$

gdzie: P – cena jednostkowa energii elektrycznej, ΔP – przyrost ceny jednostkowej w szczycie, D – wartość popytu w jednostkach energii, ΔD – zmiana popytu w szczycie w wyniku przyrostu ceny.

Elastyczność cenowa substytucji popytu pomiędzy strefami ε zazwyczaj charakteryzuje się niskimi wartościami bezwzględnyymi co oznacza dużą sztywność poboru energii ze względu na zmianę ceny.

W celu zobrazowania rynkowych zachęt finansowych dla odbiorcy przystępującego do programu można przeanalizować przykład odbiorcy indywidualnego, który zamierza ograniczyć o 40% ($\Delta P_{odb} = 160 \text{ W}$) swoje obciążenie szczytowe wynoszące 400 W. Jeśli przyjąć cenę energii za ograniczenia zrealizowane w godzinach krytycznych $C_{ogr} = 750 \text{ zł/MWh}$, jak to wynika z przetargu OSP [8], to wynagrodzenie dla tego odbiorcy za wprowadzenie ograniczeń wynosiłoby 12 gr w ciągu jednej godziny ($160 * 750 * 10^{-6} = 0,12 \text{ zł/h}$) oraz 6 zł w ciągu całego roku ($0,12 \text{ zł/h} * 50 \text{ godzin krytycznych} = 6 \text{ zł}$).

Przytoczone wyliczenia wskazują, że raczej nie są to kwoty dopingujące odbiorców do zmiany zachowań w zakresie konsumpcji energii w godzinach szczytowych. Pobudzenie odbiorcy indywidualnego do dobrowolnego uczestnictwa w programie sterowania popytem i zarazem skuteczne sterowanie zasobami po stronie popytu wymaga wprowadzenia silniejszych mechanizmów ekonomicznych w formie taryfy z krytyczną stawką cenową. Stawka ta ma zapewnić skuteczne zwiększenie efektów oszczędnościowych nawet przy niskiej elastyczności ε dla uzyskania pożądanego poziomu rezerwy DSR. Przykładem takiego programu jest taryfa EdF „Tempo”, w którym mogli brać udział odbiorcy indywidualni (w tym małe firmy) o mocy przyłączeniowej równej lub większej od 9 kW. Zgodnie z danymi zamieszczonymi w [10] oszczędności energii wynosiły 15% przy zmianie cen z 0,07 €/kWh dla strefy pozaszczytowej do 0,12 €/kWh (wzrost o około 70%) dla strefy szczytowej. Ograniczenie poboru energii wzrosło aż do 45% przy wprowadzeniu stawki krytycznej na poziomie 0,49 €/kWh (wzrost 7-krotny).

Powyższy przykład wyraźnie wskazuje na rolę taryfy z krytyczną stawką w pozyskiwaniu pożądanego poziomu zasobów DSR. Stawki te należy wyliczać przy założeniu, że odbiorca który nie podjął żadnych działań dostosowawczych w godzinach krytycznych otrzyma rachunek za energię o wartości na poziomie takim jak przed wdrożeniem programu. Podejmując działania ograniczające popyt na energię w godzinach krytycznych uczestnik programu z krytyczną stawką cenową uzyskuje korzyści, które wynikają z założeń przyjętych do wyliczenia stawek krytycznych.

Podsumowanie

Rozwój sterowania popytem staje się niezbędnym warunkiem dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obecnym etapie budowy rynku energii elektrycznej. Odpowiedź strony popytowej pozwala na opanowanie zagrożeń dla rynków energii w krajach, w których występują braki wystarczalności mocy generowanej. Ma to istotne znaczenie również w obszarach o relatywnie dużym udziale generacji rozproszonej. Niestabilne cykle pracy takich źródeł wymagają reakcji strony popytowej dla zapewnienia zrównoważenia lokalnego bilansu energii elektrycznej.

Postanowienia dążące do zapewnienia warunków rozwoju odpowiedzi strony popytowej zawarto w dyrektywie 2012/27/UE. W załączniku XI sformułowano zalecenia dla taryf energii elektrycznej promujące uruchamianie usług systemowych po stronie popytowej.

Jednym z odpowiednich narzędzi do pozyskania rezerwy po stronie popytowej i wykorzystania jej w opisanych sytuacjach krytycznych jest program taryfowy z krytyczną stawką cenową. Wprowadzenie prostej idei programu z krytyczną stawką cenową wymaga w polskich warunkach rozwiązania szeregu problemów technicznych i biznesowych. Najistotniejszy z nich rozbudowy systemu pomiarowego zdolnego do godzinowego rozliczenia zużycia energii uczestników programu.

Analiza obciążeń polskiego systemu elektroenergetycznego i ofert bilansujących wytwórców z roku 2012 pozwoliła na oszacowanie liczby godzin krytycznych. Umożliwiła również badanie relacji między cenami na rynku bilansującym i hipotetyczną ofertą strony popytowej.

Z uproszczonych rozważań wynika, że pożądanego potencjału DSR dla potrzeb polskiego systemu elektroenergetycznego należy szacować na poziomie 1000 MW. Zasoby o tej wartości zabezpieczają przed wykorzystaniem siły rynkowej przez wytwórców i zapewniają znaczne obniżenie cen bilansowania zapotrzebowania w systemie. Problemem pozostaje sposób pozyskania takich zasobów oraz koszty działania strony popytowej. W przypadku dużych odbiorców przemysłowych są one stosunkowo wysokie co ujawniło się w rozstrzygnięciu przetargu na interwencyjne obniżenie zapotrzebowania ogłaszanego przez OSP [8].

Doświadczenia zagraniczne pokazują, że skuteczną drogą pozyskiwania zasobów DSR może być wykorzystanie elastyczności popytowej odbiorców niskiego napięcia. Każde 100 MW zdolności redukcji obciążenia warte jest starań i może okazać się interesującą ścieżką biznesową dla wdrażania inteligentnego opomiarowania w Polsce.

LITERATURA

- [1] Federal Energy Regulatory Commission 2012 “Assessment of Demand Response and Advanced Metering”.
- [2] Dyrektywa 2012/27/WE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektywy 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE.
- [3] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2012. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2013.
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, ww.pse.pl
- [5] Tomasz Sikorski: Architektura hurtowego rynku energii elektrycznej, www.pse.pl
- [6] Funkcjonowanie Rynku Bilansującego (RB), Oferty bilansujące 2012, www.pse.pl
- [7] Praca KSE, Raporty dobowe o pracy KSE, Wielkości podstawowe, 2012, www.pse.pl
- [8] <http://www.pse.pl/index.php?s=umowa%20z%20PGE%20GiEK>
- [9] Statystyka Energetyki Polskiej 2011, Agencja Rynku Energii S.A. 2012.
- [10] European Smart Metering Landscape, Report 2012, www.smartregion.net

Autorzy: prof. dr hab. inż. Józef Lorenc, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: jozef.lorenc@put.poznan.pl, dr inż. Jerzy Andruskiewicz, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: jerzy.andruskiewicz@put.poznan.pl