

# Konkurencyjność energetyki rozproszonej oraz możliwy jej wpływ na krzywe Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Andrzej Modzelewski

## Wstęp

Wedle Aktualizacji Prognozy Zapotrzebowania na Paliwa i Energię do Roku 2030 z września 2011 r. (ARE 2011) spodziewa się, iż krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie z 117,6 TWh (energia dostarczona odbiorcom końcowym) odnotowaną w 2008 r. do spodziewanych 167,6 TWh w 2030 roku. Oznacza to średnioroczny wzrost zapotrzebowania na poziomie 1,6% przy zakładanym rozwoju gospodarczym 3,4% w skali roku.

W Sprawozdaniu z Wyników Monitorowania Bezpieczeństwa Dostaw Energii Elektrycznej Ministerstwo Gospodarki zakłada wycofanie istniejących mocy wytwórczych rządu 6,5 GW do 2020 r. oraz 12,2 GW do 2030 r. (Ministerstwo Gospodarki, 2013). Projekcje te przewidują, iż w 2017 roku rezerwa operacyjna w planach dobowych może spaść z rekomendowanych 9% do 5%. Poziom 5% nie oznacza bezpośredniego deficytu mocy, lecz niższy niż uznany za bezpieczny margines rezerwy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Poprzez nowe inwestycje od roku 2018 rezerwa operacyjna ma znowu przekroczyć rekomendowany, bezpieczny poziom.

W teorii ekonomicznej taki obraz powinien stymulować sprzyjające warunki inwestycyjne w nowe moce wytwórcze. Praktyka pokazuje jednak (poprzez notowania forward na płynnych zachodnioeuropejskich rynkach energii), iż rynek nie spodziewa się w najbliższych latach deficytu mocy. Notowania forward na giełdzie EEX na lata 2015–2018 kształtują się na poziomie 33–24 EUR/MWh (EEX 2014).

Głównymi czynnikami powodującymi brak rynkowych sygnałów inwestycyjnych są:

- spadająca dynamika europejskiego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowana między innymi kryzysem finansowym;
- niskie ceny paliw oraz praw do emisji CO<sub>2</sub>;
- wydobywanie na skalę masową gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, powodujące mniejszy popyt węgla kamiennego na tym rynku, którego nadwyżka trafia między innymi na rynki europejskie;
- silne systemy wsparcia energetyki odnawialnej (OZE), przede wszystkim w Europie Zachodniej, powodujące dynamiczny rozwój tych technologii;

## COMPETITIVENESS OF DISTRIBUTED ENERGY SOLUTIONS AND POSSIBLE IMPACT ON THE LOAD CURVES OF THE POLISH NATIONAL ENERGY SYSTEM

**Abstract:** According to the assumptions of the Polish Ministry of Economy regarding energy security it is assumed that 6,5 GW of existing power generation capacities will have to be decommissioned until 2020, and by constant growing energy demand the operational reserve in the TSO system will fall to 5% compared to recommended 9%. In economic theory such a situation should create an ideal environment for investments into new generation capacities. In reality the picture looks different, where the European energy markets have been disrupted, among others by the oversupply of hard coal connected with the shale gas production in the USA, falling of energy demand in Western Europe, strong development of renewable energy resources (RES), which influence directly the merit order. The above mentioned aspects have led to a situation, where investments into new generation capacities are connected with substantial risks.

This article describes based on the LCOE methodology and using the example of PV how new technologies can be competitive on energy markets. Beside this the article analyses how the prosumer technologies (PV), active customer consumption based on Demand Side Management (DSM) might have an influence on the load curves of the national energy system.

**Streszczenie:** W założeniach opublikowanych przez polskie Ministerstwo Gospodarki na temat bezpieczeństwa energetycznego przewidywane jest, iż przy wycofaniu 6,5 GW mocy do 2020 roku, stale rosnącym szczytowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną rezerwa operacyjna może spaść w roku 2017 do poziomu 5%, wobec rekomendowanych 9%. W teorii ekonomicznej taki obraz powinien dawać idealne warunki inwestycyjne w nowe moce wytwórcze. Praktyka pokazuje jednak, że europejskie rynki energii zostały znacznie zachwiane między innymi poprzez nadpodaż węgla wywołaną pojawieniem się gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, spadającą dynamikę zapotrzebowania na energię elektryczną w Europie Zachodniej, pojawienie się znaczącej ilości OZE, które ingerują bezpośrednio w krzywą kosztów krańcowych (*merit order*). Wyżej wymienione czynniki spowodowały, iż inwestowanie w nowe moce wytwórcze stało się niezmiernie ryzykownym przedsięwzięciem.

Niniejszy artykuł opisuje, w jakim stopniu na podstawie metodyki LCOE nowe technologie, na przykładzie technologii PV, mogą być konkurencyjne. Ponadto opisane zostało, jak energetyka prosumencka, aktywne zarządzanie odbiorem poprzez Demand Side Management (DSM) mogą mieć odzwierciedlenie w krzywej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

- charakterystyka technologii OZE, takich jak fotowoltaika lub energetyka wiatrowa, które są technologiami typu *must-run* o zerowych kosztach krańcowych, wpływające bezpośrednio na mechanizmy rynkowe (powoduje to bezpośrednią konkurencję technologii o zerowych kosztach zmiennych z energią konwencjonalną, która jest często „wypychana” z rynku).

## Konkurencyjność energetyki prosumenckiej na przykładzie fotowoltaiki (PV)

W ostatnim czasie jako alternatywa dla energetyki zawodowej pojawiła się energetyka prosumencka, która nie tylko konkuruje na rynkach hurtowych, lecz stanowi również bezpośrednią opcję dla odbiorców energii jako własne źródło wytwarzania. Wedle Urzędu Regulacji Energetyki (URE, 15/2014) średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2013 wyniosła 181,55 zł/MWh. W przypadku gospodarstw domowych średnia cena energii elektrycznej uwzględniającej opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej za rok 2013 wyniosła 504,80 zł/MWh (URE, 11/2014). Po dodaniu podatku VAT cena dla tej grupy odbiorców wynosiła 620,90 zł/MWh. Porównując cenę na rynku konkurencyjnym (hurtowym) z ceną brutto dla gospodarstw domowych, zauważa się różnicę po stronie możliwych przychodów jednostki wytwórczej, która sprzedaje swój produkt na rynku hurtowym, z tą, która generuje energię na potrzeby własne odbiorcy końcowego. Oznacza to, że energetyka konwencjonalna otrzymywała w roku 2013 przychody rzędu 180 zł/MWh (bez usług systemowych), natomiast przychody energetyki prosumenckiej dla gospodarstwa domowego mogły wynieść 620 zł/MWh.

W tym kontekście pojawia się pytanie, czy 620 zł/MWh stanowi wystarczający poziom przychodów dla technologii PV, która w polskich warunkach wytwarza energię przez mniej niż 1000 godzin w skali roku. Oczywiście przewagą w kalkulacji biznesowej technologii PV są bardzo niskie koszty eksploatacyjne, jak również brak kosztów paliwa. W celu przytoczenia odpowiedzi na powyższe pytanie została zastosowana metodyka „*Levelized Electricity Generation Costs (LEC/LCOE)*”, czyli symulacja pokazująca, przy jakim poziomie ceny energii dana technologia jest w stanie pokryć koszty kapitałowe, koszty eksploatacyjne oraz koszty paliwa.

$$LEC = \sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \cdot \frac{E_t}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

$LEC$  – średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej (LCOE);

$I_t$  – nakłady inwestycyjne w roku  $t$ ;

$M_t$  – koszty operacyjne w roku  $t$ ;

$F_t$  – koszty paliwa w roku  $t$ ;

$E_t$  – produkcja energii elektrycznej w roku  $t$ ;

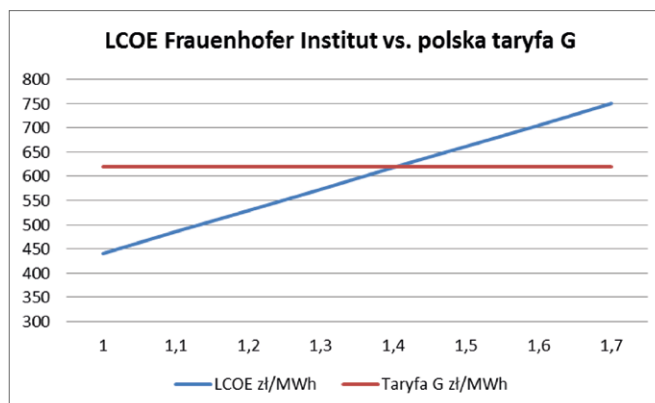
$r$  – stopa dyskontowa;

$n$  – okres eksploatacji.

W przeprowadzonej symulacji nakłady inwestycyjne były przewidziane na poziomie 1200 EUR/kW, 1300 EUR/kW oraz

**Tabela 1.** LCOE dla technologii PV przy zastosowaniu różnych scenariuszy

LEC/LCOE (zł/MWh)	1200 EUR/kW	1300 EUR/kW	1500 EUR/kW
OPEX 2%, brak spadku sprawności	606	656	758
OPEX 1%; spadek produktywności paneli o 0,5%/rok	573	620	716
OPEX 0%; spadek produktywności paneli o 0,5%/rok	518	561	647



**Rys. 1.** Opracowanie własne wedle danych URE / Fraunhofer Institut

1500 EUR/kW, roczna produkcja energii była ustalona na poziomie 950 h/rok, koszty kapitałowe 8% oraz okres eksploatacji instalacji na poziomie 20 lat. Kurs EUR przyjęto na poziomie 4,2 PLN. W wybranych scenariuszach koszty eksploatacyjne (OPEX) wahały się pomiędzy 0 a 2% kosztów inwestycyjnych w skali roku.

W tabeli 1 zostały odzwierciedlone wyniki symulacji LCOE dla technologii PV.

Przy cenie energii dla gospodarstw domowych 620 zł/MWh, kosztach instalacji nieprzekraczających poziomu 1300 EUR/kW oraz kosztach eksploatacyjnych poniżej 2% kosztów inwestycyjnych technologia PV osiąga tzw. *grid parity* (parytet sieciowy), gdzie produkcja z własnego źródła stanowi alternatywę dla dostaw energii z sieci.

Niemiecki instytut Fraunhofer (Fraunhofer 2013) zakłada, że przy inwestycji rzędu 1200 EUR/kW koszt wytworzenia energii elektrycznej (rys. 1) kształtuje się na obszarze ok 0,126 EUR/kWh (530 zł/MWh).

Na rynku włoskim (Barnham, Knorr, Mazzer 2012) LCOE w roku 2012 zostało skalkulowane na poziomie 0,09 EUR/kWh (378 zł/MWh). W tym przypadku warto wziąć pod uwagę wyższy poziom nasłonecznienia niż w krajach położonych bardziej na północ Europy oraz dość wysoki koszt inwestycji z roku 2012, wynoszący 2,29 \$/W (ok. 1650 EUR/kW).

Istotnym problemem zastosowania instalacji PV w zakresie gospodarstw domowych jest fakt, iż w większości przypadków energia wyprodukowana w panelach PV nie będzie mogła być w 100% skonsumowana na potrzeby własne, ponieważ nie zawsze, gdy występuje wysokie nasłonecznienie, mieszkańcy

gospodarstwa domowego przebywają w domu. Obecne Prawo Energetyczne (tzw. Mały Trójpak) przewiduje, że nadwyżka energii może być odsprzedana przez prosumenta do sieci w cenie 80% ceny rynku konkurencyjnego roku poprzedzającego. Przy średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2013 na poziomie 181,55 zł/MWh (URE, 15/2014) jest to zatem potencjalny przychód 145,34 zł/MWh. Oznacza to, iż energia oddana do sieci negatywnie wpływa na warunki ekonomiczne instalacji PV.

W tym kontekście warto przyjrzeć się odbiorom biznesowym z grupy taryfowej C, gdzie w pierwszym kwartale 2013 r. cena netto energii elektrycznej wynosiła 566 zł (ARE 2013), co daje brutto 696 zł. U wielu odbiorców z tej grupy taryfowej można założyć, iż profil produkcji PV bardziej się pokrywa z profilem zużycia, co powoduje w niektórych przypadkach niemal 100% zużycie własne wyprodukowanej energii.

Rozwiązaniem dla problemu braku możliwości konsumpcji energii ma być obecnie przygotowywana Ustawa o OZE, w której ujęty jest między innymi *net metering*. Oznaczać to miałyby, że energia wyprodukowana w mikroinstalacji rozlicza się w okresach półrocznych. Odbiorca ma jedynie ponosić koszty za nadwyżkę energii pobranej z sieci. Ponadto, gdy w saldzie półrocznym prosument wyprodukuje więcej energii niż zużył, wtedy nadwyżka sprzedawana jest do sieci za 80% ceny rynkowej. W praktyce może to oznaczać iż prosument, zużywając



reklama

np. 5 MWh energii elektrycznej w skali roku, nie powinien inwestować w instalację, która jest większa niż 5 kW. Z punktu widzenia całego KSE rozwiązanie *net meteringu* nie jest wskazane, ponieważ w tym przypadku prosument praktycznie nie będzie w ogóle ponosił kosztów za korzystanie z całego łańcucha dostaw energii (produkcja, przesyłanie, obrót, dystrybucja), mimo tego, że będzie w porównaniu do normalnego odbiorcy z całego systemu nadmiernie korzystał. Nadmierne oznacza w tym przypadku, że operatorzy OSD/OSP oraz sprzedawca będą musieli zbilansować technicznie oraz handlowo rynek, a producenci będą musieli być w gotowości pokrycia w każdej chwili deficytu mocy, nie dostając za to dodatkowych przychodów.

Dodatkowym aspektem mogącym pozytywnie wpłynąć na rozwój energetyki rozproszonej jest planowany program Prosumenta Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki

reklama

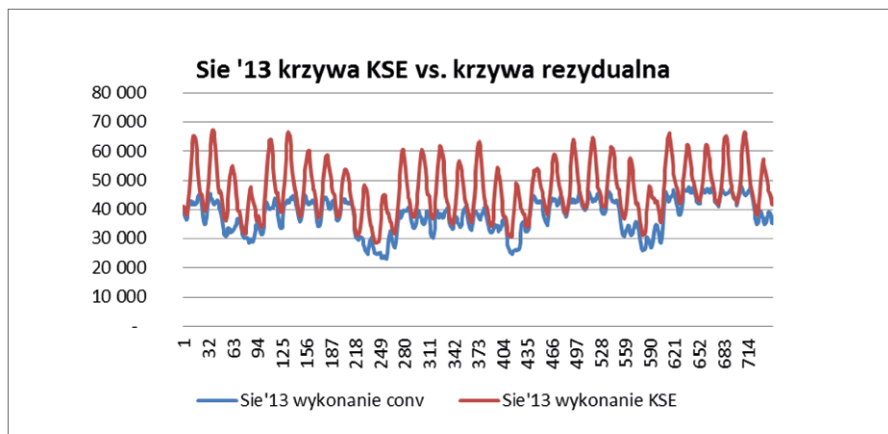
Wodnej (NFOŚiGW 2014). Program ten ma wspierać między innymi systemy fotowoltaiczne, małe elektrownie wiatrowe oraz mikrokogenerację. Formą wsparcia ma być kredyt połączony z dotacją. Dla przykładu koszt kwalifikowany systemu PV ma wynosić 8000 PLN/kW (poniżej 10 kW), 6000 PLN (10–40 kW), który przy korzystnych projektach powinien w całości pokryć koszt inwestycji.

Reasumując, systemy PV nawet bez dotacji są bliskie osiągnięcia tzw. parytetu sieciowego, czyli mogą stanowić konkurencyjną alternatywę wytwarzania energii dla odbiorcy końcowego. Przy niewielkim postępie technologicznym tego rodzaju rozwiązania mogą niebawem w pełni konkurować na detalicznym rynku energii. Ponadto wprowadzając wsparcie z postaci *net meteringu* oraz programu Prosument NFOŚiGW, systemy PV mogą stać się ciekawą alternatywą inwestycyjną dla potencjalnych inwestorów oraz sporą konkurencją dla energetyki zawodowej.

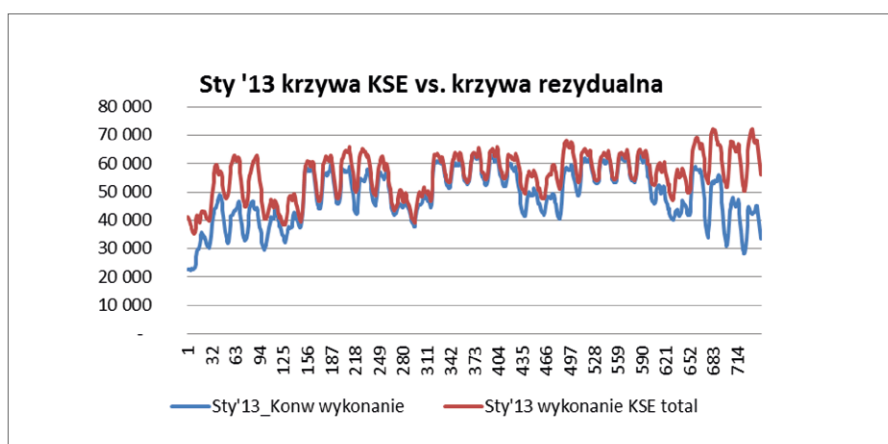
### Możliwy wpływ PV na Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)

Patrząc w skali makroekonomicznej całej gospodarki oraz wpływu technologii rozproszonych na ceny energii dla odbiorcy końcowego, istotne jest, aby ta technologia rozwijała się w kontrolowany sposób.

Zbyt wysoka ilość instalacji PV może wpłynąć na wzrost cen energii dla odbiorców końcowych, ponieważ będzie on musiał utrzymywać energetykę odnawialną, jak również konwencjonalną, która stanowić będzie rezerwę mocy. Ponadto warto wziąć pod uwagę fakt, że przy coraz większej ilości energii wyprodukowanej przez prosumentów stawki za usługi dystrybucyjne będą rosły, ponieważ koszty operatorów systemów dystrybucyjnych będą musiały być przeniesione na coraz mniejszą ilość dostarczonej energii. Instalacje OZE oraz energetyka zawodowa powinny się uzupełniać, a nie ze sobą konkurować.



Rys. 2. Rynek niemiecki okres letni – krzywa KSE versus tzw. krzywa rezydualna (produkcja energii w elektrowniach konwencjonalnych) – opracowanie własne na podstawie danych EEX



Rys. 3. Rynek niemiecki okres zimowy – krzywa KSE versus tzw. krzywa rezydualna (produkcja energii w elektrowniach konwencjonalnych) – opracowanie własne na podstawie danych EEX

Na przykładzie rynku niemieckiego widać, że instalacje OZE, a w tym przede wszystkim PV, mogą być idealnym uzupełnieniem krajowych systemów energetycznych w okresach letnich. Jak pokazuje rys. 2, w okresie letnim PV oraz elektrownie wiatrowe idealnie pokrywają zużycie w godzinach szczytowych.

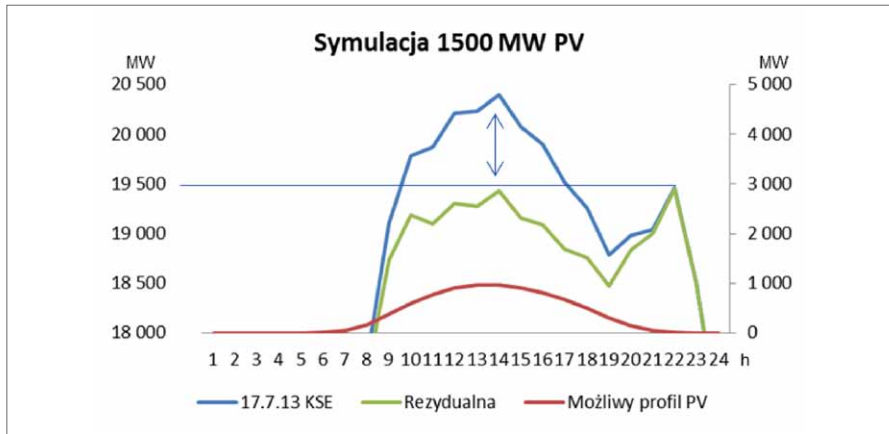
Ten obraz nie wygląda już tak pozytywnie w okresie zimowym. Jak ilustruje rys. 3, produkcja OZE w niewielkiej części wspiera system elektroenergetyczny.

Przeprowadzone badania krzywych KSE wykazały, iż profile dobowo-godzinowe rynku niemieckiego mogą istotnie różnić się od profili występujących na rynku polskim. W okresie zimowym

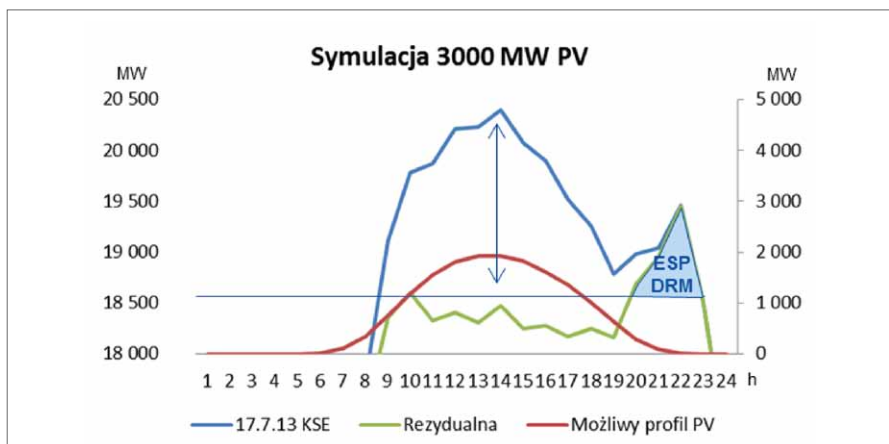
w Niemczech najwyższe zużycie odnotowane jest w godzinach południowych, natomiast w Polsce jest to godzina 17. Latem w obu krajach zapotrzebowanie szczytowe występuje w godzinach południowych, które w dużej mierze spowodowane jest zastosowaniem urządzeń klimatyzacyjnych. Potwierdza to zatem zasadność zastosowania instalacji PV.

Ponadto analizując dane historyczne PSE-Operator za okres 2008–2013, odnotowano, iż zaledwie przez 30 godzin zapotrzebowanie KSE było w tych latach wyższe niż 25 GW. Maksymalna wartość 25,8 GW została osiągnięta 7 lutego 2012 r. o godz. 17. Tego dnia temperatura minimalna zmierzona w stacji meteorologicznej Warszawa-Okęcie wyniosła  $-24^{\circ}\text{C}$  (Weatheronline 2014). Analiza wykazała silną korelację pomiędzy temperaturą a maksymalnym zapotrzebowaniem. Wartości powyżej 25 GW występowały w okresie zimowym, przy niskich temperaturach rzędu  $-20^{\circ}\text{C}$ , o godz. 17.

reklama



Rys. 4. Opracowanie własne. Rynek polski, symulacja PV na poziomie 1500 MW na podstawie danych PSE-Operator, EEX, weatheronline.pl



Rys. 5. Opracowanie własne. Rynek polski, symulacja PV na poziomie 3000 MW na podstawie danych PSE-Operator, EEX, weatheronline.pl

Powyższa analiza dowodzi, że w okresie letnim instalacje PV mogą uzupełniać krzywą KSE. W okresie zimowym ze względu na niskie temperatury produkcja energii w skojarzeniu z ciepłem powinna odgrywać coraz większą rolę w miksie energetycznym.

Jak wcześniej wspomniano (ze względów makroekonomicznych), podaż instalacji PV powinna być kontrolowana, w innym przypadku może to doprowadzić do nadmiernych kosztów dla całej gospodarki.

Jak potencjalnie systemy PV mogą wpłynąć na KSE?

Symulację PV przeprowadzono na poziomie 1500 MW oraz 3000 MW mocy zainstalowanej.

Na rys. 4 zasymulowany został udział PV, na poziomie 1500 MW dnia 17 lipca 2013 r., gdzie maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 20,393 MW. Temperatura tego dnia osiągnęła +24°C. Stosując zatem 1500 MW w technologii PV mak-

symalne zapotrzebowanie południowe (poziom rezydualny do wypełnienia przez energetykę konwencjonalną) można byłoby obniżyć do *peaku* wieczorowego (zielona linia rys. 4), czyli do poziomu 19,456 MW. W tym przypadku redukcja wyniosłaby 937 MW.

Rys. 4 ilustruje tego samego dnia zastosowanie PV na poziomie 3000 MW.

W przypadku 3000 MW w technologii PV *peak* dzienny można zredukować poniżej *peaku* wieczorowego. W praktyce mogłoby to oznaczać, że krzywą rezydualną (produkcję elektrowni konwencjonalnych) można byłoby zredukować o 1893 MW, czyli do poziomu 18 500 MW. Przy tych parametrach pozostaje do wypełnienia *peak* wieczorowy (>18 500 MW) występujący przez 4 godziny (godz. 20–23, maks. 955 MW o godz. 22). Jako rekomendowane rozwiązanie w tej sytuacji byłoby zastosowanie elektrowni szczytowo-pompowych (istniejąca moc zainstalowana 1756 MW)

oraz aktywnego zarządzania popytem na energię elektryczną za pomocą *demand response management* (DRM).

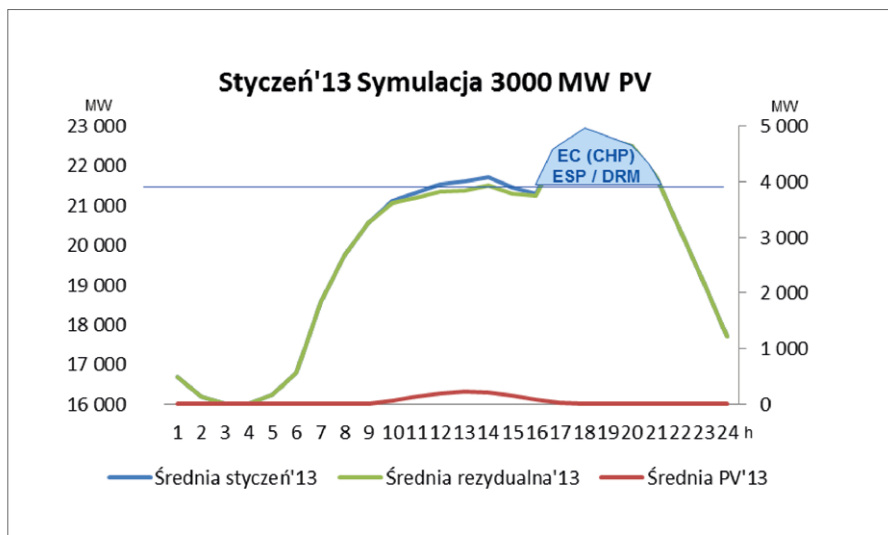
Wyobrażając sobie znacznie większy, wręcz niekontrolowany rozwój technologii PV, np. na poziomie 10 000 MW, oraz biorąc pod uwagę powyższą symulację, w okresie godzin południowych pojawiłyby się na krzywej rezydualnej znaczny dołek przy jednoczesnych szczytach porannych i wieczorowych. Te szczyty nie byłyby możliwe do wypełnienia przez el. szczytowo-pompowe oraz aktywne zarządzanie popytem (DRM). Taki scenariusz nie oznaczałby nic innego, jak „wypychanie” elektrowni konwencjonalnych z krzywej *merit order* w godzinach południowych przez technologie PV o zerowych kosztach zmianach oraz pełne wykorzystanie elektrowni zawodowych w godzinach porannych oraz wieczorowych. Patrząc na aktualny miks energetyczny, bazujący głównie na węglu oraz praktycznie braku elektrowni gazowych, byłaby to niezbyt korzystna sytuacja pod względem ekonomicznym, jak również technicznym. W scenariuszu zrównoważonego rozwoju technologii PV można mówić o korzystnym uzupełnieniu energetyki konwencjonalnej energetyką prosumencką, która wręcz stabilizuje pracę jednostek konwencjonalnych, pozwalając im pracować bardziej w podstawie.

Narzędziem umożliwiającym ograniczenie inwestycji w PV może być ograniczenie form wsparcia lub przy osiągnięciu parytetu sieciowego nałożenie dodatkowych podatków na energię wytworzoną we wspomnianych instalacjach, chociażby nałożenie podatku VAT lub/i podatku akcyzowego na wyprodukowaną energię.

Jak pokazuje rys. 6, przy wybranym dniu w okresie zimowym produkcja PV przy mocy zainstalowanej na poziomie 3000 MW byłaby marginalna i wynosiłaby 217 MW. Rekomendowanym zatem rozwiązaniem powinien być rozwój produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem.

## Podsumowanie

Jak pokazały analizy w niniejszym artykule, nawet przy polskich warunkach energetyka prosumencka (PV) jest w stanie niebawem osiągnąć (lub nawet



Rys. 6. Opracowanie własne. Rynek polski, symulacja PV na poziomie 3000 MW na podstawie danych PSE-Operator; okres zimowy, EEX, weatheronline.pl

przy optymistycznych założeniach osiąga już) tzw. *grid parity*, czyli parytet sieciowy, gdzie energia wyprodukowana na potrzeby własne może być tańsza od energii pobranej z sieci (obróć, dystrybucja, podatki). Obecnie planowane formy wsparcia w postaci *net meteringu* oraz preferencyjnych dopłat/kredytów w ramach programu Prosument (NFOŚiGW) mogą doprowadzić do sytuacji, gdzie energia prosumencka będzie tańszą alternatywą pozyskania energii, jak również ciekawą możliwością inwestycyjną.

Tego rodzaju zachęty mogą doprowadzić do dynamicznego rozwoju energetyki prosumenckiej w formie mikroinstalacji. Analizy przeprowadzone w niniejszym artykule pokazują, iż energetyka prosumencka może być idealnym uzupełnieniem energetyki konwencjonalnej (przede wszystkim PV w okresie letnim). Wszelkie programy wsparcia nie powinny jednak doprowadzić do nadmiernego rozwoju tych technologii, co powodowałoby bezpośrednią konkurencję z energetyką zawodową, która nie wykazuje się zerowymi kosztami zmianymi, a która jednak jest nieodzowna dla miksu energetycznego.

## Literatura

[1] ARE. (2011). Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energie do roku 2030. Agencja Rynku Energii SA.  
 [2] ARE. (2013). Sytuacja w Elektroenergetyce. Agencja Rynku Energii SA.

[3] BARNHAM, K., KNORR, K., MAZZER, M.: *Benefits of photovoltaic power in supplying national electricity demand*. Energy Policy 2012.  
 [4] EEX. (2014). European Energy Exchange. www.eex.com  
 [5] Fraunhofer Insitut. (2013). Aktuelle Fakten zur Fotovoltaik in Deutschland (Bieżące fakty na temat fotowoltaiki w Niemczech).  
 [6] Ministerstwo Gospodarki. (2013). Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od 1 stycznia 2011 do 31 grudnia 2012 r.  
 [7] Ministerstwo Gospodarki. (2014). Projekt Ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii, wersja 6.2.  
 [8] NFOŚiGW (2014). Program Prosument – opis programu. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.  
 [9] Weatheronline (2014). Weatheronline.pl – internetowy portal meteorologiczny.  
 [10] Urząd Regulacji Energetyki (11/2014). Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 11/2014).  
 [11] Urząd Regulacji Energetyki (15/2014). Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 15/2014).

 **Andrzej Modzelewski** – Dyrektor ds. Strategii i Rozwoju, RWE Polska SA

artykuł recenzowany